Московский государственный университет имени М.В.Ломоносова
Геологический факультет
Кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых.

ЮБИЛЕЙНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

70-летие Великой Победы

70-летие кафедры «Геологии и геохимии горючих ископаемых»

НОВЫЕ ИДЕИ В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

Международная научно-практическая конференция по проблемам геологии и геохимии горючих ископаемых

Москва, 28-29 мая 2015

www.oilgasideas.ru
www.oilmsu.ru

Издательство Московского университета

МОСКОВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

ИМЕНИ М.В. ЛОМОНОСОВА

ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ФАКУЛЬТЕТ

КАФЕДРА ГЕОЛОГИИ И ГЕОХИМИИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ

НОВЫЕ ИДЕИ В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

Сборник научных трудов

(по материалам Международной научно-практической конференции)

28–29 мая 2015

Издательство Московского университета

УДК 550.8+550.4

ББК 26.3

НОВЫЕ ИДЕИ В ГЕОЛОГИИ НЕФТИИ ГАЗА – 2015: Сборник научных трудов (по материалам Международной научно-практической конференции): Электронное издание // Отв. ред. А.В. Ступакова; МГУ имени М.В. Ломоносова, геологический факультет, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых. Издательство Московского университета, 2015. - 313 с.: ил.

ISBN 978–5–19–011079–1

Материалы Международной научно-практической конференции «Новые идеи в геологии нефти и газа – 2015» состоявшейся 28–29 мая 20115 года на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета Московского государственного университета имени М.В. Ломоносова.

Издание адресовано геологам-нефтяникам, геохимикам, геофизикам и геологам широко профиля.

УДК 550.8+550.4

ББК 26.3

Печатается по решению Учёного совета геологического факультета

Московского государственного университета имени М.В. Ломоносова

Редколлегия: А.В. Ступакова – отв. редактор, академик Д.Ю. Пущаровский,

академик А.Э. Конторович, А.А. Суслова, Р.С. Сауткин

ISBN 978–5–19–011079–1

© Московский государственный университет
имени М.В. Ломоносова, 2015



Геология нефти и газа – новые идеи – XXI век

28-29 мая 2015 года в Московском государственном университете имени М.В. Ломоносова проходит юбилейная конференция «Новые Идеи в геологии нефти и газа», посвященная 70-летию Великой Победы и 70-летию кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых.

Международная научно-практическая конференция «Новые Идеи в геологии нефти и газа» стала традиционным местом международного общения специалистов, представления и обсуждения новых интересных идей и научных достижений в области геологии нефти, газа и угля. Идея конференции зародилась в рамках кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета Московского государственного университета имени М.В. Ломоносова, которая была создана в 1945 году Игнатием Осиповичем Бродом, выдающимся геологом-нефтяником, прекрасным организатором и педагогом. На протяжении многих лет кафедру возглавляли крупные ученые – лидеры в отечественной геологии нефти и газа. Это – нефтяники Н.Б. Вассоевич, В.В. Семенович, Б.А. Соколов, М.К. Иванов. На кафедре работали выдающиеся специалисты в области нефти и газа И.В. Высоцкий, И.А. Конюхов, В.Н. Флоровская, А.Н. Гусева, В.Б. Оленин, О.К. Баженова, Ю.К. Бурлин, угольщики А.К. Матвеев, Ю.Р. Мазор. За 70 лет научно-педагогической деятельности на кафедре была создана ведущая школа по подготовке кадров (более 1500 специалистов в области поисков и разведки нефтяных, газовых и угольных месторождений). Сотрудники кафедры активно участвовали в реализации программы восполнения ресурсной базы страны. В наши дни кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета Московского государственного университета имени М.В. Ломоносова оснащена современным аналитическим оборудованием. Фундаментальность образования на кафедре дополняется опытом научно-производственной работы в соответствии с современными задачами нефтегазовой отрасли.

Фундаментальность знаний геологии нефти, газа и угля и практический опыт их применения легли в основу конференции «Новые Идеи в геологии нефти и газа», где обсуждаются вопросы интеграции идей и методов фундаментальных наук в геологии нефти, газа и угля XXI века. В настоящее время необходимы новые парадигмы, инновационные теории и технологии в поисках и разведке горючих ископаемых как в новых регионах суши и акваторий, так и в «зрелых провинциях». В силу вступают главные направления поисков и разведки месторождений нефти и газа в Арктике и на шельфе морей Мирового океана, уникальные нефтегазовые объекты нетрадиционных источников сырья баженовской и доманиковой свит как новой сырьевой базы энергетики XXI века. Эти и многие другие вопросы обсуждаются в дни юбилея кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета Московского государственного университета имени М.В. Ломоносова.

Заведующий кафедрой геологии и геохимии
горючих ископаемых геологического факультета
Московского государственного университета
имени М.В. Ломоносова А.В. Ступакова

«Ты родилась в Победный Год
И смело двинулась вперед!»
Доброжелатель

Ю Б И Л Е Й Н О Е

70 лет Кафедре геологии и геохимии горючих ископаемы
Геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова

В профессии своей души не чая,
Всегда гордясь профессией своей,
Геологи «горючие» встречают
Семидесятилетний Юбилей!

Уверенно шагают поколенья …:
Коль в прошлое мы устремим свой взгляд,
Увидим корифейскую аллею –
То маяки истории стоят.

Брод, Вассоевич и Матвеев,
Высоцкий, Семенович, Соколов –
Парад имен великих корифеев
Горючих ископаемых готов!

На главном месте – Брод Игнатий:
Он камень первый заложив,
Определил пути занятия
Вершин «горючих» кладовых.

Стал Вассоевич вместо Брода…
На жизненном своем пути
Он создал «микронефти» оду
Чтоб людям «макронефть» найти!

Наш макроугольщик Матвеев –
Правофланговый почти век,
Глава всех углекорифеев,
Творец, учитель, Человек!

Высоцкий – лектор идеальный,
Учтя прогнозные приметы,
Оставил нам обзор детальный
Бассейнов нефтяных планеты!

В. Семенович благородный,
Он рыцарь нефти и знаток
Закономерностей природных,
Где нефти выявить приток!

Б. Соколов отменно умный,
Геозаконы распознав,
Предрек, что нынче нефти уйму
Рождает в недрах битрасплав!

Много души и сил, и знаний
Расцвету кафедры отдал
М. Иванов – на «поле брани»,
Он – полный геоаксакал.

Во многих странах, гениально,
Прекрасный пол стал во главе
И страны шествуют триумфально,
Наперекор мужской молве.

Проходит смена поколений…
И к новым подвигам, толково,
Полна забот и вдохновенья,
Ведет корабль наш Ступакова!

И наша цель: чтобы питомцы,
Со старожилов, взяв пример,
Всю Землю б изучили донца,
И множили богатства недр!

Михаил Владимирович Голицын
2015 год



Эльгинское каменноугольное месторождение (Южно-Якутский бассейн). М.В. Голицын

ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА – НОВЫЕ ИДЕИ – XXI ВЕК

ИННОВАЦИОННЫЕ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ОАО МАГЭ НА АРКТИЧЕСКОМ ШЕЛЬФЕ.

Казанин Г.С., Иванов Г.И., Заяц И.В., Казанин А.Г., Нечхаев С.А. *(ОАО «МАГЭ», Мурманск, Москва, Санкт-Петербург)*

ОАО «МАГЭ» за последние годы, используя инновационные технологии, достигло определенных успехов при проведении геологоразведочных работ на нефть и газ на арктическом шельфе [Казанин, Иванов, 2014]. Сегодня, когда заходит речь о конкурентоспособности российской морской геофизики, то в качестве яркой иллюстрации этой способности выполнять исследования на современном научно-методическом уровне в сложнейших климатических условиях можно смело назвать ОАО «МАГЭ» [Иванов, 2014].

Морская арктическая геологоразведочная экспедиция была создана в Мурманске в далеком 1972 году, с целью проведения систематических геологоразведочных работ на шельфе Баренцева и Карского морей для поиска залежей углеводородов. Несмотря на все перипетии социально-экономического развития страны она активно развивается. В настоящее время образованы и активно работают два новых филиала - в Москве и Санкт-Петербурге и представительство в г. Сочи. Главные обьекты исследований сосредоточены на арктическом шельфе, включая центральную глубоководную часть шельфа. в Охотском и Черном морях а также на акваториях зарубежных морей –Норвежском, Северном. Большие обьемы работ выполнены на Индийском шельфе На сегодняшний день ОАО «МАГЭ» на российском шельфе, выполнила 608 262,8 п.км (в т.ч. 1121 – транзитная зона, 528 – суша) комплексных сейсмических исследований.. При участии нашей компании были открыты все известные на сегодняшний день месторождения на западно-арктическом шельфе России. Сегодня с МАГЭ сотрудничают крупнейшие в мире нефтегазодобывающие компании из России, Норвегии, Индии, Франции, США, Великобритании, Австралии.

МОВ ОГТ 2D –В настоящее время наша компания выполняет весь спектр геолого-разведочных работ от региональной стадии до поисково-оценочной. Среди необходимо выделить:

- сейсморазведка 2D/3D с плавающей косой в комплексе с надводной гравиметрией и дифференциальной гидромагнитометрией;
- сейсморазведка 2D 4C в транзитной зоне с 4-х компонентными донными станциями;
- геофизические исследования для инженерной геологии (сейсмика высокого и ультра-высокого разрешения);
- сейсморазведка 2D 3C на суше с бескабельной сейсмической системой GSX с 3-х компонентными станциями;
- инженерно-геологические изыскания
- цифровая обработка сейсмических и гравимагнитных данных;
- комплексная интерпретация геолого-геофизической информации.

Прошедший год был очень трудным для нас как в плане производственно-технологическом, в связи с введением санкций, так и климатическом, крайне сложная ледовая обстановка в море Лаптевых и Карском море, и в особенности в прибрежной части Ямала, долгое время не давала нам возможности спокойно работать. Тем не менее, нам удалось выполнить все намеченные планы.

На карте фактического материала приведены основные бюджетные объекты, которые выполняла экспедиция 2014 году (рис. 1). Завершены работы, подготовлены и сданы отчеты по 5 объектам госзаказа и 17 договорам. Экспедиционные исследования выполнялись в арктическом бассейне в Баренцевом, Печорском, Карском, Лаптевых, Восточно-Сибирском и Охотском морях. Впервые проведены комплексные геофизические работы в приполюсных районах восточного сектора Арктики. Впервые мы вышли на континентальный склон Восточно-Сибирского моря. Были выполнены работы МОВ ОГТ с 8 километровой 648 канальной сейсмической косой. Получены первые обнадеживающие результаты.

В 2014 году компания выполнила 31 000 км МОВ ОГТ 2Д (бюджет -16 000 и недропользователи - 15000) и около 9000 кв. км. 3Д, что составило больше половины (59%) программы сейсморазведочных работ 3Д, проводимых в водах РФ.

Работы выполнялись по 12 государственным контрактам, (рис. 1), среди них можно выделить работы на Гусиноземельской площади Южногоприноземелья, на участке Северо-Баренцевского шельфа, работы в море Лаптевых и на бровке континентального шельфа Восточно-Сибирского моря. И главный объект, в центральной части Северного Ледовитого Океана.

В результате комплексных геофизических исследований на Гусиноземельской обьекте площадью 13,9 тыс. км2 с целью изучения строения и перспектив нефтегазоносности Гусиноземельской региональной ступени были выполнены сейсморазведка МОВ ОГТ 2D, надводная гравиметрия и дифференциальная магнитометрия по сети 4х5 км на участке. Осадочный чехол освещен на полную мощность, составляющую 8,5-19 км.

В строении осадочного чехла выделен ряд крупных сейсмокомплексов: ордовик-нижне-среднедевонский, верхнедевонско-нижнепермский, нижне-верхнепермский, триасовый, юрский и меловой.

Работы позволили существенно уточнить структурно-тектоническое районирование по горизонтам осадочного чехла и фундамента по сравнению с предыдущими исследованиями в рамках геологической сьемки масштаба 1:1000 000. В пределах ранее выделяемых надпорядковых элементов - Южно-Баренцевской синеклизы и Предновоземельской структурной области - впервые, благодаря детальности сети наблюдений, выделены осложняющие их структуры, отчетливо проявленные в потенциальных полях, согласующихся с сейсмическими планами.

В целом для Гусиноземельского нефтегазоперспективного района прогнозные ресурсы углеводородов категории D1+D2 составляют 1190 млн. т У.Т. (геологические). , в т.ч. локализованные категории D2лок. 285 млн. т У.Т.

Изучения Северо-Баренцевского шельфа выполнена переобработка архивных материалов сейсморазведки МОВ ОГТ, полученных за период 2006-2012 гг.. в объеме 31589.95 п.км. и дополнительно был выполнен региональный связующий

сейсморазведочный профиль протяженностью 750 п.км. Произведена увязка и комплексная интерпретация всех имеющихся данных гравиметрических и магнитометрических съемок разных лет, создан комплект сводных карт аномальных физических полей и их трансформаций. Построены структурные карты по горизонтам VI (PR2- PZ1?), III2(D3), Ia(C3-P3), A(P-T), A2(T2), A3(T3), Б(T-J), B(J-K), Гn(K1nc) и Г2(K1-K2). Дана характеристика структурных планов всех стратиграфических уровней осадочного чехла, на которых картируется 79 локальных антиклинальных поднятий.

Построены прогнозные разрезы нефтегазогеологических параметров в масштабе 1:1 000 000. В пределах Северо-Баренцевского шельфа выделяются Западно-Баренцевская и Восточно-Баренцевская НГП. Западно-Баренцевская НГП в рамках площади обобщения представлена Центрально-Баренцевской ПНГО, в структурном плане подошвы осадочного чехла которой соответствуют региональные ступени Франц-Виктория и Александровская. Прогнозные ресурсы осадочного чехла Северо-Баренцевского шельфа до глубины 7000 м составляют 14,84 млрд. т У.Т., из них на долю извлекаемых ресурсов приходится 12,57 млрд. т У.Т.

В результате исследований в северо-западной части моря Лаптевых с целью оценки перспектив нефтегазоносности были выполнены: сейсморазведки МОВ ОГТ 2D, МПВ, грави-, магнитометрических съемок по сети 16 х 16 км на площади 32,6 тыс. км2 получены данные о строении ранее практически не изученного района Лаптевоморского шельфа и сопредельных структур Северного Ледовитого океана. Работы логически завершают этап системного регионального изучения западного сектора моря Лаптевых с целью определения перспектив бассейна на углеводороды.

Строение земной коры изучено до глубин 28-34 км, граница Мохо прослежена на временах 9-10 с. Осадочный чехол изучен до глубины 9,5 км, максимальные значения мощности чехла приурочены к континентальному склону и глубоководной части Евразийского бассейна. Значительные мощности осадочных комплексов установлены в прогибе Вилькицкого. В разрезе чехла прослежено восемь главных региональных границ: ОГ А, LS1, LS2base, LS2, LS3base, LS3, LS5, LS6, характеризующих структуру выделенных сейсмокомплексов верхнемелового-кайнозойского возраста. Осуществлена увязка с сопредельными районами шельфа и Евразийского бассейна по системе композитных профилей, полученных МАГЭ за последние годы.

По данным нефтегазогеологического районирования максимальные плотности ресурсов УВ - 150-200 тыс. т У.Т./км2 - сосредоточены в отложениях континентального склона в пределах Западно-Лаптевской ступени и пояса флексурно-разломных смещений. Прогнозные ресурсы осадочного чехла категории D2 составили ~ 4 млрд. тонн У.Т., извлекаемые – 2,7 млрд. т У.Т. На площади работ закартировано 17 локальных поднятий (рис. 7), ресурсы которых оценены на уровне 1,4 млрд. т У.Т. Среди локальных объектов наиболее перспективными являются структуры, приуроченные к Ольгинскому валу, с локализованными ресурсами углеводородов 1,2 млрд. т У.Т.

Исследования в центральной части Северного Ледовитого Океана носили пионерский характер. Главной с целью работ явилось создание геолого-геофизической основы для оценки перспектив нефтегазоносности. Впервые в мире удалось пересечь Северный Полюс

со всем комплексом геофизических работ (сейсмика МОВ ОГТ, ОГТ-МПВ. гравика, локация бокового обзора).

Район исследований охватывает как глубоководную, так и мелководную часть Арктического бассейна. Для подлёдной сейсморазведки МОВ ОГТ ОАО «МАГЭ» разработала собственный аппаратурный комплекс и создало инновационную технология для работы в арктических условиях. Устройство ледовой защиты для буксировки забортного сейсмооборудования, установленного на судне находится сейчас на стадии патентования. Большая часть работ проходила во льдах сплоченностью 9-10 баллов, толщиной до 160 см. На некоторых профилях встречался двухлетний лед толщиной до 240 см и торосы до 4м. Зачастую ледокол Ямал сначала пробивал себе дорогу, а после возвращался и пробивал дорогу для «Федорова».

За всеми этими геологическими открытиями и техническими решениями стоит упорный труд коллектива МАГЭ, каждого из 530 человек.

Впереди новый вызов. Российские компании ГАЗПРОМ и РОСНЕФТЬ получили новые лицензионные участки, которые расположены в районах со сложной ледовой обстановкой, в тех районах, в которых наша компания уже умеет работать и мы надеемся, что новейшие технологии, которыми располагает МАГЭ будут востребованы. Залогом этого являются те результаты, которые мы вам сегодня представили.

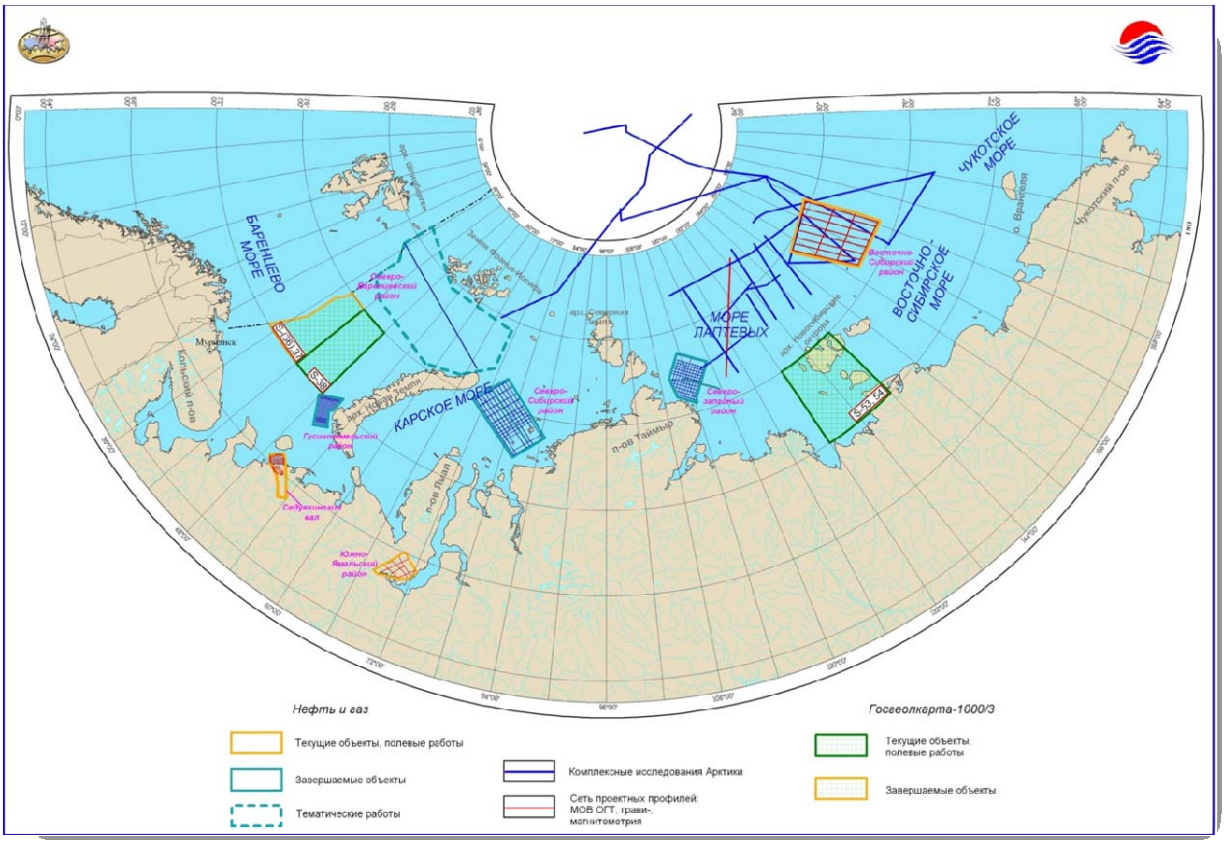


Рис. 1. Обзорная схема геолого-геофизических исследований ОАО «МАГЭ» по госзаказу в 2014 году

КРУПНЫЕ ОТКРЫТИЯ В СТАРЫХ РАЙОНАХ: МОЖЕТ ЛИ ЭТО СТАТЬ РЕАЛЬНОСТЬЮ?

Соборнов К.О. (ООО Северо-Запад), Воложж Ю.А. (ГИН РАН)

В последние годы в России отмечается устойчивая тенденция снижения величины вновь открываемых месторождений. Одновременно новые поисковые проекты смещаются во все более труднодоступные районы и на большие глубины. Это влечет за собой значительное увеличение стоимости прироста новых запасов. В условиях высоких цен на нефть и газ это часто рассматривалось как естественное и необратимое следствие роста поисковой зрелости основных нефтегазоносных бассейнов. Однако падение цен на энергетические ресурсы и общее изменение экономических условий делают многие новые проекты нерентабельными. В этой связи важное значение приобретает критический анализ существующих направлений геолого-разведочных работ, учитывающий экономическую реальность. Большую роль в этом играет ревизия геологических моделей, проводимая на основе новых геологических концепций и интегрированной интерпретации геолого-геофизических данных с привлечением современных технических средств.

Эта работа приводит к некоторым интересным результатам. В частности, появляется все больше свидетельств того, что крупные открытия могут быть сделаны в некоторых старых нефтегазоносных районах. Это относится не только к залежам нетрадиционной нефти. Большой интерес в этой связи могут представлять районы сложного строения, в том числе складчатые пояса обрамления Восточно-Европейской платформы в пределах Предкавказья, Предуралья, кряжа Карпинского. В прошлом применяемые поисковые технологии позволяли находить лишь сравнительно простые и крупные объекты. Ограниченная информативность применяемых в прошлые десятилетия поисковых методов приводила к выработке структурных моделей, достоверность которых опровергалась появлением новых данных. Современный уровень понимания строения этих районов в совокупности с новыми технологиями дают возможность выявлять принципиально новые направления работ в этих «зрелых» районах. Многие из них содержат крупные объекты, опоискование которых может дать этим районам вторую жизнь.

Представляется, что в пределах складчатого обрамления Восточно-Европейской платформы наиболее значительные месторождения традиционных нефти и газа могут быть открыты (1) в надвиговых структурах, (2) стратиграфических ловушках, особенно в зонах несогласий и выклиниваний, (3) рифовых массивах и окаймляющих их осыпных шлейфах.

Новые геологические идеи в совокупности с новыми данными привели к разительным изменениям в представлениях о строении и нефтегазоносности складчато-надвиговых зон (Соборнов, 2014). Появляется все больше примеров, показывающих, что их внутреннее строение не вписывается в рамки «классических» моделей, сформулированных на основе данных, полученных во время активного изучения этих районов в 1930-1980-х гг. Часто обнаруживается несоответствие структурных планов перспективных комплексов, обусловленное структурной расслоенностью и

дисгармоничной складчатостью осадочного чехла. Нередко вергентность структур на разных структурных уровнях оказывается противоположной, что характерно для зон вдвиговых деформаций. Подобные неопоискованные структуры, в частности, устанавливаются в пределах северо-восточной оконечности кряжа Карпинского (рис. 1).

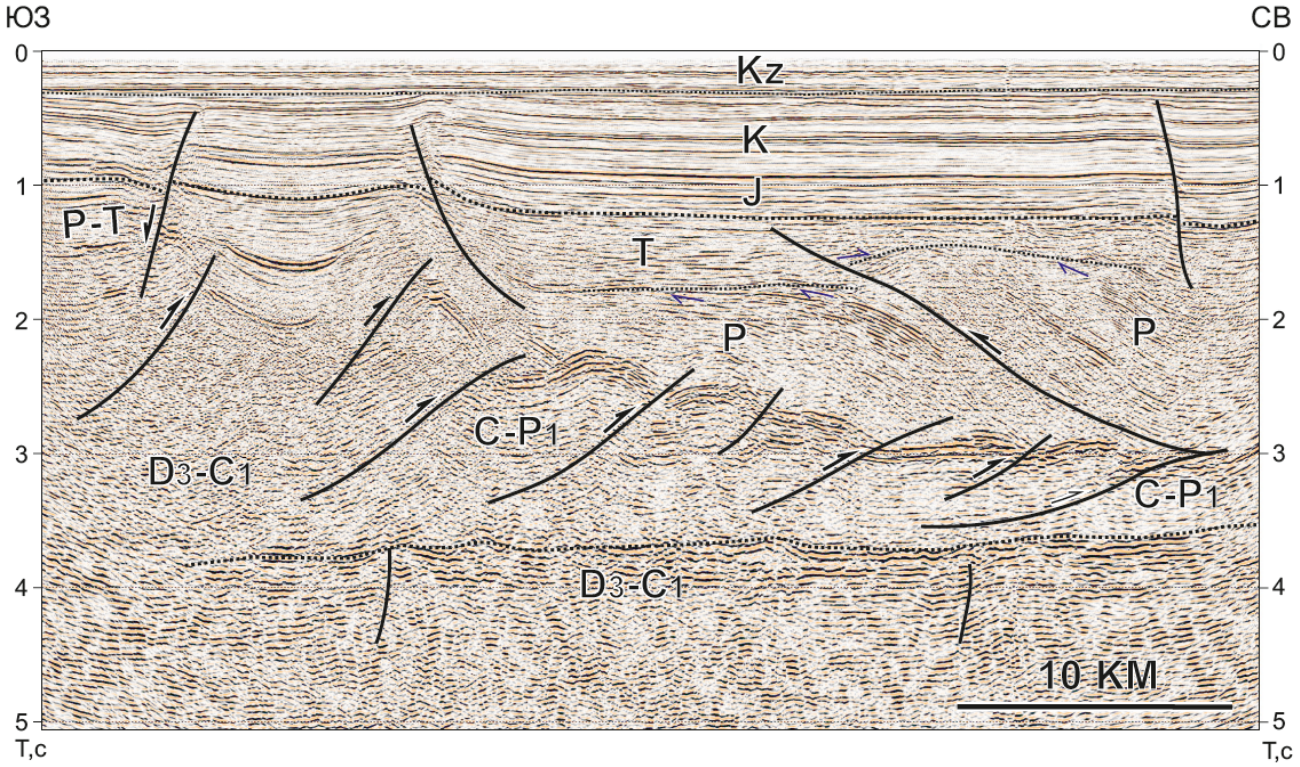


Рис. 1. Интерпретированный сейсмический разрез зоны сочленения кряжа Карпинского и Прикаспийского бассейна, иллюстрирующий структурную расслоенность и дисгармоничную складчатость палеозойских отложений.

Несоответствие структурных планов создает условия для формирования ряда высокоамплитудных антиклинальных ловушек, не имеющих прямого отражения в вышележащих слоях. Подобные структуры, как правило, отличаются благоприятными условиями сохранности залежей, так как контролирующие их разломы не достигают поверхности. С зонами аналогичного строения связаны крупнейшие зоны нефтегазонакопления в бассейне Персидского залива, Венесуэлы, Скалистых Гор и др. В России эти зоны остаются малоизученными. Их опоискование с большой вероятностью может принести существенный прирост запасов нефти и газа.

Сложная многофазная структурная эволюция складчатых поясов приводила к образованию многочисленных зон выклиниваний и несогласий в осадочном чехле. Примерами их значимости могут являться крупные месторождения нефти как, например, им. Титова и Требса в НАО, открытие которых в 1980-х гг. явились побочным неожиданным результатом поисков, направленных на рифовые объекты. Современные сейсмические данные показывают широкое распространение подобых образований. В определенных случаях они позволяют прогнозировать вероятность карстования отложений, подстилающих несогласия. Нередко ловушки в этих зонах расположены вне

сводов антиклинальных структур. По этой причине многие из них не разбурены. На рисунке 2 показан пример выделения зон несогласий в складчатой зоне Тимано-Печорского бассейна, представляющих существенный поисковый интерес. Есть все основания полагать, что целенаправленное изучение этих зон может привести к новым крупным открытиям.

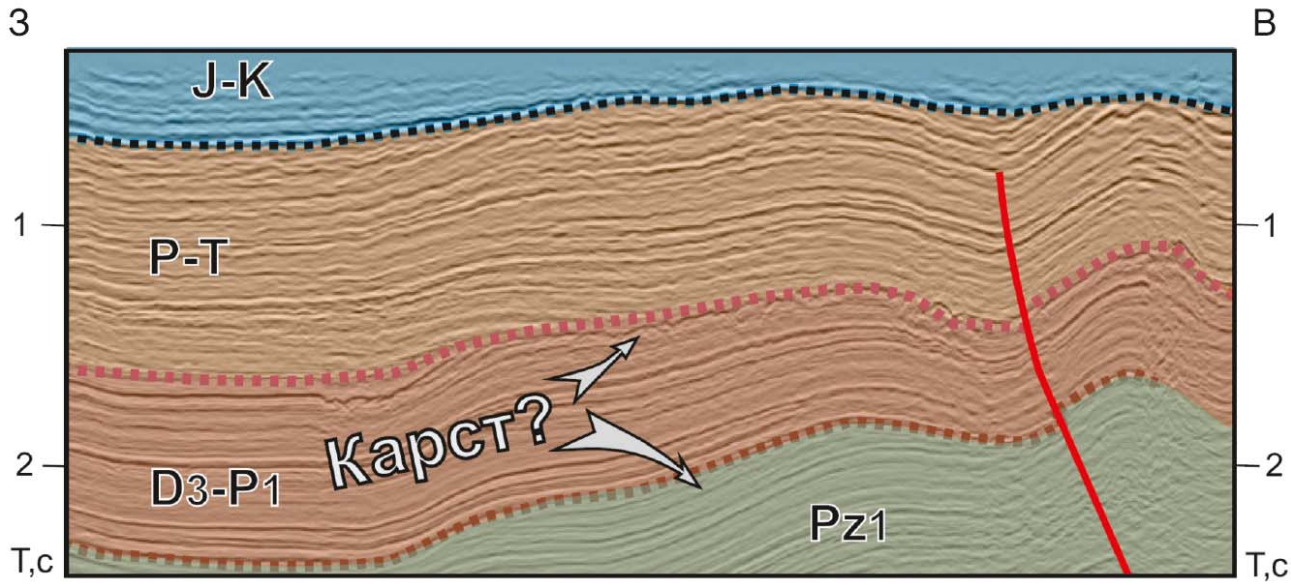


Рис. 2. Интерпретированный сейсмический разрез складчатых зон Тимано-Печорского бассейна с выделением крупных стратиграфических несогласий. Характер сейсмической записи указывает на вероятность карстования карбонатов, подстилающих несогласия.

Приуроченность складчатых поясов к палеоконтинентальным окраинам, включающим зоны перехода от шельфа к глубоководному склону, определяют широкое распространение крупных рифовых построек. Первичная контрастность фациального состава осадочного чехла и его складчатость делают их выявление крайне сложным. Нередко из-за недостаточной информативности геофизических данных наличие крупных рифов достоверно устанавливается только в результате бурения. Примером может служить крупнейшая девонская рифовая постройка (вскрытая толщина более 1000 м), установленная на Юньяхинской площади в предгорьях Полярного Урала (Богданов и др., 2014).

Комплексное применение современных технологий, включающих сейсморазведку, потенциальные поля, магнитотеллурическое зондирование позволяют резко повысить надежность выделения рифовых объектов в районах сложного строения. На основании палеогеографических реконструкций в складчатых зонах Предуралья прогнозируется широкое развитие крупных рифовых построек. В качестве основного источника углеводородов здесь выступает высокопродуктивная доманиковая свита. Пример выявления крупного рифового массива в подсолевых отложениях в зоне сочленения южного Урала и Прикаспийского бассейна показан на рис. 3. Подобные объекты могут содержать уникальные скопления нефти и газа.

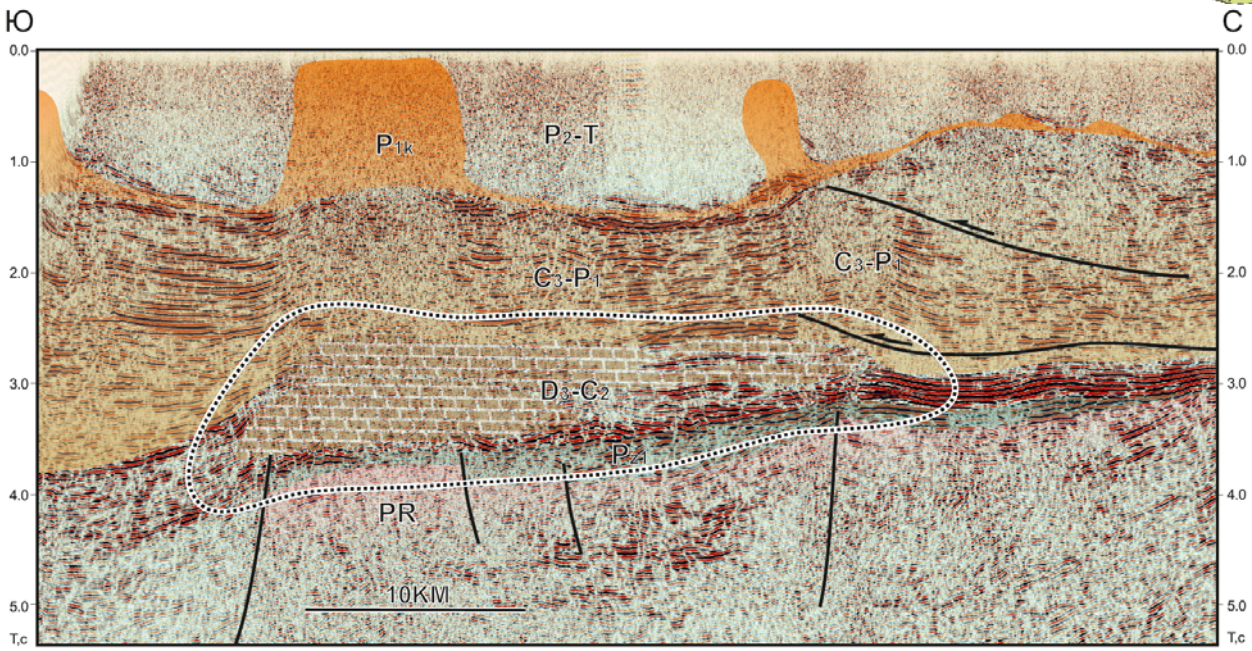


Рис. 3. Интерпретированный сейсмический разрез зоны сочленения Южного Урала и Прикаспийского бассейна. Пунктиром выделена предполагаемая рифовая постройка.

По-существу, перечисленные типы поисковых объектов в «зрелых» нефтегазоносных районах можно рассматривать в качестве пропущенных направлений поисковых работ. Их выявление в прошлом было крайне сложным в силу ограниченности разрешающей способности применяемых поисковых технологий. Проблемой также являлась качество проводки и испытания скважин в сложных горно-геологических условиях складчатых зон. Технические сложности нередко вынуждали делать преждевременные и ошибочные заключения о продуктивности перспективных интервалов. В настоящее время становится все более очевидным, что районы сложного строения, включая старейшие нефтегазоносные районы, заслуживают самого пристального внимания. Их изучение с применением современных научных знаний и новейших технических средств может принести новые крупные серийные открытия. Соседство складчатых зон обрамления Восточно-Европейской платформы к объектам инфраструктуры и рынкам потребления нефти и газа делают эту задачу важной не только в научном, но и в практическом отношении.

Список литературы

1. Богданов Б.П., Приймак П.И., Недилюк Л.П., Тереньев С.Э. Проблемы изучения и перспективы нефтегазоносности Лемвинского барьерного рифа. Геология и минеральные ресурсы Европейского северо-востока России: материалы XVI Геологического съезда Республики Коми, т. 3. Сыктывкар: ИГ Коми УрО РАН, 201, с. 16-23.
2. Соборнов К.О. Складчато-надвиговые пояса: основа нового цикла наращивания ресурсной базы добычи нефти и газа в России? // Геология нефти и газа, 2014, 2, 64–71.

ЛОКАЛИЗАЦИЯ НОВЫХ РЕГИОНОВ ПОИСКОВЫХ РАБОТ В СТАРЫХ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНАХ – ОСНОВА ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ СТРАНЫ

Соколов А.В., Гриценко С.Б., Козупица Н.В. (Zoltav Resources Inc.)

Несмотря на то, что ежегодный прирост запасов нефти, много лет подряд превышает текущую добычу, все ближе ожидание момента начала снижения добычи нефти в Российской Федерации. Чтобы уменьшить будущие потери бюджета от сокращения нефтяных доходов, государство «загоняет» в труднодоступный и экологически опасный Арктический шельф свои нефтегазовые компании в поисках новых нефтяных месторождений, которые, чтобы быть рентабельными, должны оказаться как минимум крупными по запасам. Между тем, по оценкам экспертов, будущая промышленная нефть Арктики, если и появиться в обозримом будущем, сумеет восполнить не более 10-15% всей необходимой стране добычи.

Нефть, которую нужно будет добыть завтра для обеспечения текущих потребностей страны, находится гораздо ближе, чем думают многие. Огромные пространства обустроенных районов Западной Сибири, Урало-Поволжья, Тимано-Печоры с плотной сетью дорог и нефтепроводов, с близким расположением городов и нефтеперерабатывающих предприятий остаются попрежнему неизученными поисковым бурением. Например, в ХМАО-Югра, основном драйвере добычи нефти в стране, лицензировано не более 1/3 всей площади. Остальные 2/3 площади округа остается в нераспределенном фонде недр в ожидании привлекательных предложений. Но неспособность геологов предложить рынку новые разведочные идеи, еще не говорит об отсутствии углеводородов в недрах.

Из рисунка № 1, где показана добыча нефти по стране по годам следует, что потенциал будущей добычи из недр Западной Сибири, будет оставаться решающим в ближайшем обозримом будущем. Для поддержания добычи необходимо наращивать объемы поисково-разведочного бурения. Однако на фоне обвального падения объемов поисково-разведочного бурения, практически не происходит крупных открытий. Причина кроется в том, что мы, как правило, ищем то, к чему привыкли, что понимаем и что искали и находили последние десятилетия используя антиклинальную парадигму поисков. Но статистика последних десятилетий показывает, что размеры открытых месторождений, приуроченных к традиционным антиклинальным ловушкам, уменьшились до мельчайших! Их дальнейший поиск становится экономически бессмысленным. Соответственно, когда нет новых идей, нет и финансирования работ, поскольку экономический смысл поисково-разведочных работ всегда являлся лейтмотивом финансирования.

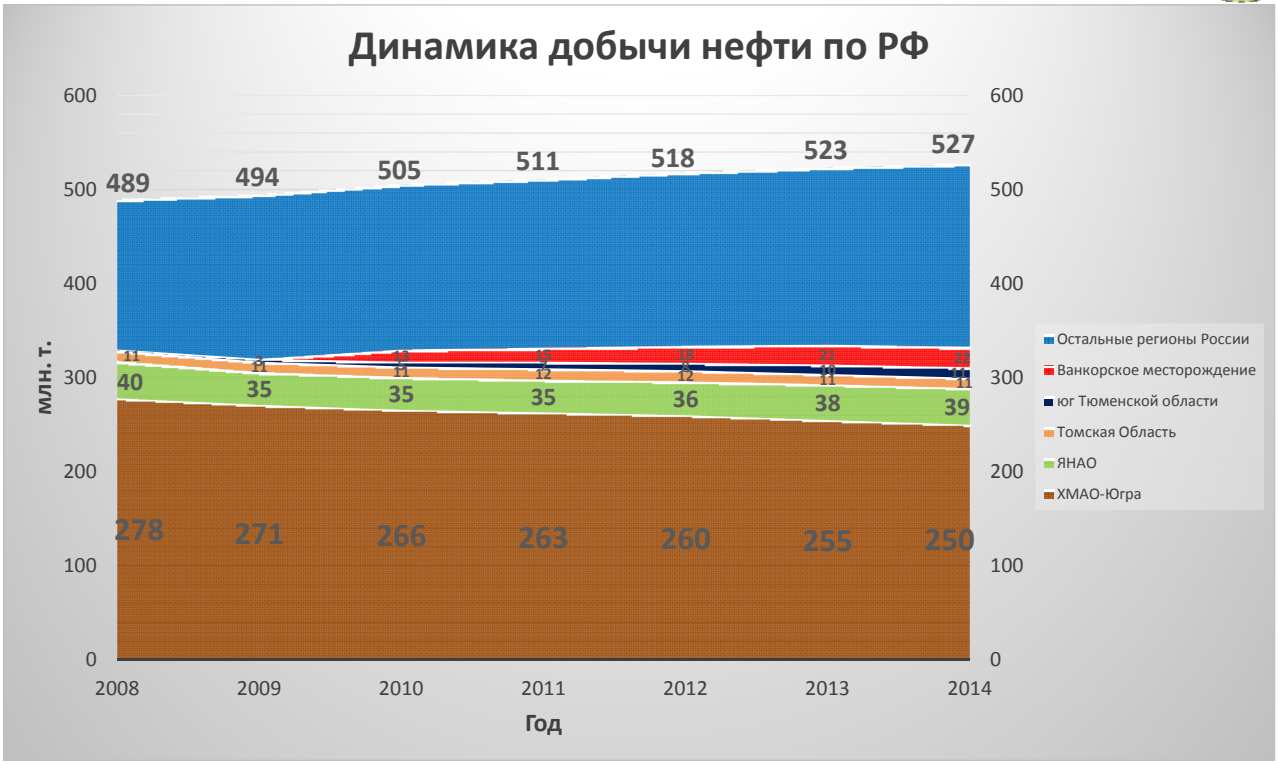


Рисунок 1. *Динамика добычи нефти по Российской Федерации в 2008-2014 годах*

Единственный способ удержать добычу нефти в стране - поменять свои стереотипы в поисках нефти в традиционных районах нефтедобычи и в традиционных коллекторах. Необходимо поменять философию поисков нефти и начать целенаправленно искать нефть в прогибах, в отрицательных формах подземного рельефа, на склонах поднятий. Одним словом там, куда все последние десятилетия мы сознательно не заходили, чтобы не усложнять себе поиски и не удорожать работы.

Доказательством справедливости и жизнеспособности этой философии может служить положительный пример нефтепоисковых работ в Колтогорском тектоническом прогибе – новом регионе поисковых работ в ХМАО-Югра. На протяжении всего периода освоения Западной Сибири с 60-х годов прошлого столетия, не было проведено системного изучения этого района, т.к. основные усилия были направлены на опоискование крупных, а затем мелких и мельчайших антиклинальных структур. Вдоль западного борта регионального прогиба, где нет привычных антиклинальных ловушек и привычные стереотипы поиска нефти не работают, удалось локализовать и открыть Колтогорскую группу нефтяных месторождения, общей площадью более 550 км2 и извлекаемыми запасами около 150 млн.т. в осадочном чехле (рисунок № 2).

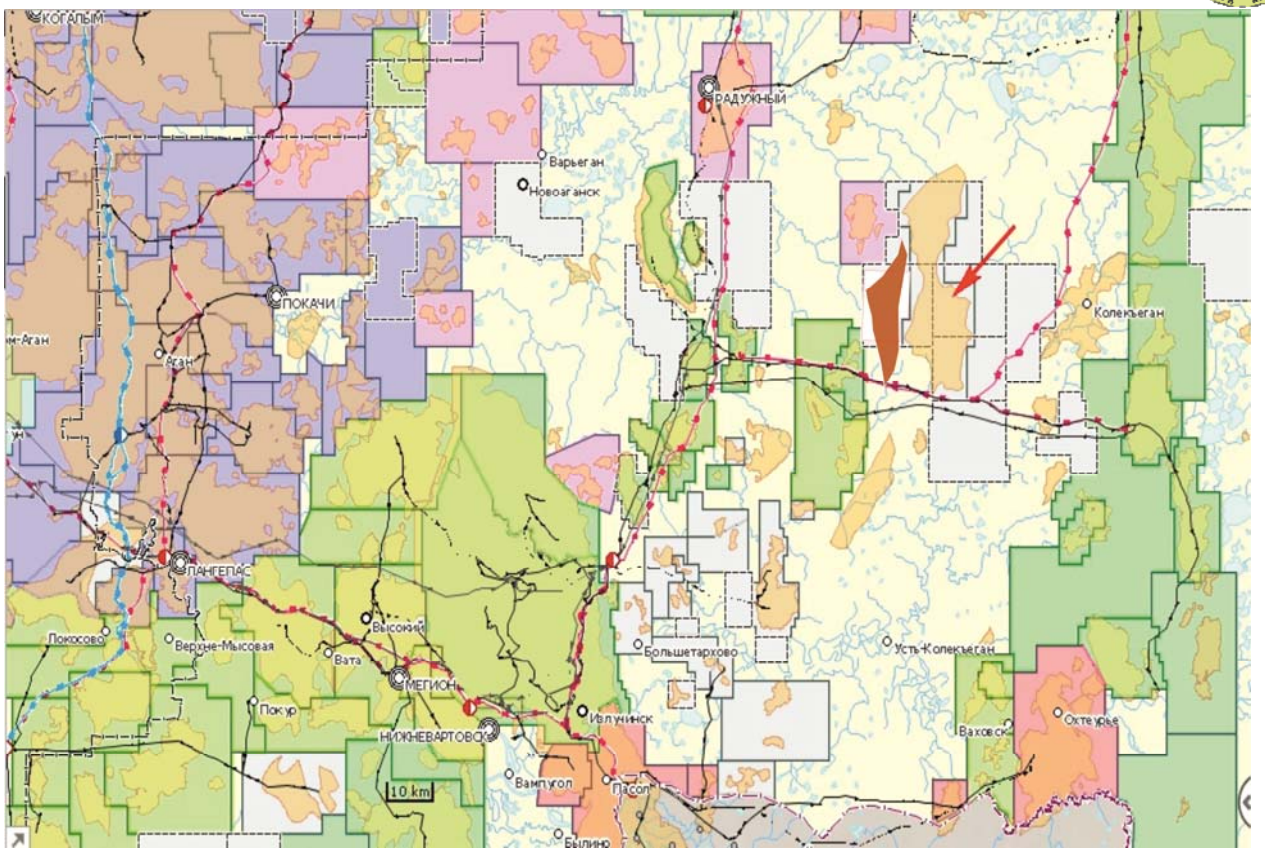


Рисунок 2. *Колтогорская группа нефтяных месторождений на карте ХМАО-Югра (использована основа с карт ЦРН ХМАО-Югра, 2014)*

В процессе нефтепоисковых работ, на сегодняшний день, реализована многостадийная последовательность изучения недр:

- Геохимическая съемка - изучение углеводородов-биомаркеров органического вещества из проб грунта отобранных в приповерхностных отложениях. Установление возможного подтока нефтяных углеводородов в приповерхностные четвертичные отложения вследствие вертикальной миграции УВ. Выявление перспективных зон скоплений УВ.
- Выявление и локализация перспективных ловушек сейсморазведочными работы 2Д, Оценка потенциальных запасов и размеров возможного открытия. Обоснование выбора мест бурения поисковых скважин.
- Строительство поисковых скважин. Открытие месторождений. Подсчет запасов.
- Детализация и определение литологической неоднородности месторождения сейсморазведочными работами 3Д. Подсчет запасов по результатам сеймоисследований. Обоснование выбора мест бурения разведочных скважин.

В процессе нефтепоисковых работ на Колтогорской группе месторождении были применены современные технологии анализа геолого-геофизической информации – палеотектонический, палеогеоморфологический, сейсмофациальный анализы. Проведен анализ геохимических критериев условий формирования залежей УВ с позиции изучения рассеянного органического вещества. Выполнена новая обработка исходных сейсмических данных, проведен анализ нефтеносности на основе частотно-зависимого поглощения и AVO-анализ.

Открытие Колтогорской группы нефтяных месторождений в обустроенном регионе - доказательство того, что крупные открытия возможны в старых нефтегазоносных бассейнах.

УГЛЕВОДОРОДНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНОВ СЕВЕРНОЙ ЕВРАЗИИ: СООТНОШЕНИЕ МЕЖДУ ТРАДИЦИОННЫМИ И НЕТРАДИЦИОННЫМИ РЕСУРСАМИ ГАЗА И НЕФТИ, ПЕРСПЕКТИВЫ ПРОМЫШЛЕННОГО ОСВОЕНИЯ В XXI ВЕКЕ

В.А. Скоробогатов (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

На севере Евразийского мегаконтинента и в арктических морях расположено 30 осадочных бассейнов (ОБ) и суббассейнов различного типа и возраста, среди которых выделяются Западно-Сибирский и Восточно-Сибирский мегабассейны и одноименные нефтегазоносные мегапровинции (ЗСМБ, ВСМБ), приуроченные соответственно к молодой эпигерцинской плите (ЗСП) и древней (докембрийской) Сибирской платформе. К крупным по площади относятся Баренцево-Карский и Охотоморский шельфовые бассейны, а также Волго-Уральский бассейн и одноименная нефтегазоносная провинция. Из 12 «полноценных» НГП России (суша и шельф) только 2 провинции преимущественно нефтеносны (ВУНГП и Тимано-Печорская провинция), 1 нефтегазоносна (ЗСМП), 3 газонефтеносны (газа больше, чем нефти) и 6 преимущественно/исключительно газоносны.

За более чем 140 лет развития нефтегазовой отрасли промышленности в пределах России открыто 3374 месторождений углеводородов (УВ) различной величины (по геологическим и извлекаемым запасам) и фазового состояния, в т.ч. 442 газовых (Г) и газоконденсатных (ГК), 2401 нефтяных, 551 двухфазных (типа ГН, ГКН, НГК).

За все годы проведения целенаправленных поисково-разведочных работ (ПРР) в 12 ОБ Северной Евразии (СЕА) начальные разведанные запасы достигли 110 млрд т условных углеводородов (УУВ, при номинальном отношении 1 т Н+К = 1000 м^3 газа), открытые запасы (с учетом кат. C_2) превышают 140 млрд т у.т. Из недр России извлечено около 42 млрд т при близких отношениях газ : ЖУВ. В текущих запасах объем свободного газа существенно превышает массу извлекаемой нефти (более чем в 2 раза). Это значит, что промышленная значимость газа для страны выше, чем жидких УВ: в 2014 г. в РФ было добыто 641 млрд м^3 газа (свободного – более 90 %), нефти + конденсата – 526 млн т. Добыча нефти практически приблизилась к предельным ресурсно-технологическим возможностям недр СЕА, но уже сейчас реальная добыча газа может быть доведена до 680-700 млрд м^3/год. Современные разведанные запасы свободного газа России составляют 49,5 трлн м^3.

Текущие запасы и достоверные (= реально подтверждаемые) перспективные ресурсы УВ локальных (адресных) объектов (под геологоразведку) должны обеспечивать их добычу на ближнюю и среднюю перспективу (до 2030-2035 гг. включительно). Дальняя перспектива может быть обеспечена только путем освоения прогнозных ресурсов газа и нефти через поисково-разведочные работы. В этой связи важнейшее стратегическое значение имеют достоверность, доверительность и подтверждаемость неоткрытых (перспективных + прогнозных) ресурсов в ходе дальнейших ПРР. Спекулятивные оценки мало того, что неуместны, они попросту вредны для стратегического планирования развития минерально-сырьевой базы газо- и нефтедобычи на суше и шельфе СЕА до 2040-2050 гг. и во второй половине нынешнего столетия: необоснованные величины ресурсов тех или

иных крупных геологических объектов (НГП, областей в их пределах, НГО, литолого-стратиграфических комплексов пород – НГК) влекут за собой неоправданные затраты на ПРР и низкую эффективность поисков УВ-скоплений.

Достаточно длительный период времени величины НПР традиционного газа (ТРГ) оценивались в интервале 180-212 трлн м^3, но после 1988 г. начался их стремительный рост. Последняя официальная оценка ТРГ (на 01.01.2009) – 287,5 трлн м^3 при достигнутой структурно-буровой изученности недр большинства ОБ суши 40-85 % (до глубин 4,5-5,0 тыс. м) и начальных открытых запасах менее 100 трлн м^3. Резко увеличилась оценка ресурсов газа недр акваторий – от 74 до 109 трлн м^3, существенно – извлекаемые ресурсы обычной нефти (на 10 %).

Согласно расчетам автора, ТРГ России до 7,0 км составляют интервально 200-210 трлн м^3, в т.ч. ЗСМП 106-109 трлн м^3, при этом промышленная газоносность глубин 5-7 км будет развита преимущественно в карбонатных резервуарах, которые лучше сохраняются в жестких термобароглубинных условиях по сравнению с терригенными породами. Ресурсы обычной нефти оценены в 65-70 млрд т. Эти величины представляются, как оценки «сверху» реальных ресурсов УВ, с вероятностью их подтверждения на уровне 80 %.

Известно, что при изученности глубоким бурением перспективных территорий, например, в 50 % в начальные разведанные запасы переводится до 70 % УВ-потенциала, в 70 % - до 90 % и т.д., а оставшиеся 10 % неоткрытых ресурсов «распылены» в мельчайших и поисково-нерентабельных скоплениях УВ.

Именно в силу этих причин доведение буровой изученности перспективных объектов до 75-80 % и более совершенно нерационально: это приводит к неоправданному перебуриванию перспективных территорий без адекватных приростов новых разведанных запасов УВ.

Концептуально-количественные основы энергетической стратегии России таковы: обеспечение условий (прежде всего ресурсно-технологических) для производства минеральных энергоносителей в 2040 г.:

- природного газа 1000-1050 млрд м^3, в т.ч. за счет нетрадиционных ресурсов (НТРГ) до 100-150 (ОАО «Газпром» - 730-750);
- нефти и конденсата не менее 520 млн т (нетрадиционной нефти 70-80 млн т);
- угля не менее 420-450 млн т.

В сумме это составляет 2,1-2,3 млрд т минеральных энергоносителей с поставками на экспорт до 50 % произведенной продукции, возможно более.

Для этого в предстоящие 25 лет все компании-операторы должны неуклонно увеличивать объемы ПРР и адекватные им приросты разведанных запасов, прежде всего, УВ, заниматься изучением и промышленным освоением не только традиционных ресурсов газа и нефти, но и важнейших видов нетрадиционных ресурсов (НТРГ и Н).

В силу ряда генетических причин недра СЕА максимально обогащены традиционным газом и углем, а среди НТРГ – «плотным» и угольным газом (ПГ и УГ), т.е. газом в плотных

низкопроницаемых резервуарах, в т.ч. и в угленосных толщах ОБ открытого и закрытого типов. Достаточно велики запасы и прогнозные ресурсы нефти низкопроницаемых коллекторов, а также сланцевой нефти внутри материнских битумогенерирующих пород. Огромны геологические ресурсы газогидратов (ГГ). На рисунке приведена количественная оценка всех газовых ресурсов ОБ России, которые превышают 1000 трлн м^3 (оценка ГГ – по данным Е.В. Перловой и др.). В объеме суммарных потенциальных извлекаемых ресурсов нефти по расчетам автора существенно преобладает традиционная нефть (более 60 %), а на долю важнейшего нетрадиционного вида – сланцевой нефти – приходится около 20 %. Относительно легко осваиваемыми видами нетрадиционных ресурсов УВ в обозримом будущем являются ПГ и СН. Они и будут масштабно востребованы уже в ближайшие два десятилетия. Таким образом, ресурсную обеспеченность добычи горючих ископаемых России в XXI веке следует оценивать как высокую и очень высокую как по суше, так и по шельфовым областям арктических и дальневосточных морей. Первостепенное значение Западно-Сибирской мегапровинции для развития газовой и нефтяной отраслей промышленности страны останется незыблемым еще многие десятилетия настоящего столетия.

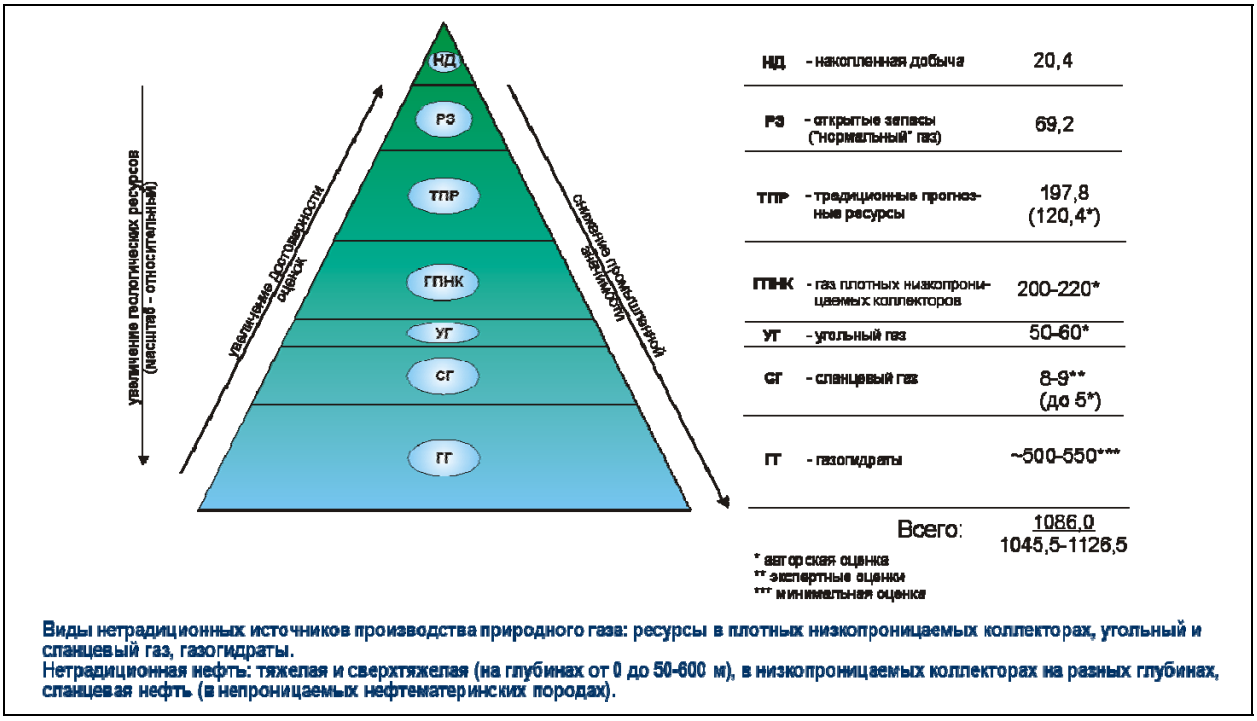


Рисунок 1. *Структура газового потенциала недр осадочных бассейнов России (на 01.01.2014, трлн м^3)*

Мониторинг состояния и тенденции развития минерально-сырьевой базы нефти РФ

Искрицкая Н.И.

Федеральное Государственное унитарное предприятие «Всероссийский нефтяной научно-исследовательский институт» (ФГУП «ВНИГРИ»), г. Санкт-Петербург

В нефтяном балансе страны практически две трети извлекаемых запасов относятся к трудноизвлекаемым (ТИЗ) и по видам составляют: тяжёлой - более 16%, сосредоточенной в малопроницаемых коллекторах – 41,7%, высокосернистой – более 2%, высоковязкой - 11 % и в подгазовых залежах – около 8%. Нередко эти виды ТИЗ сочетаются. Только за один 2012 год разведанные извлекаемые запасы нефти в целом по Российской Федерации увеличились лишь на 1,25%, а за этот же период запасы тяжёлой нефти возросли на 1,52%, в низкопроницаемых коллекторах - на 4,11%, высоковязкой нефти – на 3% [1].

Кроме принятых в балансе вышеперечисленных видов ТИЗ, к данной категории можно отнести остаточные обводнённые запасы давно разрабатываемых месторождений, запасы мелких и мельчайших, низкодебитных, сложнопостроенных, удалённых от инфраструктуры месторождений. Запасы месторождений на поздней стадии освоения с высокой степенью обводнённости также должны рассматриваться как ТИЗ [2,3]. Таким образом, сырьевая база нефтедобычи России восполняется в основном трудноизвлекаемыми запасами.

В общем объёме добычи нефти доля ТИЗ возрастает, но более низкими темпами, что можно проследить на примере тяжёлых нефтей (ТН).

В структуре извлекаемых запасов нефти РФ сегмент ТН, плотностью более 0,9 г/см^3, превышает 16% и составляет около 3 млрд.т. Большая часть запасов сосредоточена на территории трех ФО – Уральского (35%), Приволжского (31%) и Северо-Западного (19%). На территориальном шельфе сосредоточено 4% от общего объема запасов ТН. Добыча ТН составляет 45,5 млн.т. (около 10% общего годового объёма добычи нефти РФ).

ТН имеют ряд свойств, которые отличают их от обычной нефти и позволяют отнести к категории ТИЗ:

- повышенная плотность;
- комплексный состав (содержат нафтеновые кислоты, сульфокислоты, простые и сложные эфиры, редкие цветные металлы в кондиционных концентрациях);
- преимущественно имеют вязкость в пластовых условиях выше 30 мПа·с., т.е. относятся к высоковязким (ТВН);
- часто являются высокосернистыми (содержание серы превышает 2 %).

Особые сложности возникают при разработке сверхвязких нефтей (СВН), вязкость которых в пластовых условиях превышает значение 200,0 мПа*с.

Извлекаемые запасы высоковязких (ВВН) нефтей категорий А+В+С$_1$ в целом по Российской Федерации составляют около 2 млрд. т или 11%, но добыча не дотягивает и до 5 %. По федеральным округам наибольшая часть ВВН сосредоточена в Приволжском ФО (44%), Уральском ФО (33%), Северо-Западном ФО (22%) и, как правило, ВВН сочетаются с ТН.

Дисбаланс между содержанием ТН в балансе извлекаемых запасов и в объёме добычи ТН по федеральным округам представлен на рисунке 1.

Наибольший удельный вес ТН (40%) в общем объёме извлекаемых запасов региона наблюдается в Северо-Западном ФО, а доля ТН в добыче - лишь 16%; в Приволжском ФО - 26% и 19%; в Южном ФО -23% и 6%; в Уральском ФО -10% и 2%; Сибирском ФО -18% и 30% соответственно.

Значение запасов и добычи ТН в ресурсных базах отдельных федеральных округов различно. Больше всего ТН добывается в Приволжском ФО - 46% от общего объёма ТН в России. месторождения Восточно-Европейской платформы в настоящее время в наибольшей степени изучены и освоены. Это объясняется в первую очередь более развитой инфраструктурой,

наличием опыта успешной разработки высоковязких и сверхвязких углеводородов, а также постепенным исчерпанием ресурсной базы легких в освоении традиционных нефтей.

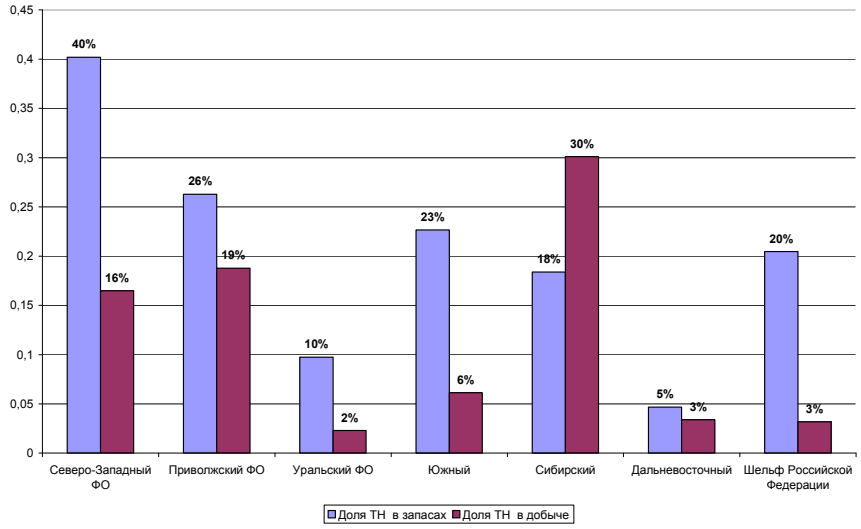


Рисунок 1. Доля тяжёлых нефтей в запасах и добыче по территориям, %

Так, например, за пятилетний период в Приволжском ФО величина запасов ТН увеличилась на 38%, при том, что общая величина запасов возросла лишь на 18%. , а в ряде регионов запасы ТН практически удвоились – Самарская область (191%), Республика Башкортостан (207%) – существенно отставая от темпов прироста общей величины запасов этих регионов (147% и 131% соответственно). Суммарный объем запасов Северо-Западного ФО возрос лишь на 4%, а доля ТН увеличилась на 29%. В Республике Коми запасы ТН увеличивались в 2 раза быстрее по сравнению с ростом общего объема запасов (62% и 31% соответственно), а доля ТН в общем объеме добычи осталась на уровне 2005 г. [4].

Многие месторождения ТН Волго-Уральской НГП содержат в своем составе металлы: суммарно более 100 тысяч тонн извлекаемых запасов пятиокиси ванадия и 4,6 тысяч тонн никеля. Месторождения Ульяновской области имеют рекордные показатели пятиокиси ванадия: Зимницкое – от 659 до 1954 г/т, Кондаковское –1922 г/т, Филипповское и Северо-Филипповское –1130-1219 г/т. Извлечение ценных попутных компонентов из ТН по-прежнему остается сложной проблемой [1,4].

По объемам добычи в ТН в Приволжском ФО лидирует Республика Татарстан - 10 млн.т., что составляет практически половину добычи ТН региона и примерно 45% общероссийской добычи ТН. Но даже положение лидера в регионе не позволяет говорить о достаточных достижениях, поскольку доля ТН в запасах Республики Татарстан превышает половину (54%), а в добыче – не дотягивает и до трети (31%.). Объясняется это сложностью сырьевой базы региона. Высокосернистые нефти в Республике Татарстан составляют 76%, а 49,5% относятся к высоковязким. Основные извлекаемые запасы ТН сосредоточены на Ромашкинском, Ново-Елховском, Нурлатском, Аксубаево-Мокшинском, Бурейкинском, Ивашкино-Мало-Сульчинском нефтяных месторождениях.

В Республике Татарстан реализуется комплексная программа освоения ТВН и сверхвязких нефтей (СВН), включающая мероприятия по внедрению новых технологий бурения скважин и добычи нефти на месторождениях, строительство специальной инфраструктуры: трубопровода с подогревом и нефтеперерабатывающего завода «ТАНЕКО». Создание полного цикла от добычи до переработки ТН является основой их эффективного освоения.

Уральский ФО обладает самыми значительными запасами ТН в стране, но они составляют лишь 10% извлекаемых запасов региона; здесь добывается четверть всего объема ТН в Российской Федерации, что не превышает 4% общего объема добычи территории. Предотвращение темпов падения добычи в Уральском ФО в немалой степени связывается с вводом в промышленную разработку крупных месторождений ТИЗ на основе комплексного подхода. В Уральском ФО

числится наибольший объём - 32,25% ТИЗ, сосредоточенных в низкопроницаемых коллекторах, которые тоже попадают под льготирование.

Несмотря на расширение налоговых льгот, их действие ещё незначительно сказывается на увеличении добычи в регионе. По расчётам некоторых компаний выгоды льготирования не всегда компенсируются дополнительными затратами по обеспечению условий льготного налогообложения (раздельный учёт нефти, отдельный бухгалтерский баланс ит.д.).

На рис.2 приведено сопоставление доли ТН в запасах и добыче по ряду регионов. В Ямало-Ненецком автономном округе (ЯНАО) Уральского ФО доля ТН в запасах составляет 32%, а из 23 млн.т. добываемой нефти только около 5% приходится на ТН. В Уральском ФО еще достаточно велики объемы запасов и добычи легкой нефти, поэтому освоение ТН не считается столь острой проблемой, как для регионов европейской части страны. Но это только вопрос времени, поскольку дисбаланс существует, и доля ТН в запасах нарастает.

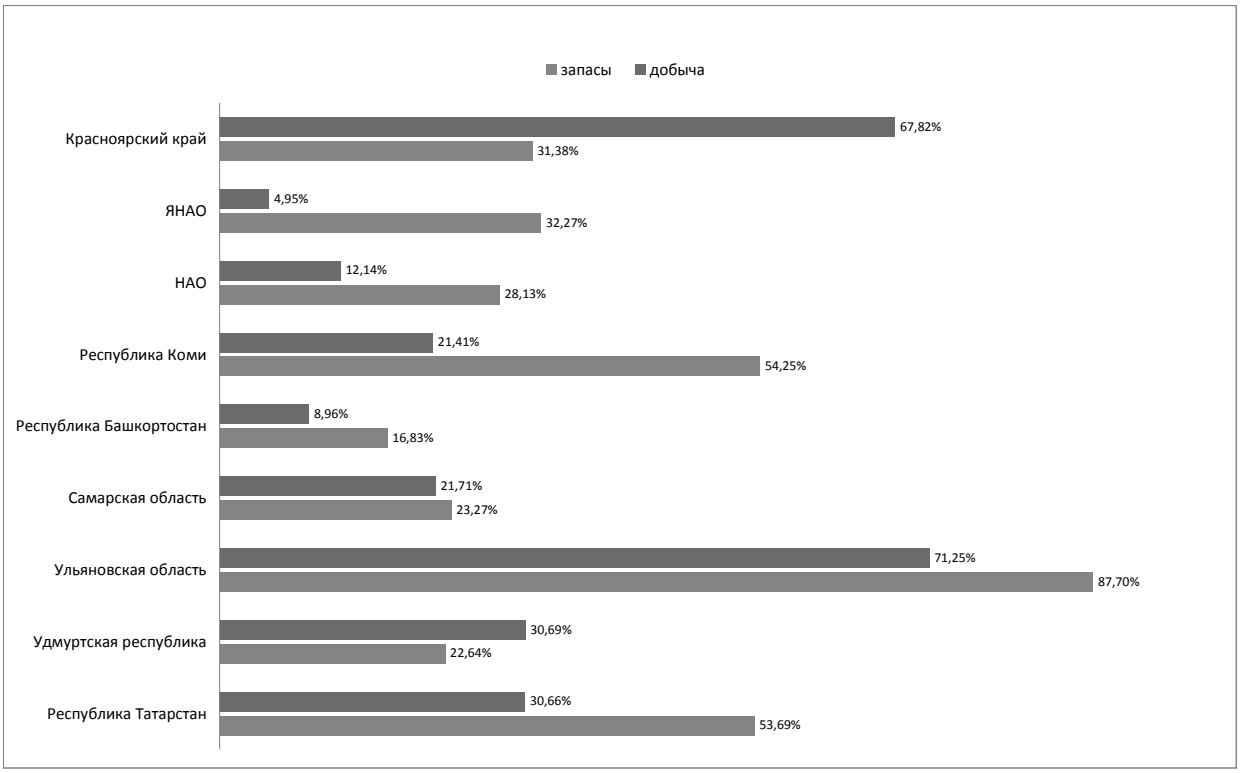


Рисунок 2. Распределение запасов и добычи тяжелой нефти по ряду регионов России, %

Преобладание значения удельного веса добычи ТН (67%) по сравнению с долей в запасах (31 %) наблюдается лишь в Красноярском крае, где добыча ТН в 2012 г. превысила 12 млн. т и превзошла аналогичный показатель Республики Татарстан. Связано это с освоением Ванкорского месторождения - крупнейшего из месторождений, открытых и введенных в эксплуатацию в России за последние двадцать пять лет.

Внедрение новых технологий и введение налоговых льгот привели за последние годы к увеличению рентабельной добычи ТИЗ в нашей стране, но темпы прироста объемов их добычи недостаточны, они отстают от темпа прироста запасов, что ведет к постепенному сокращению ресурсной базы и ухудшению ее качества. Это - одна из основных причин снижения нефтегазовых доходов страны на ближайшую перспективу.

Извлечение ТИЗ требует повышенных затрат и осуществляется при льготном налогообложении, что влечёт сокращение бюджетных поступлений.

Государство существенно расширило налоговые льготы и по данным Минприроды, в настоящее время более 800 месторождений нефти подпадает под льготы. Потери бюджета в результате предоставления льгот оцениваются в 300 млрд. рублей в год. Объём добычи нефти, подпадающий под льготное налогообложение, по мере ухудшения структуры ресурсной базы будет

увеличиваться, что повлечёт дальнейшее сокращение доходов в бюджет. Применение налоговых льгот сегодня должно, по крайней мере, компенсировать эти потери в дальнейшем. Льготы должны стимулировать снижение затрат на добычу, а не покрывать убытки.

Система стимулирования должна способствовать:

наиболее полному извлечению нефти на уже обустроенных и эксплуатируемых месторождениях,

сокращению начального убыточного срока разработки новых месторождений;

внедрению самых передовых технологий и оборудования на различных стадиях разработки месторождений;

вовлечению в промышленное освоение трудноизвлекаемых и нетрадиционных запасов углеводородов;

решению социально-экономических проблем для добывающих регионов.

За последнее десятилетие неоднократно происходили резкие изменения объёмов доказанных запасов нефти отдельных стран за счет тяжелой и сверхтяжелой нефти, которая ранее при подсчете запасов не учитывалась. В 2010 г. Венесуэла увеличила доказанные запасы нефти на 40%, до 296,5 млрд. баррелей и заняла по этому показателю первое место в мире. В мае 2003 г. извлекаемые нефтяные запасы Канады возросли за год более чем в 36 раз - с 4,9 до 180 млрд баррелей.

В настоящее время добыча ТИЗ в Канаде экономически оправдана, поскольку в состав доказанных запасов включаются месторождения, разработка которых рентабельна. В 2001 г. обеспеченность нефтяными запасами Канады оценивалось в 6,5 лет. По мере развития технологий добычи ТИЗ Канаде удалось существенно прирастить ресурсную базу углеводородов, стать экспортером нефти, повысить к 2013 году обеспеченность запасами до 160 лет [5].

Энергетический баланс изменяется по мере развития научно-технического прогресса и в результате появления новых технологий и новых источников энергии меняется представление о традиционных и нетрадиционных ресурсах углеводородов. Нетрадиционные переходят в категорию традиционных, сначала трудноизвлекаемых, затем – извлекаемых рентабельных и.т.д.

Пути ускорения освоения ТИЗ:

- классификация ТИЗ и уточнение величины их запасов и прогнозных ресурсов;
- разработка государственной программы изучения ресурсной базы трудноизвлекаемых запасов;
- возобновление фундаментальных исследований, направленных на разработку научной основы создания эффективных технологий добычи, транспортировки и переработки ТИЗ;
- внедрение эффективных промышленных технологий и технических средств разработки, увеличение объемов опытно-промышленных работ по испытанию новых технологий добычи;
- совершенствование налоговой политики.

Проведенный мониторинг ресурсной базы показывает, что в нашей стране назрела необходимость ускоренного освоения месторождений ТИЗ, в том числе и ТВН, как надежного источника восполнения минерально-сырьевой базы углеводородов.

Литература

1. Искрицкая Н.И., Макаревич В.Н. «Сырьевая база тяжёлых нефтей. Состояние и перспективы освоения» Ж. «Минеральные ресурсы России. Экономика и управление», М., № 3, 2013 г, с.8-13.

2. Лисовский Н.Н, Халимов Э.М. «О классификации трудноизвлекаемых запасов» Ж. «Вестник ЦКР Роснедра», М., № 6 2009 г, с.33-34.

3. Подольский Ю.В., Прищепа О.М. «Нефтяной потенциала России. Состояние минерально-сырьевой базы и перспективы её освоения. Сб. научных статей, посвященный 85-летию ВНИГРИ «Проблемы воспроизводства запасов нефти и газа в современных условиях».-СПб.: ФГУП «ВНИГРИ», 2014.-392 с.-(Труды ВНИГРИ), с.9-31.

4. Искрицкая Н.И., Макаревич В.Н. «Системный подход к освоению месторождений тяжелых высоковязких нефтей Российской Федерации». Ж. «Недропользование XX1 век», М., №4 (41) август 2013 г., стр.40-45.

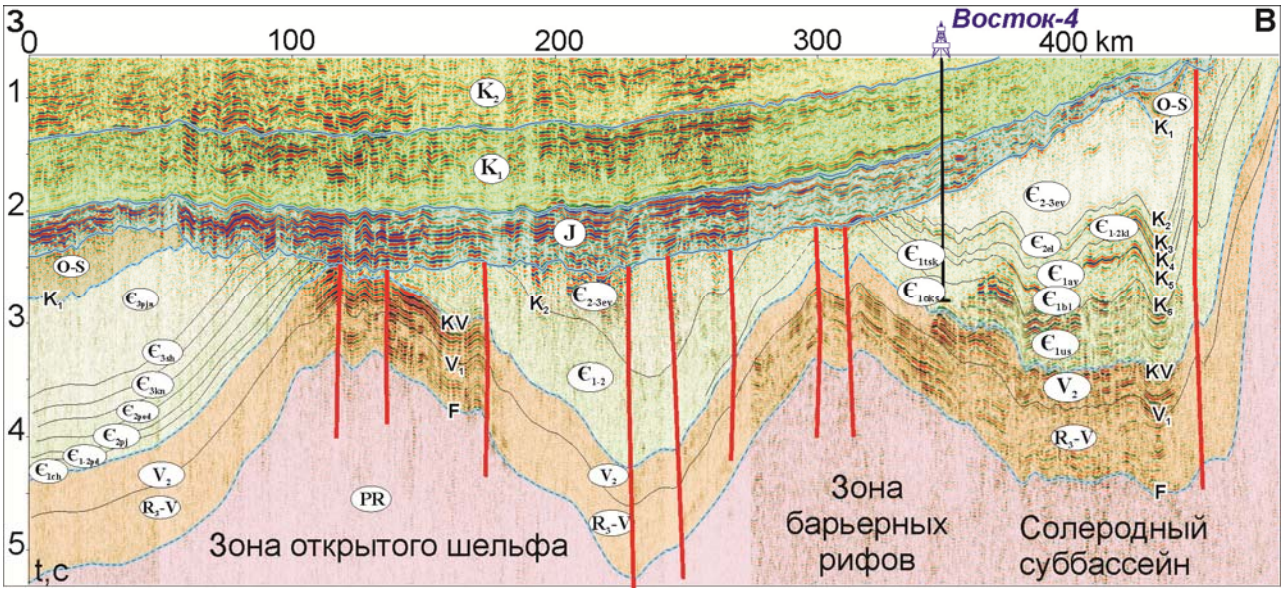
5. Искрицкая Н.И. Зарубежный опыт увеличения нефтяных запасов за счёт тяжёлой высоковязкой нефти и природных битумов. Ж. «ЭКО», г. Новосибирск, №12, 2013 г., с.146-155.

ПРЕДЪЕНИСЕЙСКИЙ ВЕРХНЕПРОТЕРОЗОЙСКОЙСКО-ПАЛЕОЗОЙСКИЙ ОСАДОЧНЫЙ БАССЕЙН: ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Филиппов Ю.Ф. (Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН им. академика А.А.Трофимука)

Анализ результатов региональной сейсморазведки (более 20 тыс.км) и данных бурения (на 17 площадях) подтверждает вывод о том, что к западу от р. Енисей широко распространены мощные слабодислоцированные верхнепротерозойские и палеозойские отложения субплатформенного типа. На востоке Западно-Сибирской плиты эти образования залегают под мезозойско-кайнозойскими отложениями и образуют древний Предъенисейский осадочный бассейн, перспективный в нефтегазоносном отношении. Площадь бассейна превышает 390 тыс. км^2, толщина верхнепротерозойско-палеозойских осадочных образований достигает 8-10 км, общий объем осадочного выполнения бассейна превышает 2 млн. км^3. Бассейн отделен от Сибирской платформы Енисейским складчатым поясом, на западе граничит с герцинскими складчатыми системами.

Комплексный анализ сейсмических разрезов и данных бурения, стратификация основных отражающих горизонтов позволяют выделить в домезозойской части разреза Предъенисейской зоны шесть основных регионально развитых осадочных комплексов, которые образуют два структурных этажа. Верхний этаж представлен одним пермско-триасовым комплексом, развитым лишь в северных районах бассейна, где скважинами на Лекосской и Тыньярской площадях вскрыты осадочные и вулканогенные отложения перми и триаса, несогласно перекрывающие более древние горизонты кембрия и ордовика (возможно, силура). Мощность комплекса достигает 1 км и более. Нижний структурный этаж в плане характеризует зону развития верхнерифейско-нижнепалеозойских субплатформенных отложений (рис.1).



Риунок1. *Сейсмогеологический разрез вдоль регионального профиля Восток-10. (Расположение профиля показано на рис. 2. Буквами обозначены отражающие горизонты, в кружочках-индекс возраста осадочных комплексов).*

На временных сейсмических разрезах выше отражающего горизонта F фиксируется серия горизонтов, подчеркивающих слоистую модель среды и характеризующих структуру осадочных комплексов. Ниже получил развитие хаотический характер сейсмической записи, характерный для метаморфизованных и складчатых комплексов основания.Анализ сейсморазведочных материалов свидетельствует о достаточно большой мощности верхнерифейско-нижнепалеозойских отложений - до 10-12 км в осевой части бассейна. В составе нижнего структурного этажа снизу вверх выделяются 5 согласно залегающих комплексов.

Верхнерифейско-нижневендский комплекс, контролируемый на временных разрезах отражающими горизонтами V_1 в кровле и F в подошве, на большей части бассейна представлен в полном объеме и имеет мощность около 3 км. Детальная интерпретация сейсмокомплекса невозможна ввиду значительных глубин и отсутствия данных бурения. По-видимому, он аналогичен верхнерифейско-вендским комплексам отложений, развитым на Енисейском кряже, и где они представлены терригенно-карбонатными отложениями вороговской, чингасанской, ослянской, чапской, тасеевской серий). Соответственно, подстилающий их комплекс с хаотичной записью отождествляется с добайкальским складчатым комплексом основания.

Верхневендский комплекс пород, контролируемый на временных разрезах горизонтами KV в кровле и V_1 в подошве, распространен в бассейне также широко, как и подстилающий его комплекс, отсутствуя только в пределах локальных выступов на западе территории. Мощность верхневендских отложений превышает 1 км, несколько сокращаясь на поднятиях. В восточной части комплекс вскрыт скважиной Аверинская-150 в интервале 4430 – 4770 м и представлен сульфатно-карбонатными породами, датируемыми немакит-далдынским ярусом позднего венда. В западной части комплекс вскрыт и охарактеризован палеонтологическими находками в скв. Восток-3 и представлен существенно карбонатными (на некоторых уровнях - биогермными) отложениями пойгинской, котоджинской и райгинской свит общей (неполной) мощностью около 1100 м. Судя по неоднородности волновой картины, вещественный состав комплекса меняется по латерали.

Нижне-верхнекембрийский существенно карбонатный комплекс, контролируемый на временных разрезах горизонтами KV в подошве и K_2 в кровле, вскрыт скважинами Лемок-1, Аверинская-150, Восток-1, 3, 4. Область распространения комплекса, получившего наиболее широкое развитие в восточных районах бассейна, на западе сужается. На положительных структурах (Райгинско-Ажарминская гряда, Пурчесско-Кетский мегавал) они размыты либо полностью, либо частично. Мощность комплекса, в среднем, составляет 2 км, достигая в пределах осевых частей крупных депрессий 3 км. В восточных районах внутри комплекса выделяется ряд ярко выраженных отражающих горизонтов (K_6, K_5, K_4 K_3), приуроченных соответственно к кровле наиболее соленосной части кембрийского разреза – усольской свите, кровлям тыйской и аверинской карбонатно-ангидритовым толщам (стратиграфические аналоги бельской и булайской свит байкитской зоны Сибирской платформы) и кровле кольчумской карбонатной свиты (аналог литвинцевской и ангарской свит на платформе). В западном направлении мощность усольской свиты, ограниченной на временных разрезах горизонтами K_6 и KV, сначала уменьшается, а затем горизонты сливаются и формируют единый сейсмический репер. В этом же направлении уменьшается толщина всего нижнекембрийского комплекса (на западе он вскрыт скв. Восток-3 и Восток-1, где представлен чурбигинской свитой мощностью около 200 м).

Характер волнового поля и данные бурения позволили выделить в восточной части бассейна нижнекембрийскую соленосную формацию и закартировать границы ее распространения. В целом, спокойное залегание комплекса в восточной части осложнено рядом антиклинальных (линейно вытянутых в северо-западном направлении) структур, связанных с соляным тектогенезом. Их образование связано со сложным взаимодействием тектонических движений по блокам фундамента в сочетании с пластическими деформациями соляных тел, в частности - перетеканием соли в ослабленные зоны. Скважиной Восток-4 вскрыт разрез фрагментов краевых частей рифового тела раннекембрийского возраста. Анализ сейсмических материалов показывает, что подобные образования, вероятно, распространены вдоль всей западной границы солеродных отложений и являются южным продолжением единого раннекембрийского рифогенного пояса, фрагменты которого обнажаются на дневной поверхности в северо-западных районах Сибирской платформы.
В западных районах бассейна верхние части нижнего кембрия и нижние фрагменты среднекембрийской части комплекса представлены высокоуглеродистым кремнисто-глинисто-известковым комплексом отложений, который формировался в зоне открытого шельфа. Он объединен в пайдугинскую свиту (120 м), которая уверенно выделяется в разрезе по данным ГИС и является аналогом известных черносланцевых толщ на Сибирской платформе (куанамская, шумнинская свиты). Средние части среднекембрийского и нижние части верхнекембрийского

существенно карбонатного комплекса в центральной и восточной части объединены в составе елогуйской, а на западе – пуджелгинской свит.

Выше по разрезу, между отражающим горизонтом $К_2$ и группой отражений выше $К_1$ выделяется средне - верхнекембрийский существенно терригенный комплекс. При средней мощности около 2 км, которая достаточно хорошо выдерживается на всем протяжении профилей, комплекс на большей части территории залегает непосредственно под юрскими осадками на глубинах от 1 (на востоке) до 3-3,5 (на западе) км. Во вскрытых скважинами разрезах комплекс представлен пестроцветными терригенными и глинисто-карбонатными разностями эвенкийской свиты, а в скважине Восток-1, ввиду значительной мощности и литологического своеобразия разреза, комплекс выделен в составе пуджелгинской, поделгинской, кондесской, шеделгинской и пыжинской свит. Не повсеместно в верхней части комплекса прослеживается прерывистый, слабый или средний по интенсивности проявления, горизонт $К_1$. Он знаменует появление в верхней части доюрского разреза близких к нему серии параллельных, прерывистых фаз, которые можно отнести к следующему, ордовикско-силурийскому(?) комплексу. Вскрыт и палеонтологически охарактеризован он только в северной части бассейна, где скважиной Лекосская-27 под пермскими осадками пересечен 560-метровый фрагмент позднеордовкских глинисто-карбонатных отложений.

Таким образом, сейсмостратиграфический анализ временных разрезов, данные бурения позволяют выделить и закартировать в Предъенисейском бассейне последовательность осадочных комплексов и осуществить построение структурных (в качестве примера на рис.2 приведена карта по кровле вендских отложений), структурно-тектонической и геологической (с привлечением анализа гравимагнитных аномалий) (рис. 3) карт доюрского этажа Предъенисейского бассейна.

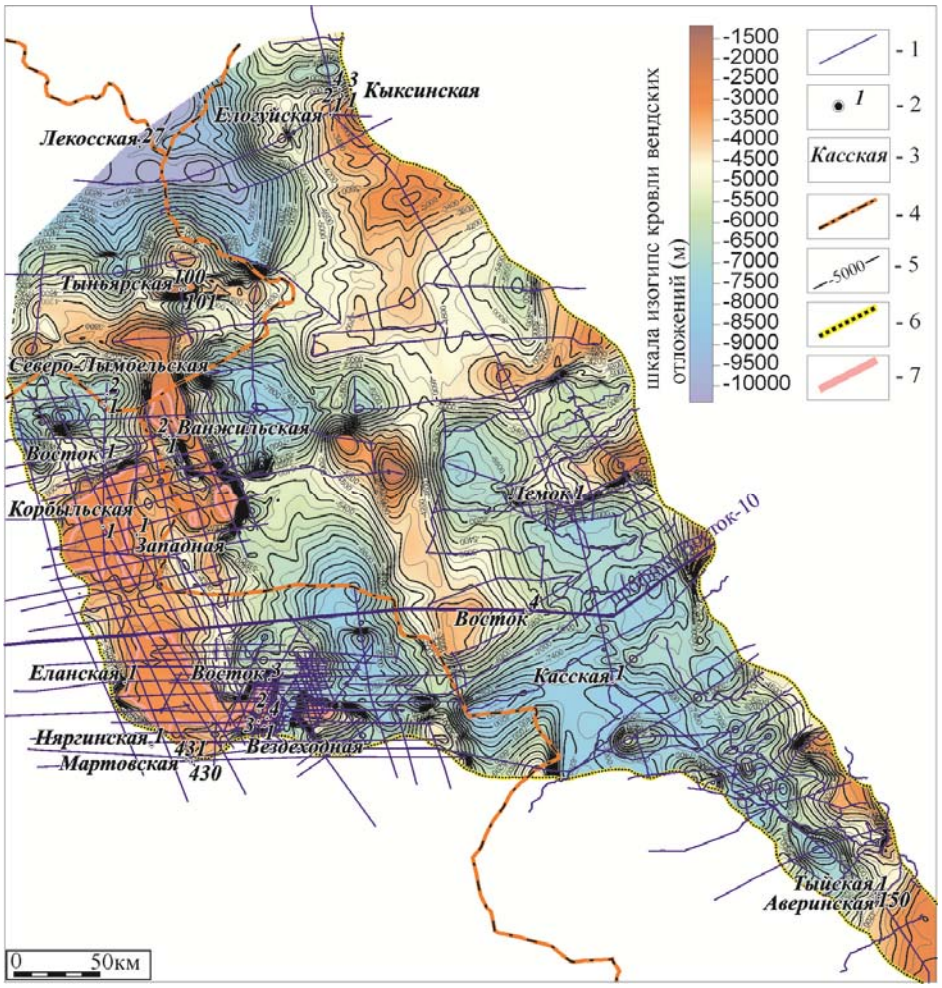


Рисунок 2. *Структурная карта по кровле вендских отложений.*
Условные обозначения: 1-линии сейсмических профилей; 2-скважины; 3- названия площадей; 4-административная граница; 5-изогипсы кровли вендских отложений; 6-граница Предъенисейской субпровинции; 7-зона отсутствия верхних частей вендских отложений

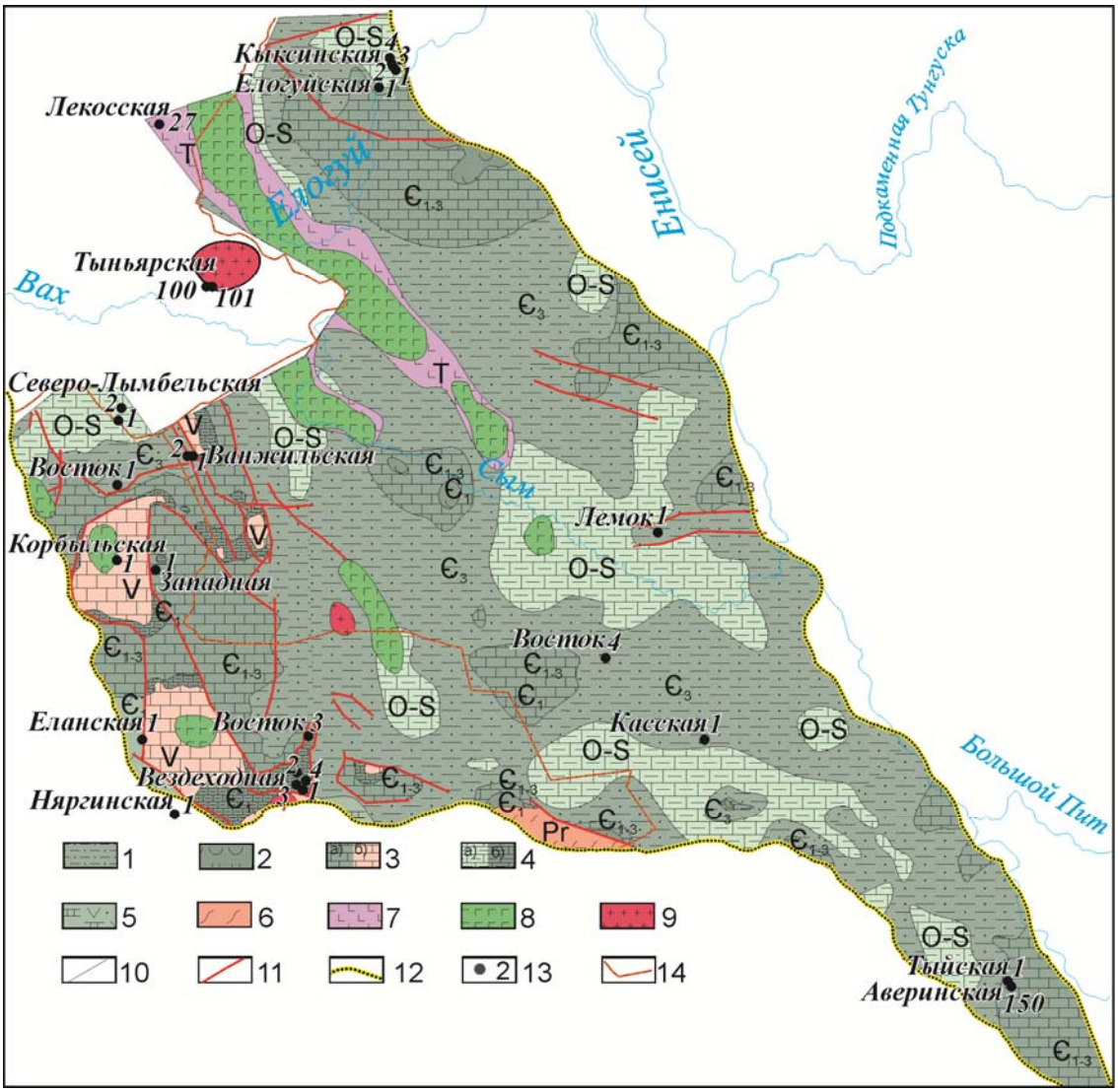


Рисунок 3. *Геологическая карта Предъенисейского бассейна со снятым мезозойско-кайнозойским чехлом.*

Условные обозначения: 1-преимущественно терригенные отложения позднекембрийского возраста, 2-преимущественно соленосные отложения раннекембрийского возраста (усольская свита), 3-преимущественно карбонатные отложения кембрийского (а) и вендского (б) возраста,4-преимущественно терригенно-карбонатные отложения ордовикско-силурийского (а) и кембрийского (б) возраста, 5- преимущественно эффузивно-карбонатные отложения раннепалеозойского возраста, 6-преимущественно глинисто-кремнистые метаморфизованные отложения позднепротерозойского возраста, 7-преимущественно эффузивные отложения основного состава триасового возраста, 8-предполагаемые по геофизическим данным интрузивные тела основного состава, 9- предполагаемые по геофизическим данным интрузивные тела кислого состава, 10-геологические границы, 11-дизъюнктивные нарушения, 12-границы Предъенисейского верхнепротерозойско-палеозойского осадочного бассейна по геофизическим данным, 13-скважины, вскрывшие доюрские отложения, 14-административные границы Томской области и ХМАО

Перспективы нефтегазоносности. Результаты проведенных исследований однозначно свидетельствуют о том, что в левобережье Енисея получил развитие мощный верхнепротерозойско-палеозойский осадочный бассейн субплатформенного типа. Мировой опыт показывает, что такие крупные бассейны обычно располагают значительными ресурсами углеводородов. В рассматриваемом Предъенисейском бассейне по результатам интерпретации геолого-геофизических материалов выделяется серия перспективных стратиграфических комплексов, содержащих высокопроницемые резервуары и надежные флюидоупоры. В этих комплексах могли формироваться разнообразные по

природе ловушки, способные концентрировать значительные объемы нефти и газа: антиклинальные, тектонически-, литологически-, стратиграфически- экранированные, рифогенные и т.д.

Есть основания предполагать, что в бассейне имелись благоприятные геохимические предпосылки для генерации нефти и газа, их аккумуляции и сохранения до настоящего времени. Выше было отмечено, что скважинами Восток-1, Восток-3 вскрыта высокоуглеродистая толща пайдугинской свиты, которая является аналогом нефтепроизводящей куанамской формации на Сибирской платформе. В скважине Лемок-1, в разрезе кембрия в ряде интервалов зафиксированы нефтепроявления. Эти факты, а также геохимический анализ нафтидов, проведенный в ИНГГ СО РАН под руководством А.Э.Конторовича [1] свидетельствует о том, что в палеозойских отложениях левобережья Енисея происходили процессы миграции и аккумуляции углеводородов. Исследования показали, что источником углеводородов является планктоно- и бактериогенное органическое вещество, захоронявшееся в морском бассейне с резко восстановительной средой в осадке. Наряду с явными свидетельствами генетической связи нафтидов, установленных в разрезе скважины Лемок-1, с морскими высокоуглеродистыми толщами, в их химическом составе имеется ряд особенностей, которые указывают на их позднедокембрийский возраст, а значит и нефтепроизводящих отложений. По составу углеводородов – биомаркеров они подобны нефтям из отложений рифея Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления.

В настоящее время в ИНГГ СО РАН (Бурштейн Л.М. и др.) выполнена количественная оценка верхнепротерозойско-палеозойских отложений Предъенисейского осадочного бассейна. Согласно мировой практике при количественной оценке перспектив нефтегазоносности слабоизученных бассейнов, в которых отсутствуют открытые месторождения нефти и газа, использовалась одна из модификаций метода внешних аналогий - объемно-статистический метод. Определение эффективного объема осадочного выполнения Предъенисейского бассейна в целом и каждого комплекса в отдельности было выполнено с учетом структурных построений. Результаты оценки ресурсов Предъенисейского осадочного бассейна приведены в таблице.

	Тип ресур-сов	Нефть, млрд т	Газ попутный, трлн $м^3$	Газ свободн., трлн $м^3$	Конденсат, млрд т	Сумма, млрд т УУВ
Предъенисейский осадочный бассейн	геол.	3.02	0.26	4.62	0.30	8.20
	извл	0.60	0.05	4.62	0.19	5.47

Таблица 1. *Оценка начальных ресурсов (наиболее вероятная оценка) углеводородов в кембрийско-верхнепрторезойских комплексах Предъенисейского осадочного бассейна*

Список литературы:

1. Конторович А.Э., Костырева Е.А., Сараев С.В., Меленевский В.Н., Фомин А.Н. [2011] Геохимия органического вещества кембрия Предъенисейской субпровинции Сибири (по результатам бурения скважин Восток-1 и Восток-3). *Геология и геофизика*, **52** (6), С. 737-750.

СОВРЕМЕННЫЕ ПРОБЛЕМЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ФУНДАМЕНТА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

В.Л. Шустер*, С.А. Пунанова (Институт проблем нефти и газа РАН)

Актуальные проблемы прогноза, поисков, разведки и освоения нетрадиционных залежей нефти (газа) в фундаменте в Западной Сибири сводятся к следующему.

Проведение поисковых работ на фундамент происходит попутно с работами по осадочному чехлу, притом, что выбор местоположения проектных скважин зачастую производится по структурному плану вышележащих отражающих горизонтов, без учета несоответствия структурных планов осадочного чехла и фундамента. Получение притоков нефти (газа) происходит попутно (или случайно, не закономерно) или вовсе не происходит. Так, скважины, заложенные по отражающему горизонту Б (баженовская свита), в образованиях фундамента оказывались на периклиналях или крыльях структур (Южно-Русское, Медвежье, Надымское, Юбилейное месторождения) [1].

Существующее у геологов Западной Сибири представление о том, что объем нефтегазоносного комплекса фундамента связан лишь с его верхней частью (корой выветривания) ошибочно. Скопления нефти и газа в фундаменте открыты в залежах со значительным по мощности этажом нефтеносности и не всегда в кровле фундамента. Так, на месторождении Хьюготон-Пенхендл (США) нефть обнаружена в невыветрелых гранитах из интервала 458-1068 м, на месторождении Ла-Пас (Венесуэла) – в трещиноватых породах фундамента из интервала 1615-3350 м. На месторождении Ауджила-Нафура толщина нефтенасыщенной части фундамента – 450 м, на Зейт-Бейте – 330 м, на Оймаше – интервал нефтенасыщенного фундамента 3612-3850 м, на месторождении Белый Тигр этаж нефтеносности гранитоидов фундамента около 2000 м (3050-5000 м). То есть, это далеко не верхняя часть фундамента или кора выветривания [10].

Установлена резкая фильтрационно-емкостная неоднородность кристаллических (магматических) массивов, и поэтому существует необходимость выделения и оконтуривания в возможных ловушках УВ зон разуплотненных трещиновато-кавернозных пород-коллекторов. Для успешной оценки перспектив нефтеносности выступов фундамента необходимо еще на стадии проектирования буровых работ, используя современные методики и технологии сейсморазведочных работ, выделять и оконтуривать зоны трещиновато-кавернозных пород. И на этой геологической основе выбирать местоположение и определять глубину проектных скважин.

Необходима предварительная (перед бурением скважин) оценка нефтегазогенерационного потенциала осадочных пород, облекающих выступы фундамента и являющихся материнскими толщами для фундамента, на конкретных перспективных объектах. Оценка должна проводиться с учетом региональных закономерностей и имеющихся фактических данных по данной разведочной площади [2].

Каковы методы решения этих задач?

На стадии, предваряющей поисково-разведочное бурение, необходимо провести детальное картирование поверхности эрозионно-тектонических выступов массивных пород фундамента (потенциальных залежей УВ), закартировать разрывные нарушения, внутрифундаментные отражающие горизонты с целью выявления структурных и неструктурных ловушек. Эти задачи сегодня успешно решаются с помощью общепринятых процедур кинематического анализа и структурных построений – методами интерпретации сейсмической информации.
Более сложным представляется решение задачи выделения в толще фундамента трещинно-кавернозных зон разуплотнённых пород-коллекторов. В ряде работ, например в [6] предложен подход к решению этой задачи. Применяются современные технологии сейсморазведки, связанные с использованием рассеянных волн. Эти волны представляют собой отклик от скоплений множества неоднородностей, какими являются трещины и каверны, заполненные газом или флюидом, на падающий фронт упругой волны. Результирующим параметром является энергия рассеянных волн.

Этому параметру эквивалентны по смыслу термины «интенсивность трещиноватости» или «индекс трещиноватости».
Оценка нефтегазогенерационного потенциала доюрских отложений центральной части Западной Сибири по ряду основных показателей (содержание и тип органического вещества, генерация УВ, стадийность катагенеза) не выявила факторов, препятствующих нефте- и газообразованию в породах фундамента. Основываясь на анализе особенностей углеводородного и микроэлементного состава нафтидов, сделан вывод о существовании двух источников генерации нефти, способных насытить образования фундамента: сингенетичного, связанного с ОВ палеозоя, и эпигенетичного, связанного с ОВ юрских осадочных и триасовых вулканогенно-осадочных отложений [7].
На основе анализа данных по палеотемпературным изменениям ОВ триасовых отложений и возраста фундамента [5], можно предположить, что на значительной территории Западной Сибири достаточно мощный доюрский пермо-триасовый осадочно-эффузивный комплекс отложений явно прошел главную фазу нефтеобразования. Эти отложения, залегающие на глубинах от 1700 до 2700 м, следует рассматривать в качестве источника нефтеобразования, в том числе и для залежей фундамента. Определены нижние границы генерации нефти, газа и конденсата для центральной части Западной Сибири в зависимости от глубины залегания и возраста фундамента [7]. По результатам изучения нефтегазогенерационного потенциала материнских осадочных толщ, облекающих ловушки в фундаменте, полученным на основе пиролиза керогена по методу Rock-Eval [3], выделены не только поля керогенов разных типов (I, II, III), но и прослежена их катагенетическая эволюция. Пиролитические исследования керогена палеозойских пород по всей территории Западной Сибири свидетельствуют о высоких генерационных возможностях этих отложений, развитых на определенных локальных площадях.

Таким образом, исследованы основные аспекты теоретических основ прогноза и поиска нефтегазовых скоплений в образованиях фундамента. Разработаны модели строения и возможные механизмы формирования залежей УВ в трещинно-кавернозных массивных породах фундамента [10]. В Западной Сибири наиболее благоприятными условиями нефтегазонакопления в доюрском комплексе характеризуются эрозионно-тектонические выступы фундамента с гранитоидами в ядре, разбитые разломами на блоки (рифтогенный геодинамический режим) и облекаемые осадочными породами, играющими роль флюидоупоров и нефтематеринских толщ.
Верхней границей нефтегазоносного комплекса фундамента является региональный флюидоупор – юрские глинисто-аргиллитовые толщи или зональные (локальные) покрышки – плохопроницаемые, кристаллические или эффузивные породы в кровле фундамента. Нижнее ограничение залежи контролируется глубиной распространения в разрезе эффективных, как правило, трещинно-кавернозных пород-коллекторов, а также нижней границей распространения материнской осадочной толщи, примыкающей к фундаменту. Это положение носит принципиальный характер, т.к. по существующей в Западной Сибири практике при проведении поисковых работ в фундаменте разбуривается, как правило, только его верхняя часть (30-50 м), кора выветривания, а основная часть разреза фундамента не опоискована.

Авторами предпринята попытка дать количественную оценку перспектив нефтегазоносности невскрытой части разреза комплекса по каждому объекту, где фундамент вскрыт только в верхней части, и, опираясь на системный анализ полученных результатов, предложить очередность ввода локальных структур в поисково-разведочное бурение (в доразведку).
Для оценки выбрана центральная часть Ханты-Мансийского автономного округа, так как здесь уже открыты залежи нефти и газа в фундаменте. Кроме того, в региональном плане эта территория характеризуется благоприятным рифтогенным геодинамическим режимом, повышенным тепловым потоком, наличием пород-коллекторов в разрезе фундамента (в сверхглубоких скважинах СГ-6 и СГ-7) и благоприятной геохимической характеристикой разреза, по крайней мере, не препятствующей генерации УВ и формированию их залежей [11].

Для решения поставленной задачи – выбора очередности ввода структур в доразведку невскрытой части разреза фундамента – нами отобрано 73 разведочные площади, приуроченные, главным образом, к Северо-Сосьвинской антиклинали, Шаимскому и Красноленинскому сводам, Нюрольской

впадине (рисунок). Методический подход к решению подобных задач предложен в работе [9]. Он основан на системном анализе, позволяющем провести многокритериальную оценку выбора рациональной последовательности разбуривания структур: ранжировать по основным показателям совокупность объектов (в нашем случае 73 структуры) на группы (слои), равнозначные по степени перспективности, а затем по дополнительным показателям выявить очередность внутри групп. Был установлен набор основных критериев и факторов, определяющих геологические и геохимические особенности формирования скоплений нефти и газа в образованиях фундамента. Численные и качественные значения всех показателей переведены в вероятностные оценки группой из пяти экспертов. Для разделения множества объектов (73 структуры) на группы (слои), равнозначные по степени благоприятности, проведены модельные расчеты. Использовано четыре варианта наборов с различными основными показателями [11]. Наиболее благоприятными первоочередными структурами для доразведки оказались месторождения и разведочные площади Красноленинского свода.

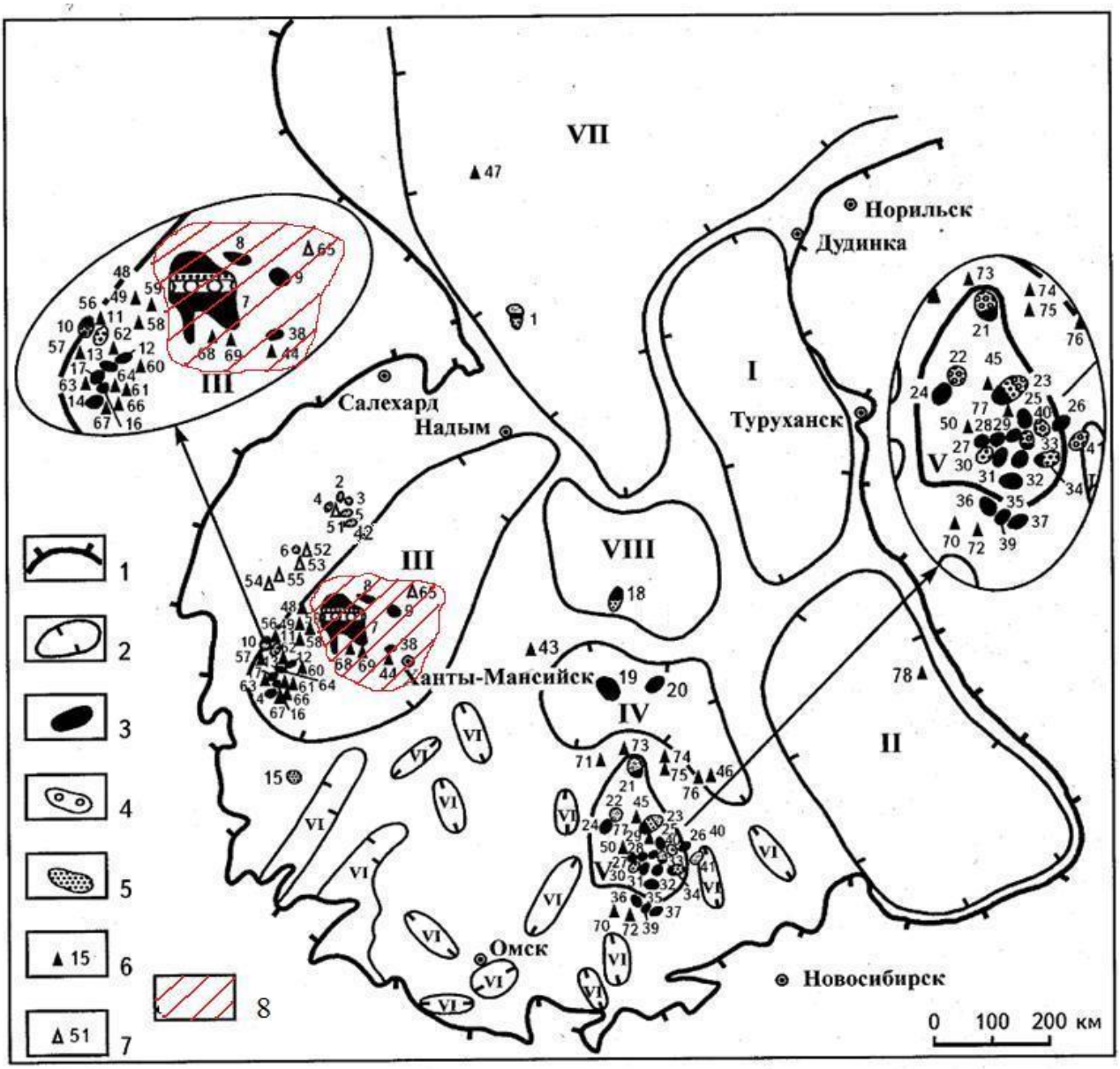


Рисунок. *Перспективные территории. Использованы материалы [4,8 и др.]*
Условные обозначения: 1 – граница Западно-Сибирского мегабассейна в верхнем (J-Kz) этаже нефтегазоносности; 2 – границы нефтегазоносных и возможно нефтегазоносных бассейнов в нижнем (доюрском) этаже нефтегазоносности; 3-5 – залежи в нижнем (доюрском) этаже: 3 – нефти, 4 – конденсата, 5 – газа, 6 – нефтепроявления; 7 – газопроявления; 8 – первоочередные

объекты (по результатам оценки перспектив фундамента по 73 объектам).
Возможно нефтегазоносные бассейны, образованные в рифейско-палеозойский цикл геодинамической эволюции: I – Туруханский, II – Верхнехетский, III – Ханты-Мансийский, IV – Усть-Тымский, V – Нюрольский (Межовский), VI – серия небольших по размерам бассейнов; возможно нефтегазоносные бассейны, образованные в позднепермско-триасовый цикл: VII – Ямальский, VIII – Южно-Таркосалинский. Первоочередные объекты (месторождения и площади) по результатам оценки перспектив фундамента с указанием типа флюида и стратиграфической приуроченности: 7 – Красноленинское, нгк, PZ+к.в.; 8 – Рогожниковское, н, PZ; 9 – Средненазымское, н, PZ; 38 – Ханты-Мансийское, н, PZ; 44 – Горелая; 65 – Унлорская; 68 – Айторская; 69 – Каменная.

Полученные результаты модельных расчетов степени благоприятности перспектив нефтегазоносности невскрытой части фундамента могут быть использованы при выборе первоочередных объектов поисково-разведочных работ в Западной Сибири.

Литература

1. Бочкарев В.С., Брехунцов А.М., Нестеров И.И. (мл.), Нечипорук Л.А. Закономерности размещения залежей нефти и газа в Западно-Сибирском мегабассейне // Горные ведомости. 2007. № 10. С. 6-23.
2. Дмитриевский А.Н., Шустер В.Л., Пунанова С.А. Доюрский комплекс Западной Сибири – новый этаж нефтегазоносности. Проблемы поиска, разведки и освоения месторождений углеводородов. Saarbrucken, Deutschland: Lambert Academic Publishing. 2012. 135 с.
3. Кирюхина Т.А., Ульянов Г.В., Дзюбло А.Д. и др. Геохимические аспекты газонефтеносности юрских и доюрских отложений севера Западной Сибири и прилегающего шельфа // Газовая промышленность. 2011. № 7. С. 66-70.
4. Клещев К.А., Шеин В.С. Перспективы нефтегазоносности фундамента Западной Сибири. 2004. М.: Изд-во ВНИГНИ. 214 с.
5. Конторович А.Э., Фомин А.Н., Красавчиков, В.О., Истомин А.В. Катагенез органического вещества мезозойских и палеозойских отложений Западной Сибири. Литологические и геохимические основы прогноза нефтегазоносности. СПб: ВНИГРИ. 2008. С. 68-77.
6. Левянт В.Б., Шустер В.Л. Проблемы поисков залежей нефти (газа) в массивных породах фундамента Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2010. № 2. С. 7-9.
7. Пунанова С.А., Шустер В.Л. Геолого-геохимические предпосылки нефтегазоносности доюрских отложений Западно-Сибирской платформы // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2012. № 6. С. 20-26.
8. Сурков В.С. Особенности формирования Урало-Сибирской молодой платформы в неогее // Геология и геофизика. СО РАН. 2002. Т. 43. № 8. С. 754-761.
9. Швембергер Ю.Н., Шустер В.Л., Меркулова О.Н. Многокритериальность и выбор альтернативы в поисково-разведочных работах на нефть и газ. М.: ВНИИОЭНГ. 1987. № 3 (10). 55 с.
10. Шустер В.Л. Проблемы нефтегазоносности кристаллических пород фундамента. М.: Геоинформцентр. 2003. 48 с.
11. Шустер В.Л., Пунанова С.А., Самойлова А.В., Цаган-Манджиев Т.Н. Некоторые результаты количественной оценки нефтегазоносности образований фундамента Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2014. Выпуск 1(33). С. 25-28.

КОСМИЧЕСКИЕ ФАКТОРЫ (ВЛИЯНИЕ ЛУНЫ И СОЛНЦА) В ГЕОДИНАМИКЕ И ВОЗМОЖНОСТЬ ИХ ПРИМЕНЕНИЯ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ (ДЛЯ НЕКОТОРЫХ ВИДОВ ПРОГНОЗА).

Ильченко В.Л. (Геологический институт Кольского НЦ РАН, Апатиты)

Динамическая эволюция Земли обусловлена гравитационным взаимодействием с массами всех небесных тел Солнечной системы, где главную роль играют Луна и Солнце, которые вызывают приливную волну, где Лунный вклад преобладает, а Солнце выполняет, скорей, корректирующие функции траектории лунной орбиты. Приливы вызывают тектоническое расслоение земной коры, контролируя всю тектонику и сейсмичность [1, 2, 3, 4, 5 и др.].

Механизм тектонического расслоения земной коры как твёрдой колебательной системы установлен при изучении физических свойств керна Кольской сверхглубокой скважины (СГ3) с построением тектоностратиграфической модели земной коры Печенгского блока (Балтийский щит) [1-5] (рис.1). Лунный прилив регулярно превращает оболочку Земли в колебательную систему, затухающую в режиме стоячей волны; эти динамические условия приводят к расслоению оболочки тектоническими границами, образованными по системе узлов стоячей волны – концентраторов избыточно высоких напряжений. Стоячая волна затухает по закону: $M_n=M0/2^n$ (n - номер моды, Mn – мощность n-й моды расслоения, M0 – мощность колебательной системы = земной коры).

Затухание колебаний в земной коре (её мощность в модели M0=42±2 км) принципиально не отличается от затухания звука в натянутой струне (таблица 1).

Таблица 1. Параметры модели расслоения земной коры Печенгского блока.

№ моды	M0	M1	M2	M3	M4	M5	M6	M7	M8	M9
Мощность, км	42±2	21±1	10.5± 0.5	5.25± 0.25	2.625± 0.125	1.312± 0.062	0.656± 0.031	0.328± 0.015	0.164± 0.007	0.082± 0.003

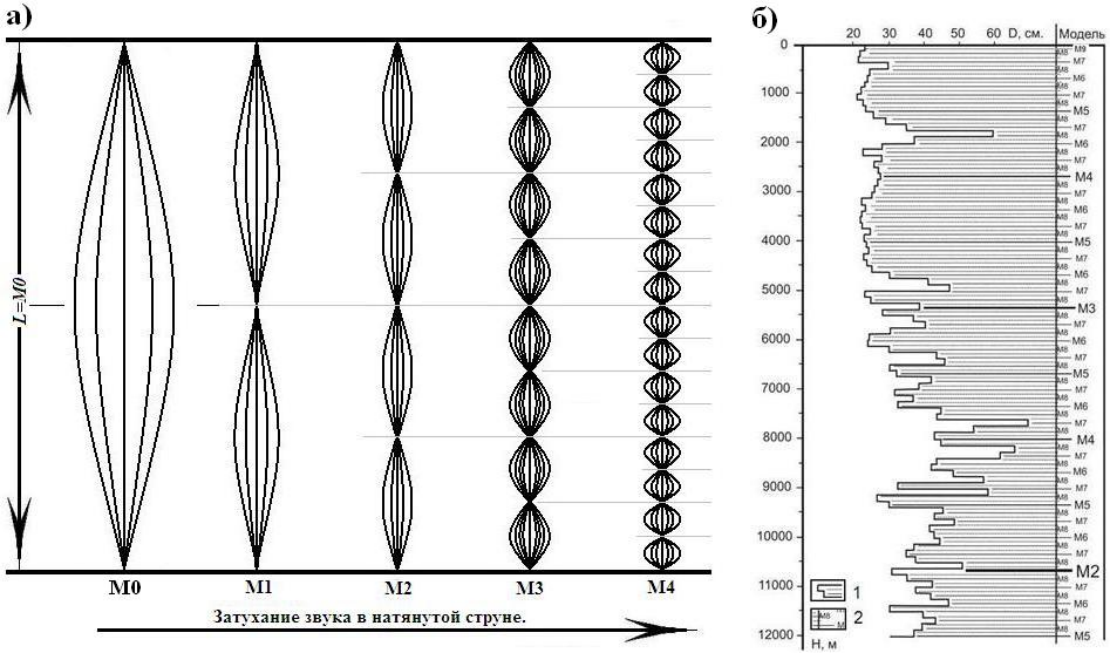


Рисунок 1. *Порядок затухания звука в натянутой струне (а) и фрагмент модели тектонического расслоения земной коры Печенгского блока (верхние 12 км) как колебательной системы (б): 1 – кавернограмма, 2 – тектонические границы (M2-M7); точность модели – 74%.*

Сравнение модели тектонического расслоения земной коры Печенгского блока (рис.1) с кавернограммой показало 74% совпадение модельных границ с породными интервалами – концентраторами избыточно высоких напряжений. Подобные характеристики типичны для тектонических границ и зон АВПД, где возникают аварийные ситуации (заклинивание бурового

инструмента и др.). При анализе модели выявляется явная закономерность в пространственном распределении тектонических границ (породных концентраторов высоких напряжений) с тяготением к границам «коротких» мод (М7-М9), расположенных вблизи границ более «длинных» (М2-М5) мод. Эту особенность можно использовать для прогноза аварийно опасных глубин (для проходки скважин и прочих горных выработок).

Таблица 2. Модельные параметры тектонического расслоения, полученные из возможных целочисленных значений мощности земной коры, как М0 (в интервале 32-64 км).

М0, км	М5, м	М6, м	М7, м	М8, м	М9, м	М10, м	М11, м	М12, м	М13, м	М14, м	М15, м	М16, м
32	1000	500	250	125	60.25	30.12	15.06	7.8	3.9	1.95	0.975	0.487
33	1030	515	257	128.5	64.2	32.19	16.1	8.04	4.02	2.01	1.006	0.503
34	1060	530	265	132.5	66.25	33.12	16.56	8.28	4.14	2.07	1.035	0.517
35	1093	546	273	136.6	68.3	34.15	17.08	8.54	4.27	2.13	1.067	0.533
36	1125	562	281	140.5	70.25	35.12	17.58	8.79	4.39	2.20	1.10	0.55
37	1156	578	289	144.5	72.25	36.12	18.06	9.03	4.51	2.26	1.13	0.565
38	1185	592	296	148	74.06	37.03	18.52	9.26	4.63	2.31	1.16	0.58
39	1219	609	305	152.5	76.19	38.09	19.05	9.52	4.76	2.38	1.19	0.595
40	1250	625	312	156	78.12	39.06	19.53	9.76	4.88	2.44	1.22	0.61
41	1281	640	320	160	80.06	40.03	20.01	10.01	5.00	2.50	1.25	0.625
42	1312	656	328	164	82	41	20.5	10.25	5.125	2.562	1.281	0.64
43	1344	672	336	168	84	42	21	10.5	5.25	2.625	1.312	0.656
44	1375	687	344	172	86	43	21.5	10.75	5.375	2.687	1.344	0.672
45	1406	703	352	176	88	44	22	11	5.5	2.75	1.375	0.687
46	1437	720	360	180	90	45	22.5	11.25	5.625	2.812	1.406	0.703
47	1469	735	368	184	92	46	23	11.5	5.75	2.875	1.437	0.718
48	1500	750	376	188	94	47	23.5	11.75	5.875	2.937	1.469	0.735
49	1531	765	384	192	96	48	24	12	6	3	1.5	0.75
50	1562	781	390	195	98	49	24.5	12.25	6.125	3.062	1.531	0.765
51	1594	797	398	199	99.50	50	25	12.5	6.25	3.125	1.562	0.781
52	1625	812	406	203	101	51	25.5	12.75	6.375	3.187	1.594	0.797
53	1656	832	416	208	104	52	26	13	6.5	3.25	1.625	0.812
54	1687	843	422	211	106	53	26.5	13.25	6.625	3.312	1.656	0.828
55	1719	859	430	215	108	54	27	13.5	6.75	3.375	1.687	0.844
56	1750	875	437	219	110	55	27.5	13.75	6.875	3.437	1.719	0.859
57	1781	890	445	222	111	56	28	14	7	3.5	1.75	0.875
58	1812	906	453	226	113	57	28.5	14.25	7.125	3.562	1.781	0.89
59	1844	922	461	230	115	58	29	14.5	7.25	3.625	1.812	0.906
60	1875	937.5	472	236	118	59	29.5	14.75	7.375	3.687	1.844	0.922
61	1906	953	476	238	119	60	30	15	7.5	3.75	1.875	0.937
62	1937	968.5	488	244	122	61	30.5	15.25	7.625	3.812	1.906	0.953
63	1969	984.5	496	248	124	62	31	15.5	7.75	3.875	1.937	0.968
64	2000	1000	500	250	125	62.5	31.25	15.62	7.812	3.906	1.953	0.976

Глубина залегания границы Мохо вызывает особый интерес, поскольку известна её связь с углеводородами и повышением шансов на обнаружение преимущественно нефтяных месторождений в местах подъёма границы Мохо, т.е. - с утонённой земной корой и преимущественно газовых месторождений в местах опускания этой границы [9]. Кроме того, глубинной сейсмологической съёмкой пока охвачена лишь незначительная часть российской территории.

Закон тектонического расслоения даёт возможность расчёта мощности колебательной системы (глубины залегания границы М) и параметров расслоения из длин «конечных» мод (Мк) - в «обратном порядке», по формуле $M0=M_n \cdot 2^n$ ($M_n=M_к$); значения $M_к$ измеряют по кривым ГИС (профилеметрия и др.), как расстояние между соседними «переломными» точками кривой,

полученной в интервалах однородных по гранулометрическому и минеральному (и т.п.) составу пород. Номер измеренной по результатам ГИС моды $M_к$ (n=к) определяют путём сравнения с модельными значениями в столбцах таблицы 2, что получены из возможных целочисленных значений мощности земной коры M0 (32-64 км). Для доказательства возможности расчёта «в обратном порядке» проанализируем данные профилеметрии СГ-3 из монографии [6] (рис.2).

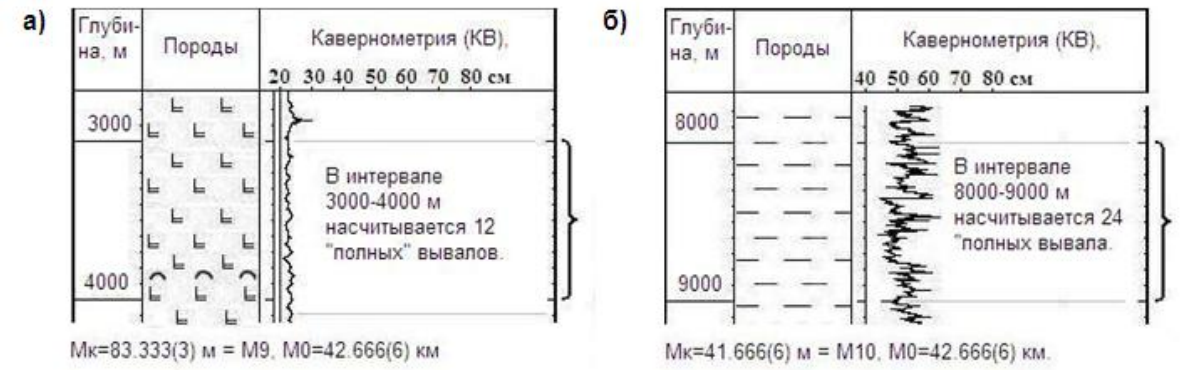


Рисунок 2. *Анализ фрагментов разреза СГ-3: а) актинолитизированные диабазы, интервал глубин 3-4 км; б) биотит-плагиоклазовые гнейсы, интервал глубин 8-9 км (из [6]).*

Анализируемые интервалы СГ-3 (рис.2) показывают общую особенность: на кривой кавернометрии любого из них легко выделяется не менее 3-х «вариантов» расслоения: а) 23, 24 и 25 см, б) 50, 55 и 60 см и в каждом случае есть возможность для измерения длины конечной моды.

Прямым подсчётом установлено: интервал а) содержит 12, а интервал б) - 24 условно «полных» породных вывала. Размер $M_к$ получен делением мощности интервала (1 км) на количество вывалов: для интервала а) $M_к$=83.33(3) м = M9, для интервала б) $M_к$=41.66(6) м = M10 (таб.2); при подстановке этих значений в формулу $M=M_n \cdot 2^n$ получаем мощность M0 ≈ 42.67 км (глубина границы Мохо в устье СГ-3); при сравнении разреза СГ-3 с моделью расслоения, рассчитанной от M0 ≈ 42.67 км, попадание границ модели в интервалы пород с динамическими проявлениями достигло 96.4%.

В итоге проверки этого способа на материалах ГИС Уральской сверхглубокой скважины - СГ-4 была вычислена мощность земной коры в её устье: M0=46.7 км, что мало отличается от полученной сейсмологами [7] глубины границы Мохо - M0≈47 км.

Сверхглубокие скважины СГ-3 и СГ-4 пройдены в толщах преимущественно древних (докембрийского возраста) метаморфических пород, которые отличаются фрактально-слоистым строением с соответственным характером тектонического расслоения. В то же время, аналогичная «фракталоподобность» [8] типична для молодых (фанерозойских) породных толщ платформенного чехла.

Для проверки универсальности механизма тектонического расслоения земной коры как колебательной системы с целью практического применения в будущем на фанерозойских осадочных породах, был проанализирован геолого-геофизический материал, любезно предоставленный коллегами-геологами из ООО «Лукойл-Калининградморнефть».

Проверка механизма тектонического расслоения проведена на геолого-геофизических разрезах структур Калининградской области: Ключевой, Западно-Ракитинской и Южно-Октябрьской. Анализируемый материал состоял из литологического описания разрезов и результатов ГИС: кавернометрия (КВ), кажущееся электрическое сопротивление (КС) пород и гамма-каротаж (ГК). В распределении пиков на каротажных кривых признаки «фракталоподобности» [8] обнаружить легко.

Все разрезы отличаются слоистым строением с выраженной фациальной изменчивостью, где в чередовании слоёв разного состава участвуют интервалы постепенного перехода из одной породы в другую: известняки, доломиты и мергели переслоены известковистыми глинами, песчаники и алевролиты переходят в песчанистые глины и пески. Иногда в них встречаются довольно мощные слои эвапоритов (каменная соль, ангидрит, гипс и т.п.), т.е., по совокупному признаку, эти отложения можно отнести к лагунному типу. Изменчивость петрофизических свойств на графиках КВ (прочность пород) по разрезу повторяется в графиках КС и ГК, которые можно использовать с тем же успехом.

На основании вычислений по данным ГИС Калининградской области получены значения мощности земной коры: на Южно-Октябрьской площади граница Мохо залегает на глубине M0 ≈ 44.4 км, а на Ключевой и Западно-Ракитинской площадях глубина Мохо достигает, соответственно M0 ≈ 55.7 и M0 ≈ 56.7 км.

Для проверки результатов вычислений глубины границы Мохо для Ключевой и Южно-Ракитинской структур, проведено их сравнение с сейсмологическими результатами по сейсмопрофилю «EUROBRIDGE» [7] (его СЗ участок проходит на 20 км севернее), где граница Мохо лежит на глубине 56 км, что почти совпадает с результатами вычисления. В модели строения земной коры вдоль Геотраверса I [10] (северный участок, пройден в 30 км на СЗ от Ю.-Октябрьской площади), граница Мохо расположена на глубине ≈ 45 км, что близко к этой же глубине, полученной по данным ГИС для Южно-Октябрьской площади.

Заключение

Предложенный способ расчёта параметров тектонического расслоения пород верхней земной оболочки как затухающей колебательной системы универсален и его можно использовать для прогноза глубинного распределения породных концентраторов избыточно высоких горных напряжений с целью снижения рисков при проходке глубоких горных выработок - как в древнейших метаморфических комплексах кристаллического фундамента, так и в фанерозойских осадках.

Установленная возможность определения глубины залегания границы Мохо по данным ГИС неглубоких скважин и широкое площадное распространение этих скважин дают возможность довольно легко и с достаточно высокой надёжностью проводить геолого-структурные работы, направленные на уточнение рельефа поверхности Мохо и прочие глубинные исследования, причём без привлечения «тяжёлой» геофизики.

Определяя длину $M_к$ следует помнить, что графическая информация (кривые КВ) в цифровом виде (.bmp, .gif, .jpeg) часто имеет дефекты, способные повлиять на точность вычислений и, т.о., нужно всякий раз уточнять масштаб глубинного интервала (с числом пикселей в 1 метре шкалы глубин).

Список литературы

1. Ильченко В.Л. Моделирование тектонического расслоения земной коры как колебательной системы, возбуждаемой лунным приливом (на примере земной коры Печенгского блока, Балтийский щит). /Сб. мат. XIII междунар. конференции "Физико-химические и петрофизические исследования в науках о Земле". /Ред.: Лебедев Е.Б., Салтыковский А.Я. и др. Москва, 1-3 октября, Борок, 4 октября 2012 г. М.: - 2012. С.105-108.
2. Ильченко В.Л. Оценка глубины проникновения энергии лунного прилива во внешнюю оболочку земли. /Сб. мат. XIII междунар. конференции "Физико-химические и петрофизические исследования в науках о Земле". /Ред.: Лебедев Е.Б., Салтыковский А.Я. и др. Москва, 1-3 октября, Борок, 4 октября 2011 г. М.: - 2012. С.109-112.
3. Ильченко В. Приливные волны и динамическая эволюция Земли. - Саарбрюккен. LAMBERT Academic Publishing. 2013. 292 с.
4. Ильченко В.Л., Медведева С.Г. О посттехногенных нарушениях в массиве горных пород //Геоэкология. Инженерная геология. Гидрогеология. Геокриология. 2013. №5. С.454-458.
5. Ильченко В.Л., Кобринович Ю.О. Приливные волны и прогноз землетрясений // Российский геофизический журнал. 2014. № 53-54. С.99-105.
6. Кольская сверхглубокая. Научные результаты и опыт исследований. М.: МФ "Технонефтегаз". 1998. - 260 с.
7. Строение и динамика литосферы Восточной Европы. Результаты исследований по программе EUROPROBE. – М.: ГЕОКАРТ: ГЕОС. 2006. 736 с. (РОСНЕДРА, РАН, ГЕОКАРТ).
8. Богданова В.В. Применение генетического алгоритма для поиска похожих участков на каротажных кривых // Российский геофизический журнал. 2006. №№43-44. С.124-128.
9. Сальников А.С. Сейсмогеологическое строение земной коры платформенных и складчатых областей Сибири по данным региональных сейсмических исследований преломлёнными волнами. / Автореф. на соиск. уч. ст. дгмн. – Новосибирск. 2008. 32 с.
10. Литосфера Центральной и Восточной Европы. Геотраверсы I, II, V. - Киев. Наукова думка. 1988. 168 с.

ИНТЕГРИРОВАННЫЙ ПОДХОД ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ ГЕОЛОГОРАЗВЕДКИ

Бурлакова М.Н.* (Schlumberger)

В последние годы моделирование осадочных бассейнов и нефтегазоносных систем стало неотъемлемой частью оценки перспектив нефтегазоносности в большинстве компаний, ведущих разведку на нефть и газ. Основные задачи, решаемые программами моделирования нефтегазоносных систем – это восстановление истории геологического развития региона и всех процессов, сопровождающих стадии накопления и преобразования осадочных пород и органического вещества с последующей оценкой возможности формирования экономически перспективных залежей жидких и газообразных углеводородов. Подобные исследования, проводимые на стадии планирования геологоразведочных работ, способствуют снижению рисков при бурении поисковых и разведочных скважин. Рассматриваемая технология основана на динамическом моделировании основных термодинамических процессов, обуславливающих генерацию, миграцию и накопление углеводородов в геологическом времени.

Моделирование осадочных бассейнов и нефтегазоносных систем – это итерационный процесс с большим количеством взаимосвязанных шагов, каждый из которых выполняется в рамках отдельной научной дисциплины (Рис.1). Объединение этих шагов в один рабочий процесс является весьма трудной задачей. Для решения этой проблемы компанией Schlumberger был разработан интегрированный подход, в основу которого положена принципиальная схема строения нефтегазоносной системы, включающая четыре основных базовых элемента – ловушка, коллектор, углеводородный потенциал и покрышка. Только наличие всех четырех элементов обеспечивает формирование и сохранение промышленной залежи УВ, которая и является объектом поиска и оценки. Существующая на сегодняшний день, линейка программных продуктов компании Schlumberger позволяет оценить состояние нефтегазоносной системы и спрогнозировать наличие скоплений углеводородов на любом этапе проведения поисково-разведочных работ – от уровня регионального исследования нефтегазоносного бассейна до этапа детальной доразведки отдельной залежи и планирования новых уточняющих скважин. Главное достоинство данного подхода – его логическая простота и непротиворечивость, которые позволяют нефтяным компаниям экономить миллионы долларов на бурении «сухих» скважин и более точно оконтуривать еще неразведанные месторождения.

Для улучшения взаимодействия программных средств между собой и для еще более удобной и эффективной работы программный комплекс для моделирования нефтегазоносных систем PetroMod был интегрирован с платформой Petrel, которая включает мощный функционал для решения целого ряда задач на различных стадиях изученности месторождения. Таким образом, теперь можно построить и полностью подготовить трехмерную статическую геологическую модель в Petrel для дальнейшего динамического моделирования в PetroMod.

Моделирование начинается с построения структурной модели. В Petrel существует большое количество инструментов, помогающих увеличить качество и точность моделирования, а также оценить риски, связанные с неопределенность структурных построений. Следующий этап моделирования включает построение фациальной модели. Пользователь может использовать для этой цели весь спектр инструментов и алгоритмов, существующих в Petrel. Далее при помощи модуля Petroleum System Modeling модель может быть легко и быстро подготовлена для передачи в PetroMod. Лито- и хроностратиграфические таблицы, а также лито-фациальное описание формаций, геохимических параметров нефтегазоматеринских пород – все это включено в рабочие процессы Petrel для дальнейшей работы с моделью в PetroMod.

Результаты расчетов в PetroMod затем можно загрузить обратно в Petrel, чтобы иметь возможность просмотреть их в контексте всех имеющихся геологических данных, а также для последующего анализа. Такие рассчитанные параметры, как например, геомеханические свойства, пористость, давление и температура могут сравниваться с входными данными и использоваться для калибровки модели, построения карт рисков и вероятностной оценки ресурсов.

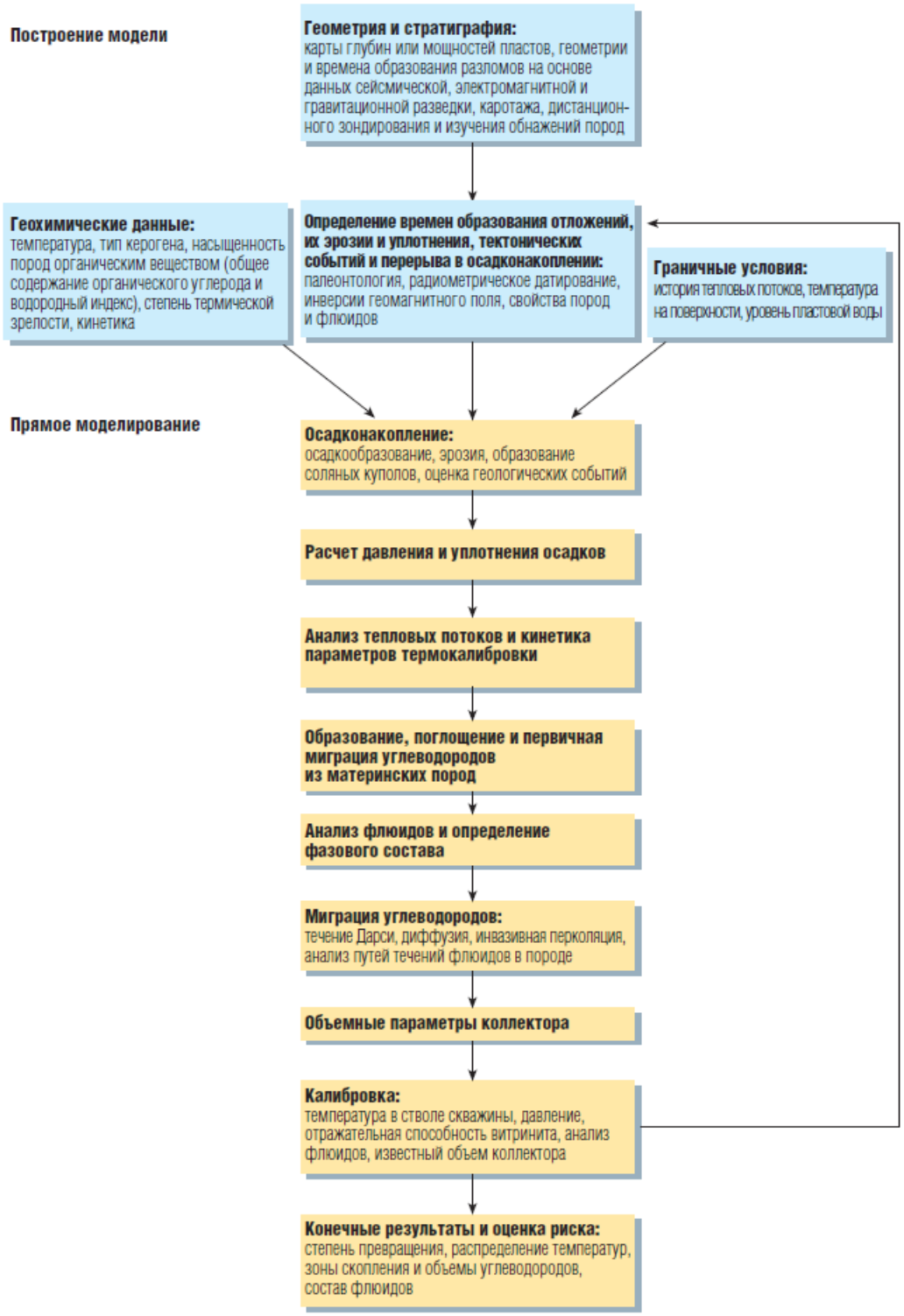


Рисунок 1. *Граф построения модели нефтегазоносной системы в PetroMod.*

Помимо этого в Petrel существует широкий набор встроенных эффективных технологических решений для оценки региональных и локальных площадей, находящихся на ранней стадии исследования. Данные инструменты позволяют оценить ключевые параметры неопределенности нефтегазоносной системы, включить результаты анализа в процесс оценки перспективных объектов разработки, определить поисковые объекты в пределах изучаемой площади, а также получить вероятностную оценку объемов углеводородов.

Группа процессов Petroleum System Quick Look позволяют быстро оценить основные элементы нефтегазоносной системы и проработать ее концепцию еще до этапа детального

моделирования в PetroMod. При помощи данного инструмента можно создавать несколько геологических сценариев, а затем сравнивать их между собой визуализируя карты зрелости нефтегазоматеринской породы, генерации углеводородов, массы углеводородов, эмигрировавших из нефтегазоматеринских пород, путей миграции углеводородов, потенциальных областей аккумуляции углеводородов и композиционного состава аккумуляций в пластовых и поверхностных условиях (Рис.2).

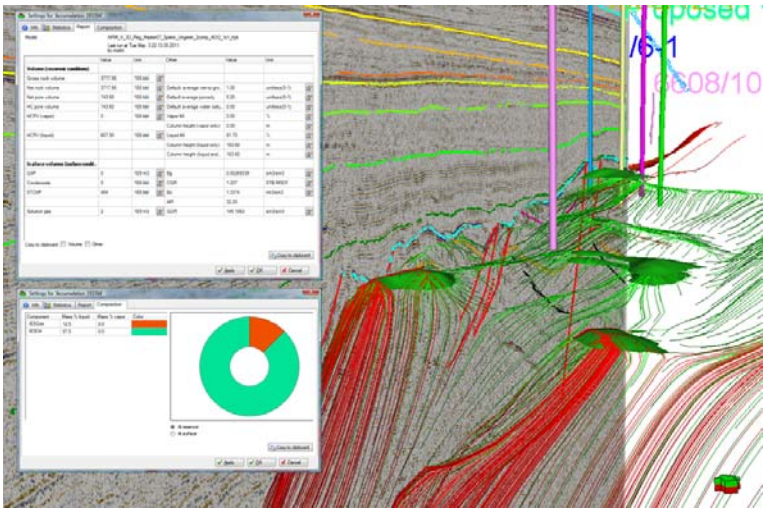


Рисунок 2. *Результаты миграции представлены в виде линий движения флюидов и аккумуляций углеводородов (жидкая фаза выделена зеленым цветом, газообразная – красным, направления миграции – зелеными линиями).*

Встроенный в Petrel 1D симулятор позволяет получить представление об истории погружения бассейна, созревания нефтегазоматеринской породы, углеводородном потенциале и изменениях в свойствах пород с течением времени, используя те же алгоритмы, что и PetroMod 1D (Рис.3).

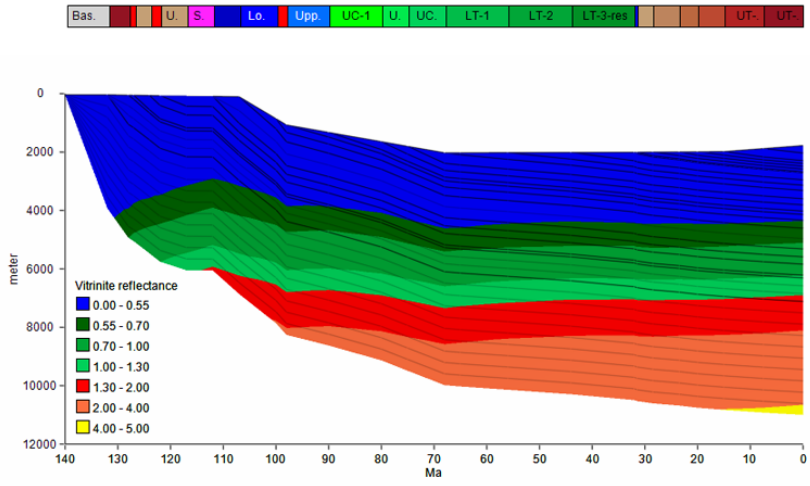


Рисунок 3. *График погружения в окне Geotime в Petrel, цветом отображена отражающая способность витринита.*

Группа процессов Play to Prospect Risk включает в себя интегрированные инструменты для создания карт рисков, вероятностной оценки ресурсов и расчета вероятности успеха поискового объекта. Карты различных параметров, описывающие каждый элемент нефтегазоносной системы,

трансформируются в карты рисков, которые затем перемножаются для получения общей карты рисков. Гибкий процесс оценки рисков позволяет создать вероятностную матрицу в соответствии со стандартами компании.

Таким образом, в Petrel может быть произведена быстрая оценка исследуемой области для определения наиболее перспективных объектов и вероятностной оценки ресурсов с использованием всех доступных данных. Кроме того, в Petrel можно произвести оценку таких важных элементов нефтегазоносной системы как покрышка и углеводородный потенциал, и для этого не нужно выгружать данные в другой программный продукт. Так как вся работа осуществляется в одной программной среде, то при получении новой информации, модель можно легко обновить. Во время работы в любой момент можно вернуться к любому шагу и внести необходимые корректировки. Рабочий процесс в Petrel последовательный и контролируемый, поэтому может быть использован для любого другого бассейна или площади, что позволяет сохранить согласованность между различными оценками. После осуществления быстрой оценки площади в Petrel можно произвести более глубокий анализ нефтегазоносной системы в PetroMod. Все необходимые данные для этого могут быть подготовлены в Petrel и экспортированы в PetroMod нажатием одной кнопки. Результаты расчетов PetroMod можно затем легко загрузить обратно в Petrel для их последующего анализа и рассмотрения в контексте всех доступных данных и информации.

Список литературы

1. Hantschel, T., and A. I. Kauerauf, 2009, Fundamentals of basin and petroleum systems modeling, Springer Verlag Berlin, 476 p.
2. Magoon, L.B., and Dow, W.G., eds., 1994, The petroleum system - From source to trap: AAPG Memoir 60, 655 p.
3. Peters, K.E., ed., 2009, Basin and petroleum system modeling, AAPG Getting Started Series No. 16, AAPG/Datapage, Tulsa, OK.

НОВАЯ НЕФТЕГАЗОВАЯ ПАРАДИГМА

Посвящается памяти Б.А. Соколова и А.Н. Гусевой

Баренбаум А.Н. (ИПНГ РАН)

В 1993 году сотрудники кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых МГУ Б.А.Соколов и А.Н.Гусева сформулировали новую нефтегазовую парадигму. Они первыми отнесли нефть и газ к полезным ископаемым, пополняемым в процессе разработки месторождений. За последние два десятилетия данный вывод получил убедительное теоретическое и экспериментальное обоснование. Факты свидетельствуют, что процесс нефтегазообразования – это современное биосферное явление природы, которое тесно связано с геохимическим круговоротом на Земле углерода и воды, регионально зависящее от хозяйственной деятельности людей. К настоящему времени выявлен физико-химический механизм образования УВ осадочном чехле, а также предложены новые подходы к поискам и разработке месторождений нефти и газа, которые позволяют резко повысить эффективность использования нефтегазового потенциала недр и удешевить добычу углеводородного сырья.

ГРАВИТАЦИОННАЯ ГЕОДИНАМИКА ПРИ НЕФТЕГАЗОПОИСКОВЫХ РАБОТАХ

Докладчик Обухов А.Н.*

Гравитационная геодинамика (ГГД) - это тектоника осадочных бассейнов. Поэтому для планирования нефтегазопоисковых работ предлагается использование методов и критериев ГГД, которая представляет собой новый способ тектонической интерпретации эволюции осадочных бассейнов, основанный на преобладании регионального растяжения в их истории развития. Изостатическое выравнивание поверхности планеты – вот главный тектонический фактор. Не столкновение плит, не сжатие, а растяжение формирует горы. Расширение планеты создает рифтовые понижения, в которых накапливаются осадочные бассейны, которые после достижения некоторой критической толщины разрывались и передовая часть под воздействием силы тяжести сползала в океаны. Обнажившая часть основания уже в самом начале сползания становилась изостатически неустойчивой и в глубинах коры развивался процесс компенсации этой аномалии в результате разуплотнения пород основания – плотные тяжелые базальтоиды (и анортозиты и ультраосновные породы) медленно перекристаллизовывались в легкие граниты. Главное – срывы мощных толщ осадочного бассейна инициировали превращение глубинных пород в уникальную формацию – граниты. Так однообразная океаническая кора посредством ГГД превратилась в континентальную с особым гранитным слоем.
Под воздействием гравитации пластины верхней части земной коры, осадочные бассейны и отдельные формации внутри них перемещаются по реологическим экранам (зонам срыва - детачментам) с активным участием флюидодинамики в прилегающие рифтовые понижения. Зоны срыва приурочены к глинистым и соленосным формациям, к фундаментам осадочных бассейнов, к реологическим разделам внутри метаморфитов, к хрупко-вязкому разделу на границе Конрада и к границе Мохоровичича (С.Н. Иванов, 1997). Самое принципиальное нововведение гравитационной геодинамики - это представление о постоянно движущейся верхней коре, а значит и фундаменте осадочных бассейнов (Обухов, 2011). Одно из следствий ГГД - латеральная миграция осадконакопления. Если прогибание бассейна закончится вхождением его ложа в зону реологического раздела и, особенно в зону хрупко-вязкого раздела (на глубине 12+/-5 км.) начнутся

гравитационно-геодинамические явления, которые, в конце концов, приведут к изостатической инверсии бассейна, его разрыву, складчатости и обязательно к смещению депоцентров осадконакопления. Поэтому в целом осадочные бассейны направленно перемещаются по поверхности планеты, оставляя за собой всплывшие гранитные массивы (и даже щиты) и крупные, фрагменты, которые мы часто принимаем за отдельные бассейны. Мегаклиноформное строение осадочных бассейнов особенно явно наблюдается на континентальных окраинах и здесь столь же отчетливо проявляется инверсия бассейнов и их разрыв на склоновых поднятиях (рис.1).

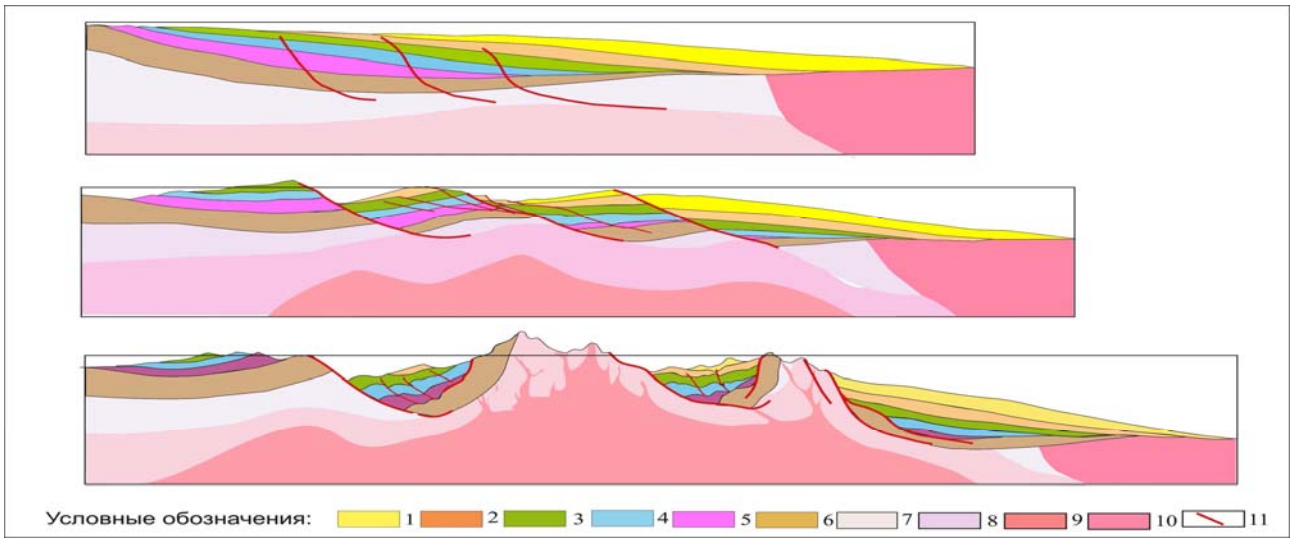


Рисунок 1. Схема гравитационно-геодинамических процессов. *Условные обозначения: 1-6-осадочные комплексы: 1-плиоцен-квартер; 2- палеоген-миоцен;3-мел-палеоцен; 4-юрский, -триасовый;6 -палеозойский; 7-10 –фундамент: 7- неметаморфический, 8- метаморфический, 9-граниты; 10-океанический; 11- листрические разломы и срывы.*

Модели ГГД позволяют предсказывать строение осадочных бассейнов, реконструировать их первоначальный объем и эволюцию, а на этой основе и развитие УВ систем. Поэтому ГГД совершенно необходима при бассейновом моделировании. И, наконец, пора возвратить ясность и конкретность в практику геологических исследований, поскольку тектоника, в сущности, чисто физико-механическое явление, и плохо когда к описанию привлекаются сложные, терминологически запутанные конструкции, связанные с непроверяемыми моделями тысячекилометровых глубин. Ситуация сейчас проста – есть огромные массивы сейсмических данных, в том числе и 3D, есть надежные космические материалы и много скважин, – и мало исследователей, чтобы тратить их время на втискивание новых фактов в термины непродуктивных концепций.

Сама концепция гравитационной геодинамики была рождена ходе государственной программы регионального изучения межгорных впадин Средней Азии и Казахстана, когда были проведены первые сейсмические исследования и параметрическое бурение Алайской, Нарынской, Атбашинской, Восточно-Илийской, Зайсанской впадин, а также продолжены работы в принадвиговых частях Ферганской и Афгано-Таджикской впадин. Но даже сейчас трудно привыкнуть к мысли, что все эти впадины вместе с Афганскими бассейнами, Таримом и Предгималайским прогибом представляли собой единый окраинно-континентальный бассейн, располагавший на окраине Центральной Азии. Предгорные прогибы и межгорные впадины – принципиально асимметричные структуры, образованные в результате разрыва некогда единого крупного осадочного бассейна. Разрыв и растаскивание на сотни километров фрагментов осадочных тел – обычное явление, а грабены в основании всех осадочных бассейнов – наглядная иллюстрация этого процесса.

Влияние ГГД и особенно срывов на нефтегазоносность критическое – они являются мощными проводниками флюидных потоков – в том числе и потоков УВ. На склонах бассейна они расформировывают все неантиклинальные ловушки, но и обеспечивают повышенную продуктивность образованных гравитационным оползанием антиклинальных валов.

Интересен опыт планирования геологоразведки был применен в условиях континентального склона российского шельфа Черного моря. Обоснование высоких перспектив этой акватории, весьма сходной с тектонически аналогичными бассейнами глубоководных окраин Африки - дельты Нигера и Конго и Южной Америки (Бразилия) привели к получению нефтяными компаниями поисковых

участков и к высококачественным сейсмическим работам на валу Шатского и в Туапсинском прогибе, а также в на шельфе Крыма. В результате масштабных региональных исследований сформирована новая ГГД-модель эволюции Кавказского орогена и вал Шатского выделен как передовая зона нефтегазонакопления перед фронтом аллохтонного мел-кайнозойского осадочного бассейна, в котором заканчивается и возможно концентрируется флюидный поток из всего Предкавказья (Афанасенков и др., 2007). Аналогичная ГГД- модель составлена для Крымского орогена, где перспективны объекты на передовом валу Тетяева. Интересно, что причиной орогенеза в Крыму была реологически подвижная таврическая флишевая формация, а на Западном Кавказе – терригенно-карбонатная флишевая мел-эоценовая толща (рис. 2).

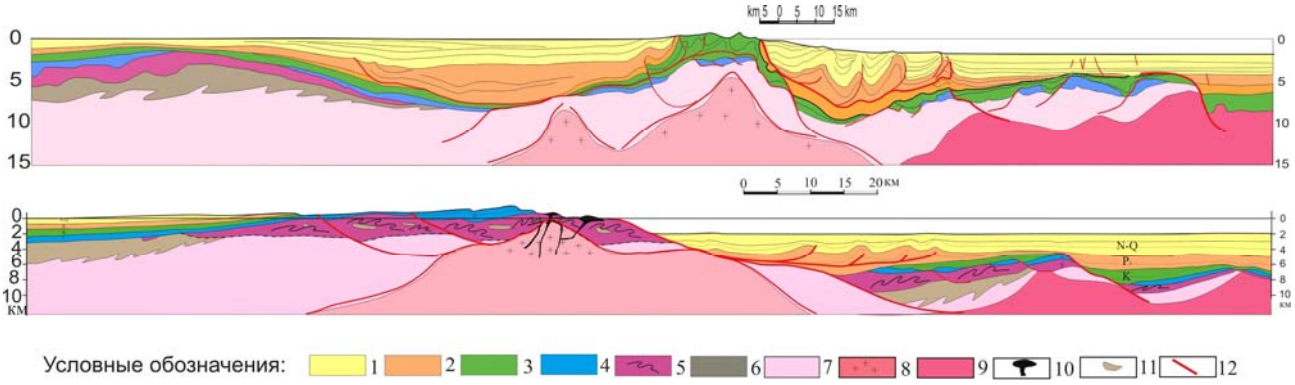


Рисунок 2. ГГД модель Западного Кавказа (в море – через вал Шатского) и Крыма (в море через вал Тетяева)*. Условные обозначения. Комплексы: осадочные: 1-кайнозойский терригенный; 2-майкопский глинистый; 3-меловой шельфовый; 4-юрский; 5-таврический флишевый; 6-палеозойский терригенно-карбонатный; фундаментные: 7-метаморфический; 8-интрузивный (гранитный); 9-возможно океанический.10-лакколиты, 11- олистолиты, 12- листрические разломы.*

Нефтяные компании до 2008 года проявляли высокую активность на шельфе дальневосточных морей, однако даже на Сахалине неподготовленность регионального этапа изучения бассейнов не позволила получить крупных открытий. Существующие контракционная модель активной окраины с зонами субдукции и экзотическими террейнами иногда просто закрывает перспективы целых бассейнов. Между тем геологическая картина на всем Дальнем Востоке России демонстрирует экспансию континента на Тихий океан. Начиная с Верхоянья, наблюдается мегаклиноформное наступление осадочных бассейнов на восток. На региональных профилях в Охотском и Баренцовом морях это видно особенно четко. Мегаклиноформное строение Сахалинского бассейна объясняет причины меньшей продуктивности комплексов в западной части Сахалинского и Анадырского бассейна, а ГГД-модели показывают как эти крупные бассейны разрываются выступами основания (Восточно- и Западно-Сахалинские горы и Корякское нагорье соответственно). Наименее освоены Камчатские бассейны, в связи с близостью их в зоне субдукции. А по ГГД критериям в Камчатском регионе практически на протяжении всего кайнозоя существовал единый осадочный бассейн, составленный из трех частей: северо-западной шельфовой приконтинентальной, центральной склоновой и восточной глубоководной флишоидной. Начавшиеся в плиоцен-квартере ГГД процессы вызвали разрыв бассейнов и формирование в денудированной зоне островной вулканической дуги. Дальнейшая эволюция вулканической дуги привела к подъему центральной части, смещению новейшего осадконакопления в сторону шельфов Камчатки. Таким образом в районе Камчатки в течение кайнозоя существовала континентальная окраина, на которой развивался осадочный бассейн, ныне разорванный на Западно, -Центрально и Восточно-Камчатский фрагменты, представляющие соответственно приконтинентальную, склоновую и глубоководную его части (рис. 3).

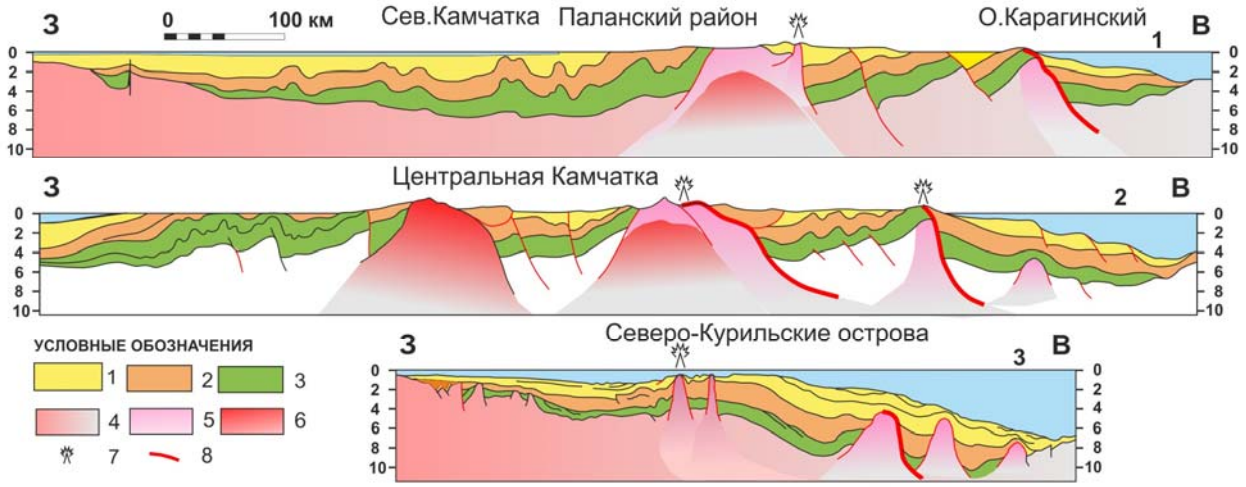


Рисунок 3. ГГД модель Северной (1)и Центральной (2) Камчатки и ее Южной окраины (3).
Условные обозначения. Комплексы: осадочные: 1-плиоцен-квартер; 2-эоцен-миоценовый; 3-мел-эоценовый; комплексы основания: 4-метаморфизованный; 5- возможно океанический (и офиолиты); 6- гранитный; 7- вулканы, 8 листрические разломы, толстым – основные срывы.

Такое сочленение континентальных, склоновых и глубоководных формаций весьма характерно для бассейнов, причем глубоководные имеют заметно больший нефтегазогенерационный потенциал. Известные газовые и газоконденсатные месторождения Колпаковского прогиба Западной Камчатки и нефтепроявления Богачевского района Восточной Камчатки – это останцы крупных зон нефтегазонакопления. В тоже время, в северной части Камчатки, отрыв Пенжинской континентальной части бассейна от склоновой глубоководной Карагинской части был минимальным и в морской и, особенно в совершенно неизученной глубоководной зоне всей Восточной Камчатки можно ожидать открытие крупных скоплений углеводородов.

Опыт ГГД-моделирования был применен и для континентальных склонов Западной Африки. Компания «Газпром нефть» в 2010-2013 гг проводила геологоразведку разведки на глубоководных морских блоках T и U на шельфе Экваториальной Гвинеи. После проведения сейсморазведки 3-D и переинтерпретации всех геолого-геофизических данных компаниями ЛАРГЕО и SAER (Англия), на блоке T (это уже детально освоенный передовой вал аллохтона кайнозойской дельты Нигера) было выявлено до 10 новых мелких объектов, а расположенный перед аллохтонным валом глубоководный (более 2 км.) крупный объект по сейсмическим аномалиям оценивается как газовым. В будущем этот аналог близлежащего газового гиганта Альба имеет высокие перспективы освоения, так как в нем концентрируется флюидный поток перед фронтом сползающей в океан дельты Нигера. На блоке U (меловой бассейн Рио-Муни) выделено до 12 новых преимущественно неантиклинальных объектов. Но возможная связь всех неантиклинальных объектов с региональной зоной срыва, по которой разгружается миграционный поток не позволяет их считать перспективными. Это важный критерий нефтегазоносности, который позволяет до бурения ранжировать многочисленные объекты, которые массово выделяются здесь по сейсморазведке 3D. Обязательным условием является наличие встречного антиклинального перегиба на континентальном склоне (как на месторождениях Сейба, Окуме), или несвязанность ловушки с детачментами (зонами гравитационного срыва). По результатам регионального изучения (Jobe ets, 2011) и истории дельты Нигера отчетливо прослеживается развитие мегаклиноформы на палеосклоне континента. Начиная с мелового времени здесь развивались крупные дельты, которые в Африке представлены, например, бассейнами Кванза (Ангола) и Рио-Муни (Экваториальная Гвинея), которые в современной структуре представлены огромными полуграбенами, примыкающими к полосовидным прибрежным гранитоидным выступам фундамента. Внутри континента за гранитными плутонами эти меловые бассейны продолжаются в виде бассейна Центрального Конго. Причем шельфовые бассейны хорошо сочленяются с границами внутриконтинентального бассейна. А это означает не только очевидный для гравитационно-геодинамической модели факт их разрыва по депоцентру, но и то, что мезозойские контуры континентов Африки и Южной Америки резко не соответствуют современным – эти континенты были значительно меньше современных. Так практически все площади гранитоидных массивов

появились после мезозоя, и упражнения по совмещению современных контуров континентов геологически неправомочны. Важным выводом является продолжение нефтегазоносности окраинно-континентальных бассейнов в бассейны Внутренней Африки. Второй вывод из этой модели – необходимость учета при анализе истории нефтегазовых систем на континентальных склонах постоянного активного детачмента, и потому неструктурные ловушки, связанные с такой региональной зоной срыва не будут продуктивными.

Компания «Газпром нефть» участвовала в глубоководном геологоразведочном проекте на северо-западной акватории Кубы совместно с малазийским партнером компанией Petronas (оператор проекта). Здесь были проведены сейсморазведочные работы 2D в объеме 4000 пог.км. В мае-августе 2012 г. буровым судном Scarabeo-9 пробурена скважина Catoche-1 (забой 4666 м., глубина воды 2260 м.). В процессе бурения отмечались нефте и газопроявления. По техническим причинам скважина не была испытана, однако по геофизическим скважинным данным ожидаемые запасы структуры Catoche скорее всего некоммерческие. Этот результат в ряду других примеров неуспешного бурения на глубоководной северной акватории Кубы заставляет переоценить существующие тектоническую и нефтегеологическую модели региона. Принятая здесь обдукционная тектоника имеет спекулятивный характер и предложена она только из-за развития серпентинитов (Saura ets., 2008). Региональная сейсмогеологическая изученность позволяет принять другую модель – клиноформного проградационного бассейна, развивающегося на континентальном склоне экспансивно расширяющейся рифтовой котловины Карибского моря. То есть то, что обычно интерпретируется как движущаяся от Панамского перешейка вулканическая островная дуга представляет собой расширяющуюся рифтовую котловину, на северном борту которой развивается мезозойско-кайнозойский клиноформный бассейн, в котором действуют срывы по юрским солям и по прифундаментным серпентинитам и наиболее перспективен южный Карибский шельф Кубы (рис. 4)

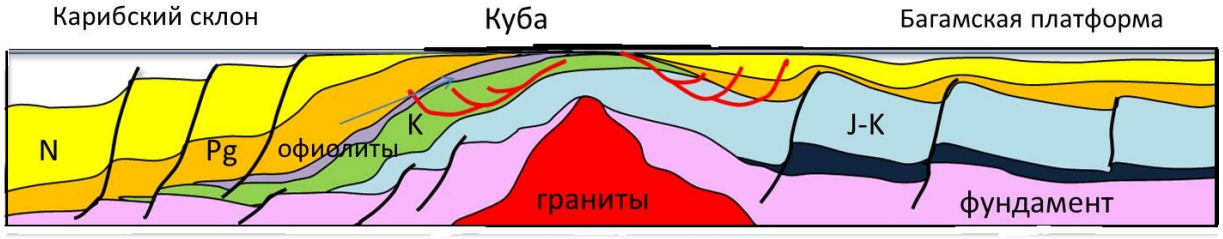


Рис.4 Гравитационно-геодинамическая модель Кубы. Срывы по солям и офиолитам.

Усилиями ОАО «Газпром нефть» и её дочерней компании сербской НИС новый этап геологоразведки начинается в Паннонском бассейне, расположенном на континентальном склоне Тетиса. Особенно ясно проследить этот склон можно с конца мела-эоцена, когда на северной окраине Тетиса формировались крупные флишоидные авандельты. Яркий представитель этих бассейнов – Карпаты и связанный с ними Паннонский бассейн. Изученность региона с одной стороны весьма высокая, с другой – поразительно низкая. Только сейчас здесь применяются современные методы геологоразведки. Речь идет, прежде всего, о сейсморазведке 3D, и только эта технология дает истинно объективные материалы для тектонического анализа. Пешие экскурсии и картирование дают картину сильнейшего сжатия, надвигообразования, однако это сверхдетальная картинка описывает гравитационные оползни, весьма характерные для континентальных окраин. Флишевые формации всегда и весьма интенсивно затронуты гравитационной тектоникой и разномасштабными олистостромами (.Golonka ets., 2006). Масштаб сейсморазведки дает принципиально иную картину – Паннонский бассейн формируется в условиях массированного растяжения. Это, разумеется, замечено (Matenco, Radivojevic, 2012), но региональная структура Карпат не пересмотрена. Гравитационная геодинамика представляет простую и ясную модель, ключом к которой выступает вытекающая на юго-запад в Адриатику дуга Динарид. Наличие в карбонатной толще реологически слабой триасовой соленосной толщи определил массированный срыв компетентных юрского-меловых карбонатов во время образования Средиземного моря. Этот тектонический поток определил экспансию обрушения на северо-восток и в зоне выклинивания солей начал формироваться глубокий дугообразный трог, в котором в течение верхнего мела и почти всего кайнозоя образовывались флишевые формации. Территория будущего Паннонского бассейна, вследствие изостатических поднятий почти не была вовлечена в осадконакопление и только плиоцен-четвертичный этап опусканий в море инициировал новое движение Динарид на юго-запад и погружение Паннонской окраины. Флишевый трог Карпат

при этом испытал обычный для глубоких бассейнов разрыв и подъем фундамента, сопровождаемый неогеновым вулканизмом. Таким образом, Карпаты представляют собой типичную островную дугу, образованную гигантским гравитационно-геодинамическим срывом (рис.5).



Рис. 5. Гравитационно-геодинамическая модель Паннонского бассейна

Эта модель объясняет не только полуграбеновую структуру Паннонского бассейна, но и определяет главный критерий нефтегазоносности – склоны грабенов, образованные листрическими сбросами обеспечивают интенсивную миграцию по ним углеводородов в прилегающие выступы фундамента, которые в течение 30-50 млн.лет были на поверхности и в них формировались коры выветривания и тектонического дробления, а значит и важный фундаментный этаж нефтегазоносности. Понятно, что весь бассейн, постоянно формируемый на движущемся основании, не может содержать гигантские месторождения УВ, но множество мелких залежей в этих клиноформных формациях, лежащих на раздробленном фундаменте могут быть здесь открыты в результате сплошной сейсморазведки 3D.

Список литературы

1. Афанасенков А.П., Никишин А.М., Обухов А.Н. 2007. Геологическое строение и углеводородный потенциал Восточно-Черноморского региона. 172 с., Научный мир, Москва.
2. Иванов С.Н. О реологических моделях земной коры; критическое рассмотрение. ИгиГ УрО РАН, Екатеринбург, 1998 г. 40 с.
3. Обухов А.Н. Обухова М.А.. Гравитационная геодинамика новое направление тектонического анализа осадочных бассейнов. В сб. Современное состояние наук о Земле 1-4 февраля Москва, 2011 г., с 1353-1357.
4. Golonka J. and F. J. Picha, eds., 2006. The Carpathians and their foreland: Geology and hydrocarbon resources: AAPG Memoir #84, p.221-258.
5. Jobe Z. R., Lowe D. R., Uchytil S. J. Two fundamentally different types of submarine canyons along the continental margin of Equatorial Guinea. Marine and Petroleum Geology 28 (2011) 843-860
6. Matenco L., Radivojevic D. On the formation and evolution of the Pannonian Basin: Constraints derived from the structure of the junction area between the Carpathians and Dinaride. TECTONICS, VOL. 31, TC6007, doi:10.1029/2012TC003206, 2012s
7. Saura E., Verges J., Brown D., Lukito P., Soriano S., Torrescusa S., Garcia R., Sanchez J. R., Sosa C. and Tenreyro R. Structural and tectonic evolution of western Cuba fold and thrust belt. TECTONICS, VOL. 27, TC4002, doi:10.1029/2007TC002237, 2008

ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ РАВНИННОГО ДАГЕСТАНА

М.М. Меликов

Институт геологии ДНЦ РАН, Республика Дагестан, г. Махачкала, ул. М. Ярагского 75, тел.: (8722)-62-93-95; факс: 8722-62-06-82; e-mail: melikov1958@yandex.ru

Изучены закономерности формирования, размещения и скоплений углеводородов (УВ) в старом нефтегазодобывающем районе – Равнинном Дагестане, а также роли подземных вод в формировании и сохранении УВ. Решение вопроса формирования и размещения скоплений УВ осадочного чехла в старых нефтегазодобывающих районах, на наш взгляд, заключается в использовании модели освоения их на гидрогеологической основе. В соответствии с этим задачами исследований являлись:

изучение гидрогеологических условий мезозойских отложений Восточно-Предкавказского артезианского бассейна (ВПАБ); исследование гидрогеохимических и геотермических показателей нефтегазоносности; исследование региональной динамики подземных вод с целью выяснения их роли в формировании и размещении залежей УВ; исследование миграционных процессов.

Гидрохимические критерии оценки степени гидрогеологической закрытости геолого-тектонических структур

В качестве оценки нефтегазоносности нами рассматривается бромный показатель для выяснения степени гидрогеологической закрытости геолого-тектонических структур. Бром содержится в водах, и обычно его количество возрастает с глубиной залегания водоносных горизонтов, а, следовательно, с ростом степени гидрогеологической закрытости структур[1].

Таблица. 1

Изменение градиентов минерализации и бромных показателей подземных вод мезозойских отложений нефтяных месторождений Равнинного Дагестана (По данным В.М. Ланды).

Месторождение	Возраст отложений	Средняя глубина залегания	Минерализация, г/л	Содержание Br, мг/л	Градиент минерализации	Бромный показатель
Величаевка	K_1 J_2	3128 3298	108,0 73,0	254 –	35,0 22,1	8,1 –
Зимняя Ставка	K_1 J_2	3112 3239	108,2 84,4	257 –	34,7 24,9	8,5 –
Озек-Сулак	K_1 J_2	3186 3957	81,0 87,5	201 228	25,4 26,0	6,3 6,8
Р. Хутор (центр)	K_1 J_3 J_2	3211 3318 3386	125,2 129,5 132,0	283 328 382	39,0 39,1 39,3	8,9 99,9 11,3
Южно-Сухокумск	K_1 J_3 J_2	3360 3430 3580	112,5 131,0 138,5	397 336 391	37,2 38,2 38,7	11,9 9,8 10,9
Сухокумск	K_1 J_3 J_2	3331 3396 3556	133,0 129,0 131,0	322 324 406	39,9 38,0 36,9	9,7 9,6 11,5

Для выявления степени закрытости отдельных поднятий исследуемого района подсчитаны градиенты минерализации и бромные показатели нижнемеловых и юрских отложений месторождений Русский Хутор, Южно-Сухокумск, Зимняя Ставка, Озек-Суат, Величаевка (табл.1.) Из приведенных данных таблицы видно:

1.Изменение градиента минерализации по площади.

– по нижнемеловым отложениям градиент минерализации меняется от 25.4 до 39.9, увеличиваясь как и минерализация, от Озек-Суата на север к Зимней Ставке и на восток к Русскому Хутору;

– по юрским отложениям – от 22,1 до 39,1, возрастая в основном в восточном направлении;

– при рассмотрении градиента минерализации в зависимости от стратиграфической глубины залегания происходит его падение от нижнемеловых отложений к юрским по месторождениям Величаевка, Зимняя Ставка. По остальным месторождениям градиент минерализации в зависимости от стратигрфической глубины залегания меняется в очень небольшом интервале.

2. Изменение бромного показателя.

– по нижнемеловым отложениям по площади бромный показатель меняется от 6,32 до 11,9, возрастая от Озек-Суата на север к Величаевке и на восток к Русскому Хутору и Южносухокумску;

– по юрским отложениям бромный показатель возрастает в восточном направлении, достигая максимума (11,3-11,) в среднеюрских отложениях площадей Русский Хутор (Цент.) и Сухокумск;

– при рассмотрении изменений бромного показателя с увеличением стратиграфической глубины видно, что значительные изменения его отмечаются на поднятии месторождения Русский Хутор (Центр.)(от 8,9 до 9,3) и Сухокумск (от 9,7 до 11, 5).

Установлено, что количество брома органического генезиса в подземных водах не превышает 176-350 мг/л; большая его часть (до7-8 г/л) имеет неорганическое происхождение и поступает в подземные воды в результате выщелачивания галогенных толщ (А.В. Кудельский, М.Ф. Козлов, 1970, 1972 г.г.). Здесь, очевидно, органическая часть брома завышена.

Таким образом, гидрохимические данные свидетельствуют о том, что бром не может являться показателем наличия залежей нефти и газа. Высокие содержания брома в подземных водах следует рассматривать как показатель наличия гидрогеологической закрытости недр, благоприятных для сохранения залежей, каковой является Прикумская нефтегазоносная область.

Геотермические критерии оценки

В Равнинном Дагестане на участке развития малоамплитудных погребенных структур платформенного типа в качестве геотермического показателя рассматривается плотность теплового потока (ТП). Исследованиями были охвачены структуры Сухокумского нафтегазоносного района, в результате чего на всех поднятиях (площади: Русский Хутор, Южно-Сухокумская и Сухокумская) были получены отчетливые максимумы в плане, хорошо согласующиеся с положением структур [2]. (К сожалению, из-за ограничений регламента не смогли привести таблицу основных геотермических параметров по району исследований).

Исследования вариаций ТП, проводимые на структуре Русский Хутор, Сухокумской структуре, расположенная к востоку от Р.Хутор, что максимум величины ТП приходится на сводовую часть структуры. На крыльях складки и на ее периклиналях наблюдается снижение уровня ТП [2].

Наивысшие величины отмечены в сводовых частях куполов. Сравнительно низкими значениями ТП характеризуются периклинальные и крыльевые участки. Спад значений ТП наблюдаются повсеместно при удалении от свода к крыльям. Все эти структуры, к числу которых относятся Юбилейная, Димитровская, Новолакская, на которых в последствии Курбановым М.К., Могилевским Г.А.(1969-1971г.г.) были выявлены гидрогазо- и биохимическими методами и открыты крупные газонефтяные залежи [3].

Использование данных геотермии для прямого поиска месторождений нефти и газа не представляется возможным, как это считают ряд исследователей [4], а для картирования локальных структур, перспективных участков на нефть и газ, вполне приемлемо.

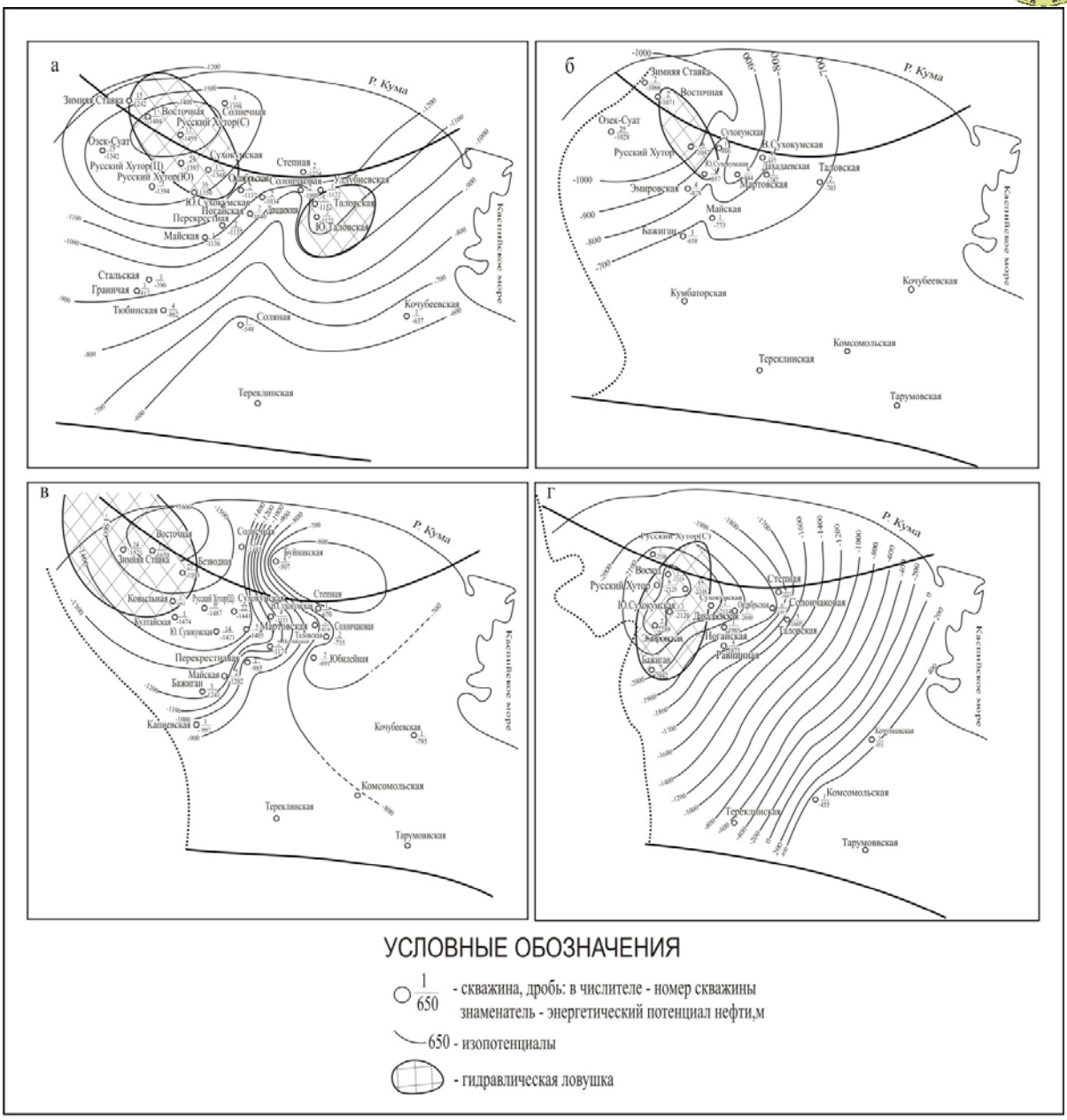
Гидрогеологические условия формирования и размещения залежей УВ

С целью определения возможных зон аккумуляции УВ нами использовались результаты гидродинамических исследований, которые позволяют рассматривать мезозойскую водонапорную систему как совокупность фильтрационно-анизотропных блоков, ограниченных разрывными нарушениями с сочетанием горизонтального и вертикального типов водообмена.

Гипотеза о миграции УВ пластовыми водами исключает из комплекса перспективные локальные структуры и неструктурные ловушки, расположенные в наиболее погруженных частях депрессии. Альтернативная ей гипотеза миграции УВ в газовой фазе позволяет решать положительно вопрос о перспективах нефтегазоносности указанных структурных и неструктурных геологических тел. Имея в виду это обстоятельство, рассмотрим проблемы миграции и формирования залежей нефти в мезозойском комплексе Восточного Предкавказья, а точнее, его платформенной части. Поскольку мы принимаем положение, что зоны разгрузки являются потенциальными участками скопления УВ, для оценки возможных зон их скоплений выполнен сравнительный анализ энергетических потенциалов пластовых вод [5] нефти (рис.1).

3. Величины приведенных напоров, подсчитанные по методике С. С. Бондаренко[6], преобразованные из формулы (А.И. Силина-Бекчурин,1949), использованы для характеристики энергетического потенциала воды, а оценка энергетических потенциалов нефти выполнена по методике картирования гидродинамических ловушек, разработанной в ИГиРГИ (Еременко Н.А., Михайлов И.И. и др.,1975)

Наиболее благоприятными участками для скопления нефти считаются площади, обладающие минимальными потенциалами [5] (Дибиров Д.А., Гайдаров Г.М., 1986).



Водоносные горизонты: а – неокомский; б – верхнеюрский карбонатный; в – келловейский; г – байос-батский

Рис.1. Схематические карты энергетических потенциалов нефти

Далее рассмотрены особенности динамики (частично) подземных вод (более широко рассмотрены в работе [5]) основных водоносных горизонтов мезозойского структурно-гидрогеологического этажа (СГГЭ), а также закономерности распределения энергетических потенциалов углеводородов.

Неокомский водоносный горизонт характеризуется несколько заниженными величинами энергетических потенциалов (рис.1,а).В этом горизонте выделяются две зоны с благоприятными гидродинамическими условиями для скопления и сохранения залежей УВ: первая – в районе площадей Восточная, Русский Хутор, Сухокумская, Южно-Сухокумская и вторая – Таловская, Южно-Таловская. Обе зоны ориентированы разнонаправленно и совпадают с участками пониженных значений потенциалов.

Между указанными зонами минимумов расположен участок сравнительно высоких потенциалов, выполняющий роль «водораздела». Сохранение повышенных потенциалов на этом участке, видимо,

объясняется плохими коллекторскими свойствами водовмещающих пород. Полоса расположения основных НГМ является местом поступления воды, как с севера, так и с юга.

Верхнеюрский карбонатный водоносный горизонт (рис.1,б), в отличие от других горизонтов, характеризуется трещинно-поровым коллекторами и наличием в разрезе сульфатно-доломитовой толщи. Наиболее высокие значения потенциалов приурочены к Таловской площади (–703м), расположенной в зоне максимальной мощности сульфатно-доломитовой толщи. Здесь можно предположить, что в областях максимального развития сульфатно-доломитовых отложений происходит увеличение, как напоров, так и энергетических потенциалов.

Снижение потенциалов происходит с юга и востока в сторону Сухокумского блока, где и отмечается локальная зона энергоминимума. В верхнеюрском карбонатном горизонте оконтурен участок в районе площадей: Восточная, Русский Хутор, Сухокумская, Южно-Сухокумская, где наблюдаются благоприятные условия для образования гидродинамических ловушек.

Келловейский водоносный горизонт (рис.1,в) характеризуется наиболее высокими величинами энергетических потенциалов в юго-западной части. Для этого горизонта отмечается одна зона локального энергоминимума, характеризующаяся пониженными значениями энергетических потенциалов: северо-западная (пл. Восточная, –1650м, Зимняя Ставка, –1571м). Следует отметить, что зоны энергоминимума протягивается в субширотном направлении по одной линии от северо-запада до юго-восточных границ рассматриваемого участка.

В отличие от вышележащего верхнеюрского карбонатного горизонта в келловейском заметно увеличивается размер ловушки в северо-западной части.

Байос-батский водоносный горизонт (рис.1.,г). В общем плане отмечается закономерное снижение энергетических потенциалов в северо-западном направлении. Максимальные значения в юго-восточной части достигают –455м (пл. Комсомольская) и –451м (пл. Кочубеевская). Достаточно четко выделяется зона энергоминимума в Прикумской области, оконтуренная пьезоизогипсой –300. Значительное уменьшение величин отмечается именно там, где резко снижается мощность перекрывающего глинистого водоупора байоса. Зона энергоминимума соответствует расположению НГМ, интенсивно разрабатываемых с 60-х годов. В этом горизонте ориентация гидродинамической ловушки становится северо-восточной, и ее размеры уменьшаются по сравнению с вышележащим келловейским горизонтом.

4. На основе эволюционно-динамической теории нефтегазоносности недр [7], для исследуемой территории выделяют три зоны распространения очагов генерации ОВ: 1)Кавказская (Восточная часть Б. Кавказа); 2)Восточно-Манычская; 3)Терско-Каспийская (соответствует одноименному прогибу), с общим объемом генерации 6250 млн.ТУТ. Для платформенной части общее количество УВ, мигрировавших из осадочных образований составляет 5,5 млрд. т, из которых на нижнемеловые отложения приходится 18%, на юрские – 50% и триасовые – 18% [7-8].

5. Основными генерирующими толщами являются нижнетриасовые и нижне-среднеюрские отложения; не исключается и роль олигоценовых высокобитуминозных пород в формировании залежей в верхнемеловом комплексе. Наибольшим нефтегенерирующим потенциалом характеризуются юрские терригенные отложения с высокой концентрацией ОВ. В триасовых отложениях с меньшим содержанием ОВ нефтегазообразование происходило в раннемеловое-плиоценовое время с последующей дифференциацией газовых УВ в юрские и меловые отложения платформенного чехла (Д.А. Мирзоев, 1984).

Анализ и сопоставление карт приведенных напоров подземных вод и энергетических потенциалов УВ водоносных комплексов мезозойских отложений позволяет отметить следующее:

Современные гидродинамические условия значительно нарушены многолетней разработкой месторождений УВ, степень их нарушенности способствует переформированию старых и образованию новых залежей УВ. Распределение напоров и энергетических потенциалов, характеризующих область сочленения Предкавказской эпигерцинской платформы и Терско-Каспийского передового прогиба, свидетельствуют о снижении их величин от краевого прогиба к платформенной части. На территории, прилегающей к зоне краевого прогиба, дальнейшие перспективы открытия залежей УВ ограничены, т.к. отсутствуют условия для образования гидродинамических ловушек.

В северной части бассейна, несмотря на сложность характера динамики подземных вод, гидродинамические условия данного района наиболее благоприятны для формирования и сохранения

гидродинамических ловушек, местоположение участков показывают, что они во всех горизонтах расположены, примерно, одинаково и совпадают с районами ранее известных НГМ; ориентация и их размеры меняются в каждом горизонте, что позволяет выбирать наиболее рациональную сетку расположения скважин с учетом влияния гидродинамического фактора и ввести доразведку на ряде площадей: Восточная, Русский Хутор, Сухокумская, Южно-Сухокумская, Таловская и др.

В целом, оценивая состояние вопроса о роли гидрогеологического фактора в формировании и размещении залежей нефти и газа, можно считать достоверно установленными следующие положения:

– Снижение напоров (энергетических потенциалов) подземных вод в глубоких горизонтах разнонаправлено – от обрамления в глубь бассейна и из глубоких прогибов к их бортам;

– Образование залежей нефти и газа в структурных ловушках, находящихся на путях потоков пластовых вод, в зонах региональной и локальной разгрузки, а также у гидравлических барьеров, соответствует тектоническим нарушениям и границам выклинивания продуктивных пластов.

Исходя из вышеизложенного и состояния изученности, к задачам ближайшего будущего нефтегазовой гидрогеологии региона следует отнести:

1.Исследование механизма, условий и форм миграции УВ подземных водах, поскольку формы первичной и вторичной миграции нефти и газа в водонапорных комплексах остаются спорными и дискуссионными;

2.Продолжение исследований процессов и соотношений латеральной и вертикальной составляющих миграции пластовых вод, содержащих ОВ и газовые компоненты в различных состояниях;

3.Изучение роли гидрогеологического фактора в формировании, размещении и разрушении залежей УВ в ловушках неантиклинального типа, а также разработка и усовершенствование гидрогеологических методов их поисков применительно к конкретным регионам, в частности к Восточному Предкавказью.

Результаты этих исследований могут служить научной основой для прогноза нефтегазоносности в конкретных условиях различных НГБ.

Литература

1.Кротова В.А. Гидрогеологические факторы формирования нефтяных месторождений. Л.. 1962., 330 с.

2.Амирханов Х.И., Ровнин Л.И., Суетнов В.В. и др. Опыт применения нефтегазовой терморазведки, Махачкала, 1975, С.158-168.

3.Курбанов М.К. Геотермальные и гидроминеральные ресурсы Восточного Кавказа и Предкавказья. М., Наука, 2001, С.241-243.

4.Осадчий В.Г., Лурье А.И., Ерофеев В.Ф. Геотермические критерии нефтегазоносности недр. Киев, Наукова думка, 1976, 228 с.

5.Дибиров Д.А., Меликов М.М. Гидрогеологические аспекты формирования и размещения залежей углеводородов Восточного Предкавказья. Журнал «Вестник ДНЦ РАН», №13.Махачкала,2003. С.29-36.

6.Бондаренко С.С. О динамике подземных вод Западно-Сибирского артезианского бассейна //Изв. вузов. Геол. и развед. 1961. №4. с. 96–106.

7.Соколов Б.А. Эволюционно-динамические критерии оценки нефтегазоносности недр. М.: Недра, 1985. С.166–167.

8.Мирзоев Д.А., Джапаридзе Л.И. и др. Некоторые аспекты превращения органического вещества и нефтегазообразование в осадочных толщах мезозоя Восточной части Предкавказья //Материалы докл. VI Всесоюз. Семинара «Теоретические, природные и экспериментальные модели нефтегазообразования и их использование в прогнозе нефтегазоносности».Л.,1989. С.55-56.

НЕСОГЛАСИЯ РАННЕГО ОЛИГОЦЕНА ЗАПАДНОГО ПРЕДКАВКАЗЬЯ

Т.Н.Пинчук, Кубанский госуниверситет

Вопросами палеогеографических реконструкций олигоцена занимались В.А.Гросгейм, Б.П.Жижченко, В.Н.Буряк, М.А.Ахметьев, С.В.Попов, Е. Ю. Закревская и многие другие. По обобщению ранних опубликованных работ и с применением материалов исследования керна и ГИС, нами представлена реконструкция палеогеографических обстановок раннеолигоценового (раннемайкопского) бассейна от конца верхнего эоцена до начала позднего олигоцена.

В начале олигоцена Западное Предкавказье входило в состав северного шельфа Восточного Паратетиса и к концу эоценового времени имело сложную палеогеографическую историю, так как изученная территория находилась под постоянным напряжений тектонических движений альпийской складчатости. К началу олигоцена бассейн характеризовался различными фациальными обстановками осадконакопления, от мелководных до относительно глубоководных в крупных прогибах, таких как Таманский и Западно-Кубанский. Основные особенности осадконакопления, взаимоотношения осадков с подстилающими и перекрывающими толщами, характер налегания осадков, прослеживаются на сейсмопрофилях и в разрезах глубоких скважин.

В конце позднего эоцена произошла резкая регрессия и изменение тектонического плана развития всего Альпийско-Кавказского пояса, что было обусловлено быстрым пострифтовым погружением с образованием глубокого осадочного бассейна. На территории Западного Предкавказья резкое снижение уровня моря, проявилось в перерывах осадконакопления между эоценом и олигоценом, что доказано материалами бурения и особенностями строения майкопских отложений на северном склоне Западного Кавказа.

Отложения раннего олигоцена формировались в различных геотектонических и батиметрических условиях, что обусловило сложность их расчленения, несмотря на кажущуюся литологическую однородность отличия зафиксированы комплексами микрофауны, характерными для каждого этапа осадконакопления в олиоценовое время. Согласное залегание майкопа на эоценовые отложения прослежено на большей части территории, но встречаются зоны несогласий и перерывов, указывающих на смену тектонического режима в начале олиоцена. Ранний олигоцен представлен повсеместно морскими, т.е. фациально однотипными глинистыми образованиями, отличными по карбонатности и составом включений. При сопоставлении разрезов северного склона Западного Кавказа и скважин Западного Предкавказья использовались комплексы фораминифер, по смене секреционных и агглютинированных видов, характеризующие смену солености и литологии, указывающих на климатические и батиальные условия. Граница между эоценом и олигоценом согласная в большинстве районов, и характеризуется постепенным переходом белоглинской свиты к майкопу, что подтверждается чередованием слоев мергелей с белоглинской фауной и известковистых темно-серых глин с майкопской планктонной фауной, мощностью 3-5м, обоснованная А.К.Богдановичем (1965) по слоям Bolivina antigressa. Однако, в ряде разрезов олигоцен залегает несогласно, например: по Северо-Петровской площади на отложениях черкесской свиты (нижний-средний эоцен). В разрезах скважин Молдовано-Псифской площади майкоп залегает на кутаисской свите. Залегание майкопа на черкесскую свиты не всегда характеризуется наличием базального горизонта или конгломерата в подошве. Обычно граница размыва эоцена в майкопе отмечена переотложенной микрофауной эоценовых фораминифер. По ГИС граница эоцена и олигоцена выражена резким снижением КС и ПС в майкопских отложениях

В подошве майкопа наблюдаются появление песчано-алевритовых пачек по разрезу скважин восточной части территории (Ладожской и Северо-Петровской площадей), связанные с несогласием между олигоценом и эоценом. В разрезах северного борта и центральной части ЗКП несогласия между нижней части майкопа и черкесской свитой

(нижний-средний эоцен), протягиваются субширотно до Адыгейского поднятия. Распространение несогласий прослежены в разрезах на южном борту ЗКП (Ширванской, Безводненской, Дагестанской площадей). По материалам бурения выделено несколько зон отсутствия белоглинской и керестинской свит под майкопскими образованиями (рис.1).

На Тимашевской ступени (ТС) нижний майкоп залегает согласно на верхнем эоцене, однако, западнее, на продолжении в акваторию Азовского моря выделены участки несогласного залегания на нижний-средний эоцен (Сигнальная, Октябрьская и др. площади). Восточнее ТС на по северному борту Восточно-Кубанской впадины (ВКВ) и далее к востоку в Ставрополье олигоцен залегает на разные горизонты эоцена.

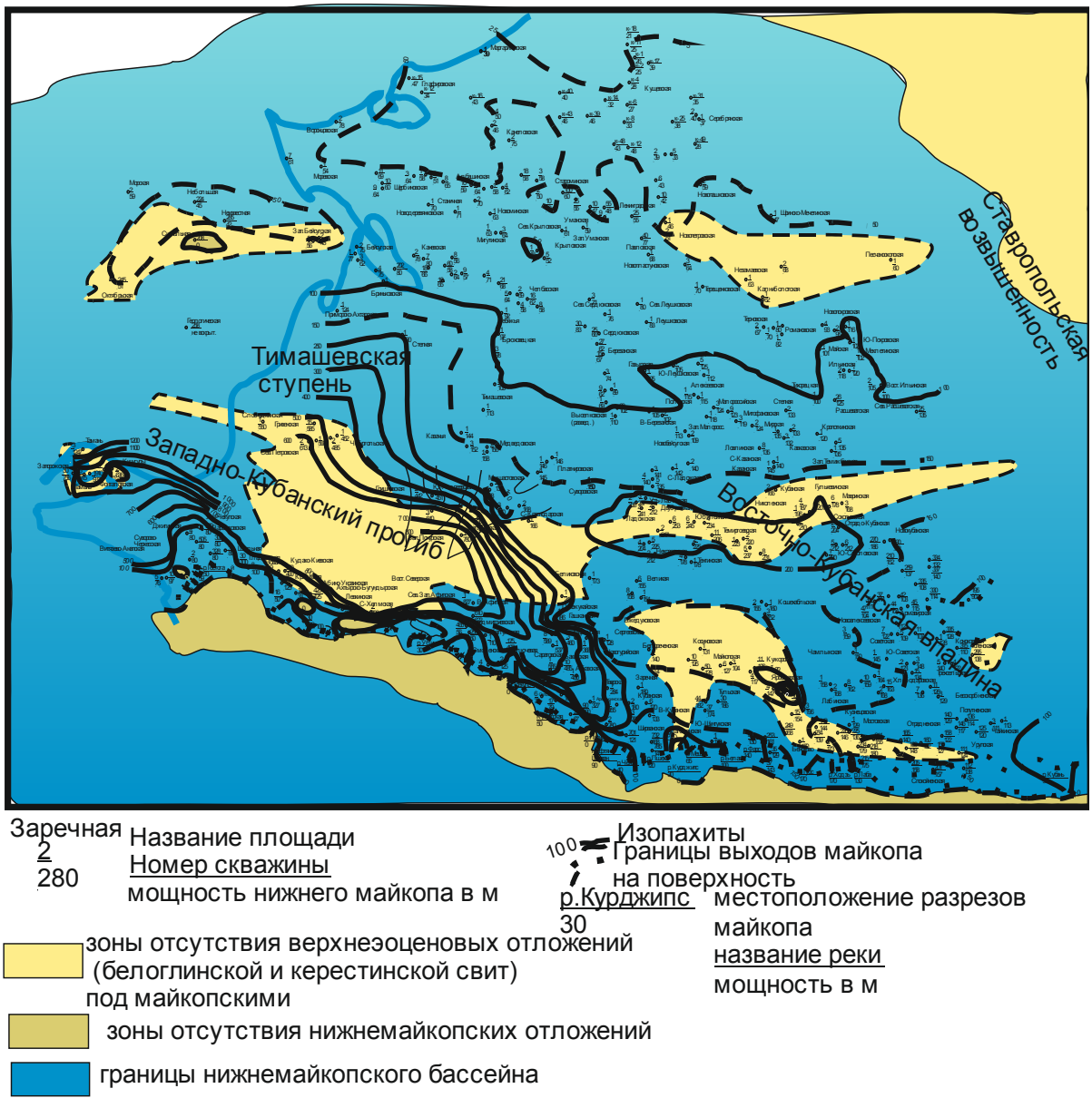


Рисунок 1. Палеогеографическая схема на начало нижнего майкопа

В разрезах скважин к востоку Западного-Предкавказья развита глинисто-алевритовая пачка (мощностью до 200м) хадумского горизонта, которая прослежена в Центральном Предкавказье, с газовыми месторождениями. В разрезах несогласного залегания олигоцена на эоцен, в подошве майкопа залегают слои конгломератов (до 1,5м в поперечнике) сложенные обломками глин, аргиллитов, алевролитов и известняков (Северо-

Краснодарская, Гришковская площади). Песчанистость нижнего майкопа в северной части Западного Предкавказья низкая, изменяясь от 0 до 33%, снижение песчанистости прослежено с востока от Ставропольской возвышенности на запад (рис.2). Хадумская свита в большинстве разрезов рассматривается как нижняя часть майкопа. Образования нижнего хадума по южном борту ЗКП, сложены породами пшехского горизонта (подсвиты), охарактеризованы комплексом фораминифер,слоев с Globigerina officinalis. Средний хадум представлен полбинским (остракодовым) горизонтом, сложенным известковистыми глинами с прослоями мергеля, содержащего незначительное количество полигалинных фораминифер и преимущественно остракоды, с характерным родом Disopontocypris oligocaenica (Zalany). Верхний хадум характеризуется отложениями горизонта морозкиной балки (подсвиты) с комплексом фораминифер слоев Spiroplectammina terekensis - Cyclammina turosa для мелководных фаций и Globigerina officinalis -Virgulinella ex gr.pertusa для глубоководных фаций, приуроченных к кровле горизонта. Глинисто-алевритистые пачки хадума, протягивающие к от Ставрополья по центральной части Западного Предкавказья выклиниваются на западе (рис.2).

На южном борту Западно-Кубанского прогиба (ЗКП) выше белоглинской свиты залегают без признаков несогласия отложения нижней части майкопа, сложенные темно-серыми глинами, неизвестковистыми или слабо известковистыми с планорбеллами.

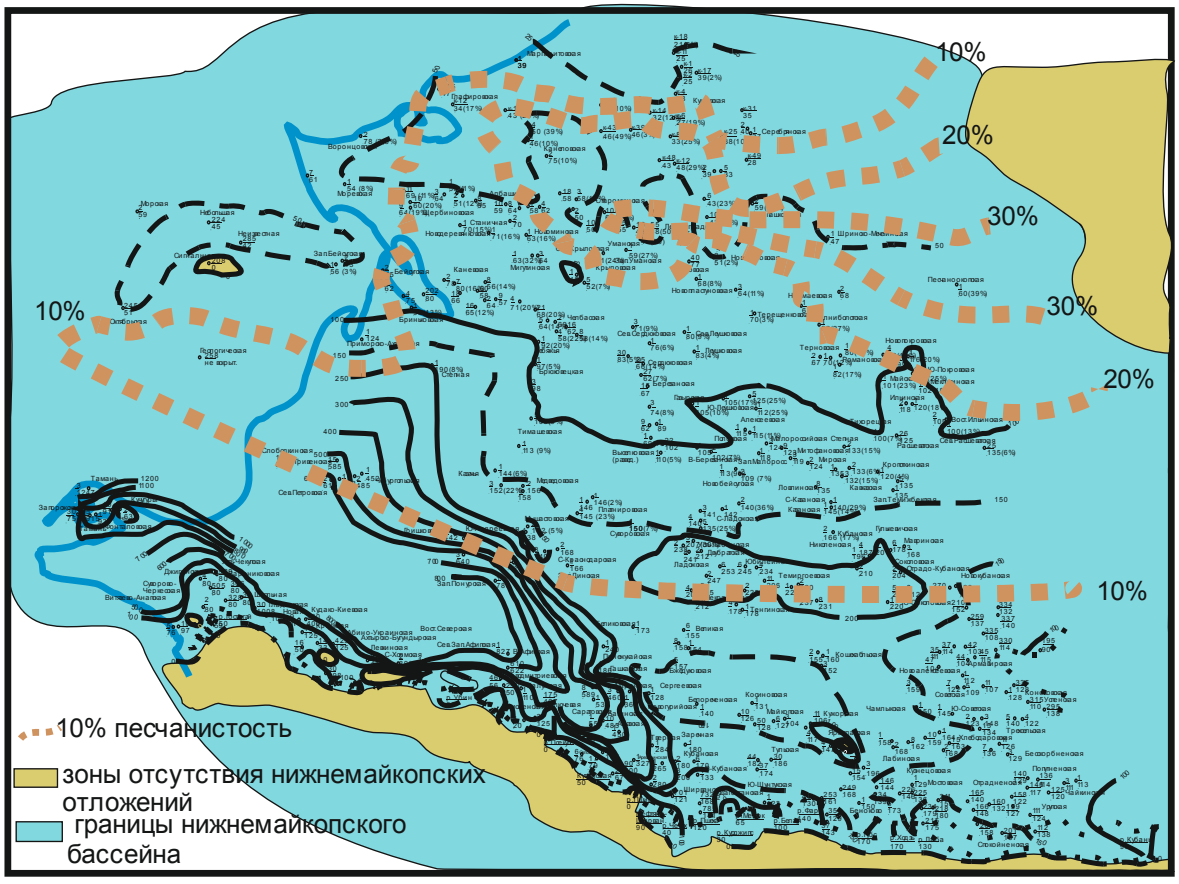


Рисунок 2. Палеогеографическая схема на конец нижнего майкопа, с зонами распространения хадумского горизонта (по песчанистости)

Распространение в разрезах майкопа участков согласного залегания и с перерывом показывает, что регионального предмайкопского несогласия, как это нередко принимается исследователями не отмечается. Из приведенных фактов предполагается развитие предмайкопского несогласия в зоне, находящейся параллельно полосе выходов (большая часть зоны несогласия в настоящее время размыта). При этом наблюдаемые участки

несогласного залегания майкопа являются следствием активного сноса в погруженные части бассейна.

Возможно, в раннеолигоценовое время Западно-Кубанский прогиб был соединен с Туапсинским прогибом, а поднятия Западного Кавказа возникли здесь значительно позднее, начиная с позднеолигоценового времени. Об этом говорит положение склона прогиба, восстановленное по клиноформенным фациям на сейсмопрофилях, примыкающее непосредственно к современному Кавказу. Северный борт Западно-Кубанского прогиба был крутым, а глубина по данным сейсмопрофилей была не менее 700-1000 м, но при этом в среднемайкопском бассейне выделена полоса глыбового конгломерата, указывающая на начала воздымания кавказских поднятий. Об этом же свидетельствуют и находки прибрежных комплексов моллюсков в самом основании олигоцена при падении уровня у границы эоцена / олигоцена (р.Белая, р.Фарс, р.Кубань). Вероятно, это было невысокое островное поднятие в зоне Центрального Кавказа на продолжении меридианального Ставропольского свода. С этого поднятия шло поступление алевритового и песчаного материала в зоны погружения.

Прослеженные локальные несогласия в подошве нижнего майкопа по территории Западного Предкавазья, с наличием песчано-алевритовых пачек, которые, прогнозируются как коллекторы УВ по сопоставлению с хадумским горизонтом.

Работа выполнена при поддержке проекта РФФИ 13-05-00508

Литература:

Богданович А.К., Буряк В.Н. Передовой прогиб Западного Предкавказья // Стратиграфия СССР. Неогеновая система. 1т. М. Недра, 1986. С. 151-172.

Буряк В.Н. О стратиграфическом подразделении неогеновых отложений Западного Предкавказья // Фауна, стратиграфия и литология мезозойских и кайнозойских отложений Краснодарского края. Тр. К.Ф. ВНИИнефть, 1965, вып. 16. С. 351-381.

Геологические формации Западного Предкавказья **(по редакцией А.Н. Шарданова). М., Наука, 1973.**

Гросссгейм В. А. Палеоген Северо – Западного Кавказа. Тр. КФ ВНИИнефтегаз, вып. 4,1960.

Егоян В. А., Никифоров Б. М. и др. Отчет по теме “Стратиграфия разрезов и стратотектоническое районирование Предкавказья и Западного Кавказа”. 1977. РГФ.

Никифоров Б. М. Палеоценовые и зоценовые отложения южного склона Кавказа в пределах Краснодарского края (в отчете Егояна В.Л. и др. Стратиграфия мезозоя и кайнозоя южного склона Северо–Западного Кавказа. РосНИПИтермнефть, 1972.

Никифоров Б. М. Отчет о научно – исследовательской работе: Стратиграфическая корреляция мел – кайнозойских отложений Западного Предкавказья с целью определения критериев нефтегазоносности перспективных комплексов. Краснодар, 1996.

Попов С.В., Воронина А.А., Гончарова И.А. Стратиграфия и двустворчатые моллюски олигоцена - нижнего миоцена Восточного Паратетиса. М.: Наука, 1993. 207 с. (Тр. Палеонтол. ин-та РАН Т.256).

Холодов В.Н., Недумов Р.И. К проблеме существования Кавказской суши в олигоцен-миоценовое время // Стратиграфия. Геол. корреляция. 1996. Т. 4. № 2. С. 80-90.

Щерба И.Г. Этапы и фазы кайнозойского развития Альпийской области. М.: Наука, 1993. 231с.

Akhmetiev M.A., Popov S.V., Krhovsky J. Excursion guidebook. Paleontology and stratigraphy of the Eocene - Miocene sections of the Western Pre-Caucasia. Field symposium 2-10 August. Moscow-Krasnodar, Geol. Inst. RAS издательство 1995. 16p.

Popov S.V., Akhmetiev M.A., Bugrova E.M. et al. Biogeography of the Northern Peri-Tethys from the Late Eocene to the Early Miocene. Pt 2. Early Oligocene // Paleontol. Journ. 2002. V. 36. Suppl. 3. P. S185–S259.

RESULTS OF THE RECENT GEOLOGICAL AND GEOPHYSICAL EVALUATIONS IN THE EASTERN ARCTIC

Лобковский Л.И.,[1] Семилетов И.П.,[2] Норман Р.,[3] Хортов А.В.,[1] Ананьев Р.А.[1]

[1] Институт Океанологии им. П.П. Ширшова, Москва

[2] Тихоокеанский океанологический институт ДВО РАН им. В.И. Ильичева, Владивосток

[3] Свальбардский университет, Шпицберген

Аннотация

В 2014 году была проведена арктическая морская международная экспедиция на ледоколе «Оден». Организаторы проекта – Стокгольмский университет, Тихоокеанский океанологический институт ДВО РАН им. В.И. Ильичева и Институт океанологии РАН им. П.П. Ширшова. Время проведения экспедиции июль-октябрь 2014 года.

Экспедиция состояла из двух частей. Первая проходила по маршруту Тромсо- Барроу и была, преимущественно, посвящена изучению эмиссии газа в атмосферу и картирования факелов метана в окраинных морях Восточной Арктики. Вторая часть экспедиции проходила по маршруту Барроу- Тромсо, и была посвящена исследованию и детальному картированию рельефа шельфа, а также глубоководных океанических участков дна, включая хребты и разделяющих их впадин Восточно- Арктического региона. Во время экспедиционных исследований использовался комплекс современного сейсмоакустического и сейсморазведочного оборудования, что позволило определить строение верхней осадочной толщи, особенности и тренды ее развития, признаки деградации газосодержащих пород вечной мерзлоты, включая фиксацию имеющихся газовых факелов.

В результате выполненных работ:

1. Закартированы области развития выходов метана. При этом установлена связь между глубинным строением осадочного чехла, зонами развития мерзлоты и выявленными «яркими пятнами», покмарками и «факелами».

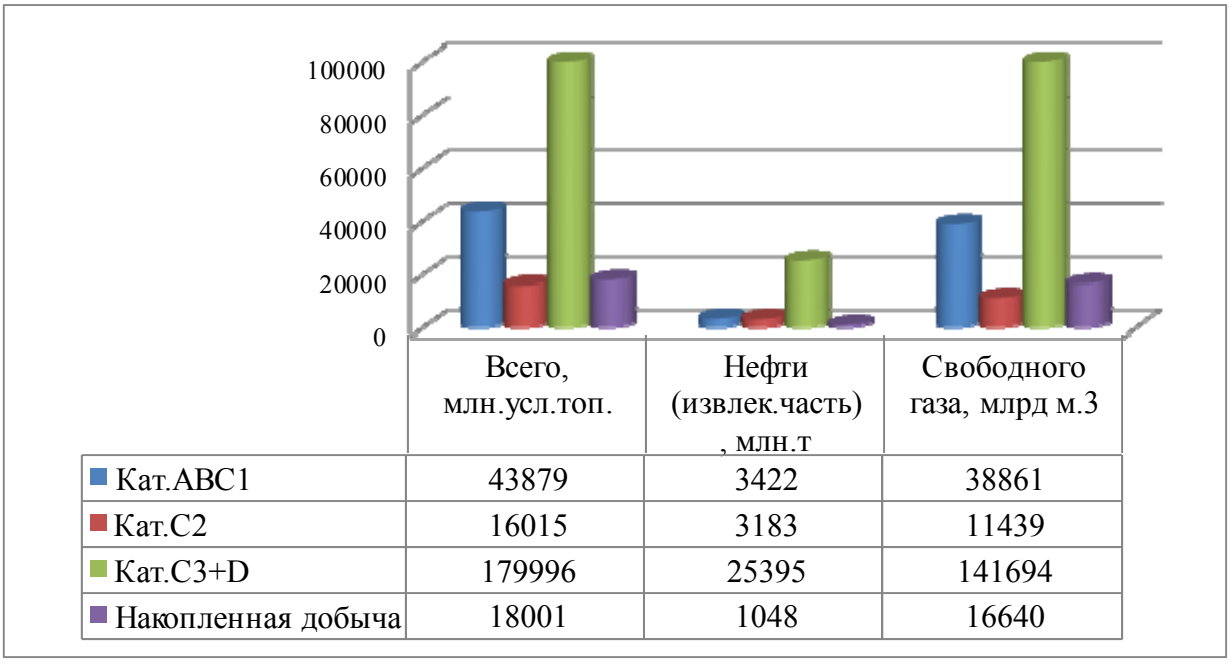
2. Закартирован рельеф дна по ряду полигонов окраинных морей и на поднятиях Менделеева и Ломоносова. Зафиксированы следы движения ледников в доголоценовое время в виде протяженных борозд.

3. Выявлены сейсмостратиграфические особенности разреза.

ОСНОВНЫЕ ПРОБЛЕМЫ ОСВОЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА АРКТИЧЕСКОМ ШЕЛЬФЕ РФ

Г.Я. Шилов, У.С. Серикова*, В.И. Ермолкин, А.С.Гаджи-Касумов (РГУ нефти и газа им.И.М.Губкина)

Оценка перспектив нефтегазоносности территории РФ свидетельствует, что основные объемы прироста запасов, увеличение и стабилизацию добычи углеводородного сырья планируется осуществлять за счет привлечения ресурсов арктической зоны России. Эта зона, согласно Указу Президента Российской Федерации от 2 мая 2014 г. № 296, включает не только акватории арктических морей (Печорское, Баренцево, Карское, Лаптевых, Восточно-Сибирское и Чукотское), но и сухопутные территории северных частей Тимано-Печорской, Западно-Сибирской, Лено-Тунгусской и Лено- Вилюйской НГП, а также отдельные возможно нефтегазоносные районы республики Саха и Чукотского АО. Общая площадь Арктической зоны составляет территорию 7,0 млн км^2, в том числе на суше несколько более 3,5 млн км^2 и прилегающий шельф около 3,5 млн км^2. Структура начальных суммарных извлекаемых ресурсов углеводородов Арктической зоны РФ показаны на рис.1



	Всего, млн.усл.топ.	Нефти (извлек.часть), млн.т	Свободного газа, млрд м.3
Кат.АВС1	43879	3422	38861
Кат.С2	16015	3183	11439
Кат.С3+D	179996	25395	141694
Накопленная добыча	18001	1048	16640

Рисунок.1. Структура начальных суммарных извлекаемых ресурсов углеводородов Арктической зоны РФ

Основными недропользователями на шельфе России являются ОАО “Газпром” и ОАО “НК “Роснефть”. На рис.2 показано размещение и долевое распределение 117 морских лицензионных участков (70 в Арктике), включая участки в переходных зонах суша-море. Общая площадь 117 лицензионных участков составляет 1.82 млн км^2, из которых ОАО “НК “Роснефть” контролирует 1.38 млн км^2 (75.5%), а обе крупнейшие российские компании обладают 1.72 млн км^2 или 94.6% от общей площади лицензионных участков.

Как известно, стоимость освоения морских месторождений значительно превышает таковую на суше и измеряется миллиардами долларов, причем около 80% капитальных затрат приходится на обустройство. Поэтому подбор оптимальных стратегий освоения и применение новых технологий на морских месторождениях является насущной потребностью для обеспечения успешной реализации новых проектов По данным ВНИГРИ, ВНИИОкеанологии 75% разведанных начальных суммарных ресурсов (НСР) всего российского шельфа приурочено к Арктическому шельфу, где природные условия для освоения являются самыми суровыми. Так, например, тяжелейшие природно-климатические условия будут значительно осложнять добычу на шельфе Карского моря (толщина

пакового льда до 2,0 м; короткий межледовый период (1–3 месяца); продолжительная полярная ночь (80-120 суток); низкие температуры до -46 - -50С , большое количество штормов (50–60 в год); наличие многолетнемёрзлых пород на суше и под дном моря; торошение льда с образованием торосов с глубинами киля тороса более 25 м; вероятность появления крупных ледовых образований).

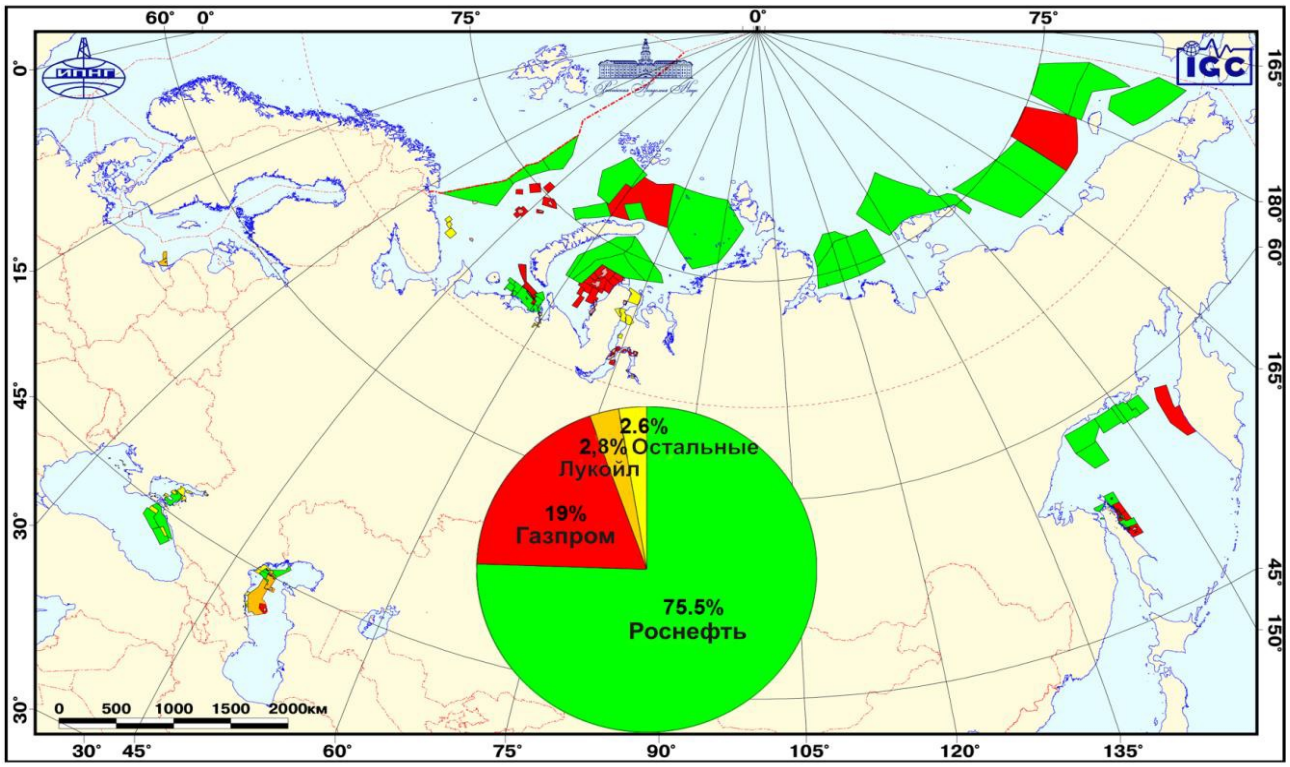


Рисунок.2. Лицензионные участки на шельфе России и диаграмма долевого распределения их суммарной площади по недропользователям (состояние на 01.01.15) [1]

Организация поисково-разведочных и эксплуатационных работ на арктическом шельфе в общем зависит от природно-климатических факторов, таких как глубина воды, наличие льда и продлжительность межледового периода. Разработка шельфовых месторождений углеводородного сырья несомненно является сложной технической проблемой, при решении которой необходимо использовать системный подход. При этом наиболее актуален системно-конструктивный подход, который позволяет обосновать систему организации эффективного управления разработкой месторождений , схема которой приведена на рис. 3. Следует отметить, что система "Геолого - технико - технологические условия освоения морских месторождений " рассматривается как сложная, развивающаяся динамическая система, в которой все компоненты не только связаны и взаимодействуют между собой, но находятся в сложных и многообразных формах связи с окружающей средой. Как видно из рис.3, рассматриваемая система состоит из 10 подсистем, 2-х банков данных и управляющей компании. Основные из этих подсистем являются :

-подсистема разработки месторождений ,
- подсистема инженерно-геологических условий;
- подсистема инженерных морских сооружений;
- подсистема береговых сооружений;
- подсистема транспортировки добываемого углеводорода и ингибитора.

Методическим обеспечением подсистемы разработки должны служить как документы "Проектов разработки для отдельных месторождений», так и результаты обоснования «Проекта на разработку группы месторождений в составе единого ПТК", если в этом имеется инженерно-экономическая целесообразность [2].

Как известно, в состав этих документов, согласно "Регламента на составление проектных документов по разработке морских нефтяных, газовых и нефтегазоконденсатных месторождений" входят следующие разделы: общие сведения о месторождении и природные условия района работ,

геологические условия разработки месторождения, включая подсчет запасов углеводородного сырья, создание трехмерной геологической модели месторождения углеводородов, построение цифровой фильтрационной модели месторождения, технико-технологические решения по разработке и обустройству месторождения.

Кроме того, здесь освещаются основные показатели развития нефте(газо)добычи, капитальные вложения, эксплуатационные и ликвидационные затраты, экономические условия разработки месторождения, оценка экономической эффективности и анализ чувствительности проекта, обоснование рекомендуемого варианта освоения месторождения, технико-технологические и технико-экономические показатели и решения рекомендуемого варианта освоения месторождения, программа работ по геолого-геофизической доразведке морского месторождения и другие моменты.

Для получения полного представления об особенностях разработки морских месторождений необходимо понимать основные характеристики их геологического строения и отличия от таковых на суше. Определенные различия будут иметь место и в осуществлении мониторинга разработки морского месторождения. Как правило, строение месторождений углеводородов на шельфе отличается сильным влиянием литологического фактора, что отражается как на проведении геолого-разведочных работ, так и на процессе разработки.



Рисунок 3 - Схема функционального описания системы геолого-технико-технологических условий освоения морских месторождений

Вот почему подсистема мониторинга разработки на шельфе сама является довольно сложной системой [3] и включает в себя как процессы и мероприятия, возникающие при разработке месторождений УВС, так и методы изучения текущего состояния. Она тесно связана с управляющей компанией, осуществляющей контроль получения необходимых данных, их хранение и принятие оперативных научно-технических решений при возникновении любых промысловых ситуаций (включая нештатные). Системный подход к мониторингу предполагает повышение эффективности решений возникающих геолого-промысловых проблем разработки.

Традиционно к мероприятиям, проводимым непосредственно для выполнения разработки – относят бурение новых эксплуатационных, нагнетательных, наблюдательных и других типов скважин, а к процессам сопровождающим разработку – изменения ФЕС продуктивных коллекторов, уменьшение Кг, Кн, а также перемещение флюидальных контактов (ГВК, ГНК, ВНК) и обводнение продукции скважин. Сюда же относится возникновение наведенной трещиноватости - при ГРП и других технологических воздействиях, а также в результате влияния виброгеодинамических процессов на геосреду объектов разработки.

К методическим средствам мониторинга относится, прежде всего, комплексная интерпретация данных ГИС и керна по новым скважинам для оценки ФЕС и фаций с целью седиментолого-фациального контроля за разработкой. В этом случае проектирование и размещение новых эксплуатационных и нагнетательных скважин будет производиться оперативно с учетом обнаруженных изменений в распространении песчаных тел, выраженных фациями с определенными коллекторскими свойствами. Немаловажное значение интерпретация данных ГИС
и керна имеет при пересчете запасов УВС на основе получения новой геолого-геофизической информации.

К методическому обеспечению мониторинга относится также геолого-промысловый и геофизический анализ процесса разработки, включающий:

- исследование градиентов давления и температуры в скважинах;
- анализ истории разработки;
- структурно-тектонический анализ;
- интерпретация данных С/О каротажа, ИННК и других геофизических методов контроля за разработкой;
- оценка эффективности гидродинамических, вибросейсмических и других видов физических воздействий на продуктивные пласты (с целью повышения углеводородоотдачи);
- структурно-гидродинамический анализ;

Структурно-тектонический анализ для изучения и моделирования трещиноватости на основе комплексной интерпретации данных ГИС, керна и сейсмики (использование сейсмических атрибутов) производится с целью обоснования рекомендаций по бурению и разработке интервалов разреза с выраженной трещиноватостью.

Получаемая при мониторинге разработки информация, наряду с обновлением геологической и фильтрационной компьютерных моделей месторождения УВС, будет также использоваться при планировании геологоразведочных работ при доразведке рассматриваемых месторождений (подсистема доразведки - рис.3).

В системе освоения морских месторождений предполагается использование также подсистемы мониторинга геологической среды (рис.3), под которой понимается система постоянных наблюдений, оценки, прогноза и управления геологической средой или какой-либо её частью, проводимую по заранее намеченной программе в целях обеспечения оптимальных экологических условий.

При организации мониторинга геологической среды решение его основных задач по устойчивости инженерных сооружений в значительной части может выполняться с помощью традиционных инженерно- геологических методов. К их числу относятся прогнозы изменения устойчивости естественных оснований сооружений, эволюции коррозионной агрессивности среды, развития природных и техногенных геологических процессов и явлений. При этом комплексно исследуется рельеф территории морского дна морского месторождения (подсистема геоморфологических условий - рис. 3).

Освоение ресурсов углеводородов континентального шельфа по сравнению с освоением месторождений на суше имеет целый ряд принципиальных отличий, обуславливающих иные подходы к составлению проектных технологических документов по разработке морских месторождений, а именно: отсутствие стадии опытно-промышленной эксплуатации; органическая взаимосвязь разработки и обустройства морского месторождения; отличия в геологическом и гидродинамическом моделировании морских объектов разработки; отличия в самом процессе проектирования разработки морских месторождений; отличия в критериях и методике оценки эффективности освоения морских месторождений и др.

ЛИТЕРАТУРА:

1. В.И.Богоявленский. Стратегия поиска, разведки и разработки месторождений нефти и газа в Арктике. Всероссийская конференция “Арктика – нефть и газ 2015” Тезисы
2. Керимов В.Ю., Шилов Г.Я., Серикова У.С. Стратегия и тактика освоения углеводородных ресурсов на шельфе Российской Федерации. ж. «Нефть, газ и бизнес», 2014, №7,с.28-34
3. Шилов Г.Я. «Мониторинг разработки месторождений углеводородного сырья - важный инструмент повышения эффективности добычи газа, газового конденсата и нефти и обеспечения экологической безопасности полуострова Ямал». «Газовая промышленность», 2009, №11, с.26

НОВЫЕ ПЕРСПЕКТИВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ НЕФТИ И ГАЗА В РОССИЙСКИХ АКВАТОРИЯХ

Леончик М.И (ОАО"Союзморгео"), Сенин Б. В.(ОАО"Союзморгео")

Данные геолого-геофизических исследований на нефть и газ на российских акваториях, полученные в последние 20 лет, начиная примерно с 1995 г., определили для некоторых из них свои особые направления поисков, на которых возможно открытие новых месторождений или уже подтверждена их нефтегазоперспективность.

Так, например, в Чёрном море наметилось направление, ориентированное на разведку терригенных и карбонатных комплексов юры, мела и кайнозоя в его глубоководной области. В Охотском море обозначился интерес к изучению трещиноватых силицитовых коллекторов (с которым сопряжена необходимость разработки технологий их выявления) и – перспектив нефтегазоносности домиоценовых отложений. В открытой части Баренцева моря, особенно в связи с результатами новых сейсмических исследований в его северных и северо-восточных районах и новыми открытиями в норвежской части акватории, возросла привлекательность терригенных и карбонатных (рифогенных) комплексов, залегающих ниже традиционно изучаемых и продуктивных юрско-меловых толщ. Каждое из этих направлений в последнее время получило определённое развитие в рамках деятельности компаний-недропользователей.

Наряду с этими направлениями результаты геолого-разведочных работ этого периода выявили ещё одно, общее для многих акваторий направление. Оно представлено разновозрастными дельтовыми и турбидитными комплексами и в некоторых акваториях, например – на Сахалинском шельфе Охотского моря или в Южном Каспии является вполне традиционным [2, 6, 9], однако, в большинстве российских акваторий не привлекает достаточного внимания недропользователей.

Результаты многолетних геолого-геофизических исследований в различных морских регионах мира показывают, что в некоторых областях преимущественно пассивных континентальных окраин, включающих в себя шельф, континентальный склон и континентальное подножие, происходит активное накопление терригенных осадочных толщ большой мощности, обусловленное выносом огромного объема обломочного материала канализированными потоками, с формированием в зонах их разгрузки сложнопостроенных дельтовых и турбидитных комплексов.

Осадконакопление в этих областях, согласно наблюдениям А.П.Лисицына [4, 5], характеризуется лавинным поступлением обломочного материала и наличием благоприятных условий для накопления и захоронения органического вещества, формирования коллекторских и флюидоупорных толщ, что делает их перспективными для генерации и аккумуляции залежей УВ, в том числе крупных и гигантских.

В результате лавинного осадконакопления в пределах подводных континентальных окраин формируются осадочные (седиментационные) линзы огромной мощности (в некоторых районах- до 15-20км и более) (рис.1), образующие аккумулятивный или абразионно-аккумулятивный континентальный склон, моделированный экзогенными процессами обрушения и оползания.

Во внутренней структуре линз образуются более мелкие по размерам седиментационные тела различных генетических типов: в береговой зоне и на прилегающем шельфе – дельтовые образования различной формы; в пределах континентального склона и его подножия– конусы выноса с турбидитными комплексами. При этом размеры осадочных тел во многом зависят от величины речных долин, площади водосбора, продолжительности их существования во времени и истории геологического развития региона, включая тектоническую его эволюцию.

Современные геолого-геофизические данные показывают, что условия для формирования таких тел существуют, как на континентальных окраинах, обращенных к океану, в зонах разгрузки крупных платформенных речных систем, таких, как - Миссисипи и Рио-Гранде в Мексиканском заливе, Нигер и Конго – в бассейнах Гвинейского залива и Кванза-Камерунском (Западная Африка), Амазонка, Парана и других рек в осадочных бассейнах Бразильского и Аргентинского шельфа, Инд, Ганг и Брахмапутра (шельфы Пакистана, Бангладеш и Индии) и других, так и во внутриконтинентальных, полностью или частично замкнутых водоёмах типа современных средиземных морей Чёрного и Азовского [1,2], морей-озёр типа Каспийского, Аральского, и других крупных озёр.

В исследованных бассейнах мира в разновозрастных осадочных комплексах этого типа открыто более 500 промышленных скоплений нефти и газа, в том числе крупные и гигантские месторождения. Многие из них связаны с турбидитными песчаниками, выявленными в основании

палеодельтовых комплексов. Наиболее существенные открытия сделаны на северо-западной окраине Европы (моря Северное, Норвежское и западная часть Баренцева моря); в Мексиканском заливе, на континентальных окраинах Бразилии (бассейны Сантос, Кампос и др.) и Западной Африки (Гвинейский залив, Кванза-Камерунский бассейн). Практически все открытия расположены в зонах разгрузки крупных речных систем из числа названных выше, длительно существующих во времени и имеющих большие площади водосбора.

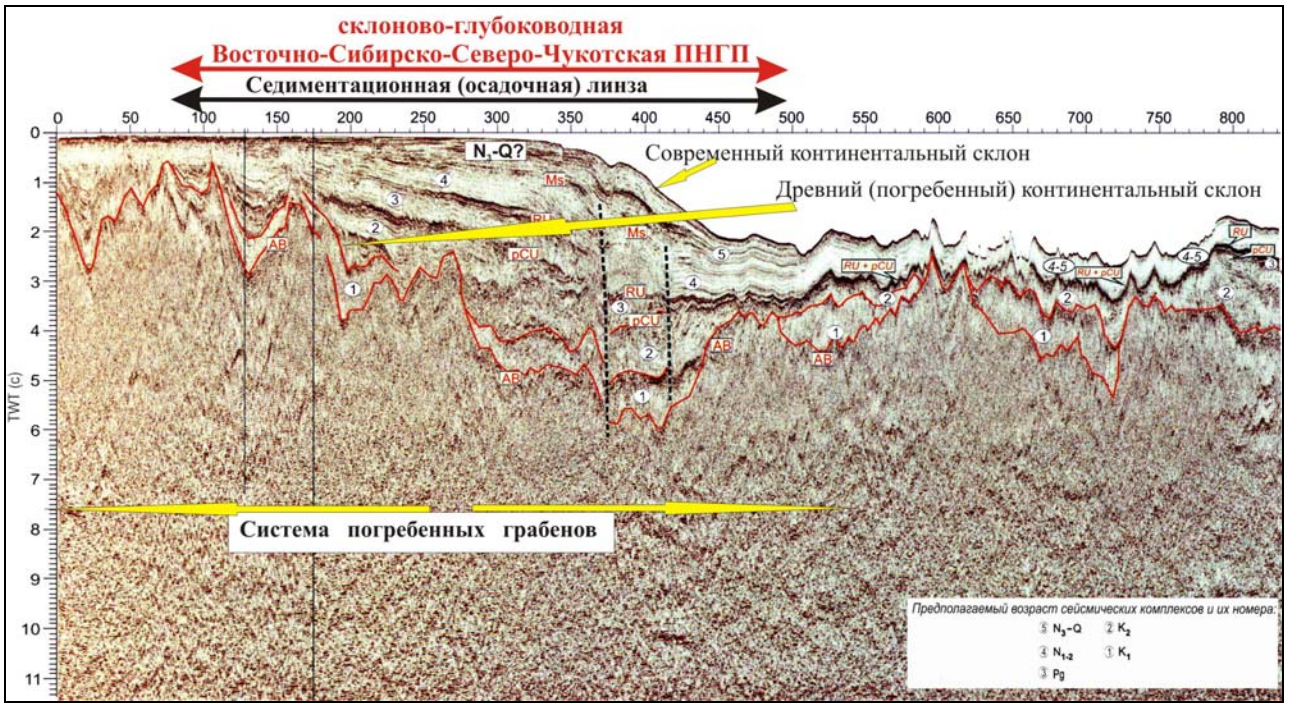


Рис. 1. Дельтовые комплексы предположительно в мел-четвертичных отложениях западной части Восточно-Сибирского моря (профиль - Арктика-2007). Основание региональной осадочной линзы образовано системой грабенов, заполненных синрифтовым юрско-меловым(?) разрезом [10]

Одно из наиболее крупных месторождений Бразильского шельфа Marlim приурочено к турбидитам в олигоцен-миоценовых отложениях и содержит около 640 млн.т извлекаемой нефти (его геологические запасы по опубликованным оценкам составляют около 4,3 млрд .т).

Примером новых открытий в средиземных морях является недавнее, весьма значимое для бассейна Черного моря, газовое месторождение Домино-1 с предварительно оцененными запасами около 80 млрд. $м^3$ (первое в этой акватории, имеющее такие размеры), связанное с позднекайнозойским палеодельтовым комплексом Дуная на континентальном склоне при глубине воды около 1000 м.

Нефтегазоносность комплексов этого типа местами установлена и в российских акваториях. Практически все известные сегодня месторождения Северо-Восточного Сахалина так или иначе связаны с кайнозойскими устьевыми выносами неогеновой палеодолины [6,9], частично унаследованной современной долиной р. Амур. С палеодельтовыми и турбидитными образованиями связывается так же часть морских месторождений УВ Южно-Каспийской впадины [2]. С русловыми и дельтовыми песчаниками связаны, в основном, месторождения открытой части Баренцева моря (в триасе-шельфовые месторождения Северо-Кильдинское, Мурманское, островные (о-в Колгуев) - Ижимка-Таркское, Песчаноозерское; в юре – Штокмановское, Ледовое, Лудловское) [7,8].

Наряду с районами, где нефтегазоносность рассматриваемых комплексов подтверждена геологоразведочными работами, в морях Российской Федерации имеется множество районов сходного геологического строения, приуроченных к внутришельфовым впадинам и к зонам сопряжения внешних шельфов, континентальных склонов и их подножий. Такие районы известны, как в арктических и дальневосточных морях, так и в шельфовых и глубоководных частях южных морей. Предполагается, что эти комплексы, представленные в стратиграфическом интервале от верхней перми до плейстоцена, обладают существенным, ещё не раскрытым потенциалом новых, в том числе крупных открытий и требуют детального изучения.

Дельтовые и турбидитные комплексы доледниковых или межледниковых эпох обнаруживаются при анализе региональных временных сейсмических разрезов, отработанных на шельфах и континентальных склонах восточно-арктических морей, в частности на морских шельфовых продолжениях речных долин Восточной Сибири – Лены, Колымы, Яны и Индигирки. Анализ сейсмических профилей показывает, например, широкое развитие дельтовых и других веерных образований мелового и кайнозойского возраста в Северо-Чукотском прогибе Чукотского моря, в Новосибирском прогибе Восточно-Сибирского моря, в пределах которых на временных разрезах выделяется несколько разновозрастных дельтовых образований (рис.2). Транспортировка обломочного материала в эти прогибы, по всей видимости, осуществлялась по системе узких грабенов и прогибов субмеридионального простирания со стороны современной суши.

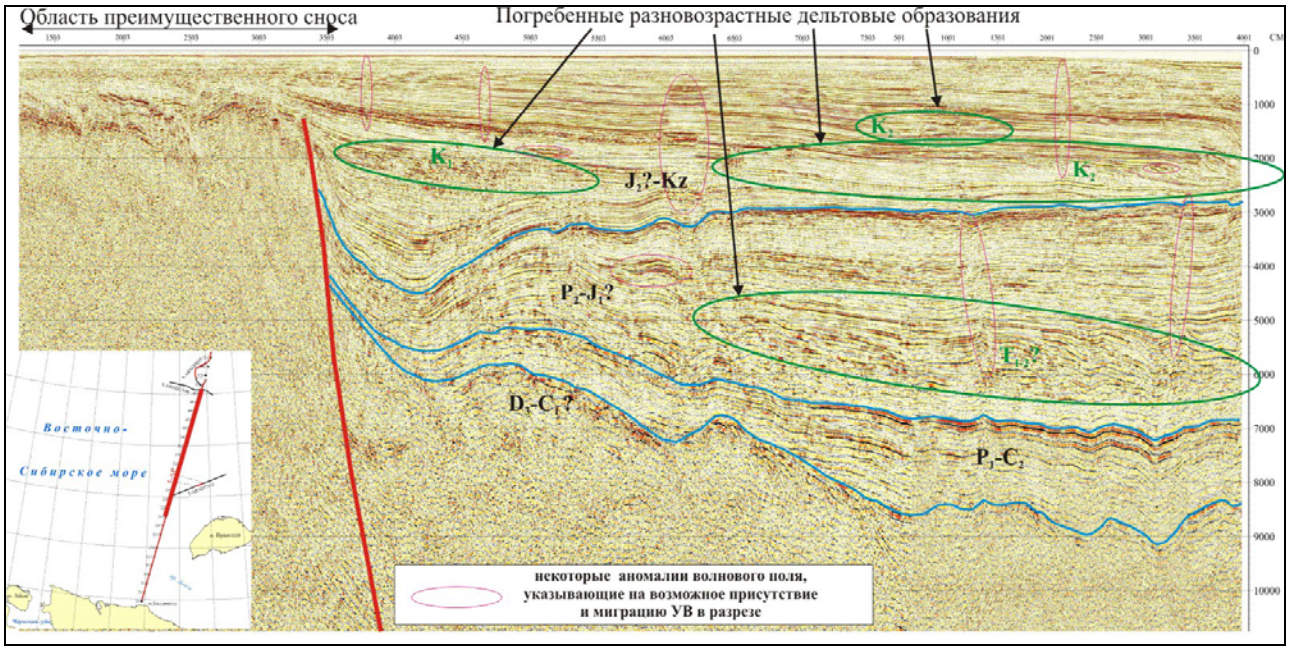


Рис.2 Разновозрастные дельтовые комплексы Восточно-Сибирского моря. Фрагмент временного разреза профиля АР-5 с упрощенной интерпретацией (по материалам ФГУНПП "Севморгео", 2010г.)

Долинно-дельтовые и турбидитные комплексы пермско-триасового комплекса [8,9] по сейсмическим материалам выявлены в восточной части Баренцева моря, где их образование связано с деятельностью известных по палеогеографическим публикациям гигантских речных долин, пересекавших с юга на север древнюю Восточно-Европейскую равнину [11]. Кроме того, в южных впадинах Баренцева и Карского морей, выделяются неокомские клиноформы, аналогичные по своему происхождению и возрасту клиноформам Западной Сибири, где выявлены многочисленные залежи нефти и газа в песчаных (алевролитовых) коллекторах предположительно турбидитового происхождения (ачимовская толща).

Аналогичные комплексы встречены в разрезах южных морей - в Черном и Азовском морях (палеодельтовые комплексы Дона-Кубани и некоторых древних долин северо-западного и центрального Кавказа) [1].

Таким образом, достаточно широкое развитие седиментационных дельтовых и турбидитных образований, которые формируются в зонах перехода от континента к шельфу и от шельфа к глубоководью свидетельствует о возможности расширения зоны поиска нефтяных месторождений в разрезах многих районов российских акваторий, в том числе в восточно-арктических морях и глубоководной области Черного моря, в том числе и за пределами бровки шельфа.

Приведённые материалы, кроме того, указывают на необходимость выделения в российских арктических акваториях не только шельфовых, но и *склоново-глубоководных* потенциально нефтегазоносных провинций, формирование которых тесно связано с развитием структуры океанических котловин. Они образуют аккумулятивную окраину материка и занимают, как правило, внешнюю часть шельфа, континентальный склон и зону его подножья и лежат одним краем на континентальной коре, а другим – в зависимости от стадии развития океанической котловины – на рифтованной континентальной, субконтинентальной, субокеанической или океанической коре. Эти

провинции в определённом смысле (с учётом местных геологических условий) могут рассматриваться как аналоги тех провинций и бассейнов, которые выделяются, например, на атлантических окраинах континентов или в некоторых районах Арктики (например – бассейн Бофорт-Маккензи [3]).

В качестве такой провинции может быть определена, в частности, предварительно намечаемая Восточно-Сибирско-Северо-Чукотская ПНГП, объединяющая глубокие прогибы Подводников, Вилькицкого и Северо-Чукотский и примыкающие к ним зоны внешних шельфовых ступеней [рис.3].

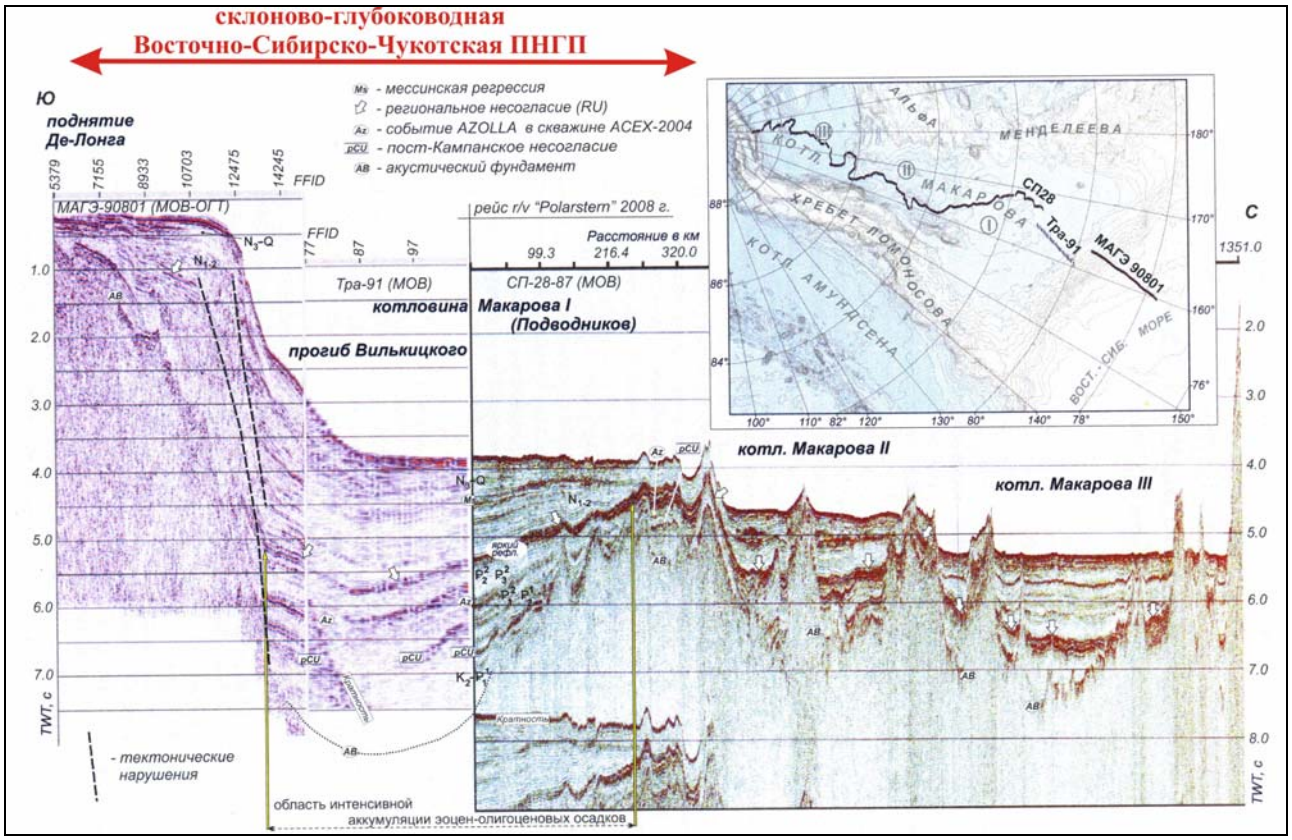


Рис.3 Структура осадочного чехла в котловине Макарова и на склоне шельфа Восточно-Сибирского моря [10]: бровка шельфа проецируется на внутреннюю область склоново-глубоководной провинции.

В свете новых геолого-геофизических данных, характеризующих арктические окраины Евразии интересные результаты даёт анализ изданных в период 1995-2012 гг. карт нефтегазогеологического районирования и перспектив нефтегазоносности, в той или иной степени отображающих ситуацию в российских полярных акваториях. Практически все они замыкают большую часть арктических морских шельфовых провинций со стороны глубоководной области Северного Ледовитого океана не какой-либо структурно-геологической границей, а бровкой шельфа, т.е. границей геоморфологической. Последняя, при сопоставлении с геофизическими данными, полученными уже в конце 90-х годов и, особенно, – в период после 2000 года, связанными с исследованиями по проблеме внешней границы континентального шельфа, проектируется, как правило, на внутренние области аккумулятивной окраины материка, то есть вторгается в область упомянутой выше *склоново или шельфово-глубоководной* провинции, с иной историей формирования и развития как осадочных бассейнов в её структуре, так и соответствующих им углеводородных систем (рис.4).

Отсюда следует, что сформированные к настоящему времени представления о перспективах нефтегазоносности Восточно-Арктических акваторий, которые по существу базируются на моделях и концепциях, разработанных ещё в 80-е ÷ 90-е гг. прошлого века, уже сегодня нуждаются в существенной коррекции. Они должны начинаться с уточнения границ и геологического объёма выделяемых здесь потенциально–нефтегазоносных провинций, их внутренних подразделений,

состава, структуры и истории развития их углеводородных систем на основе анализа и обобщения большого объёма новых региональных данных, полученных по этому гигантскому региону.

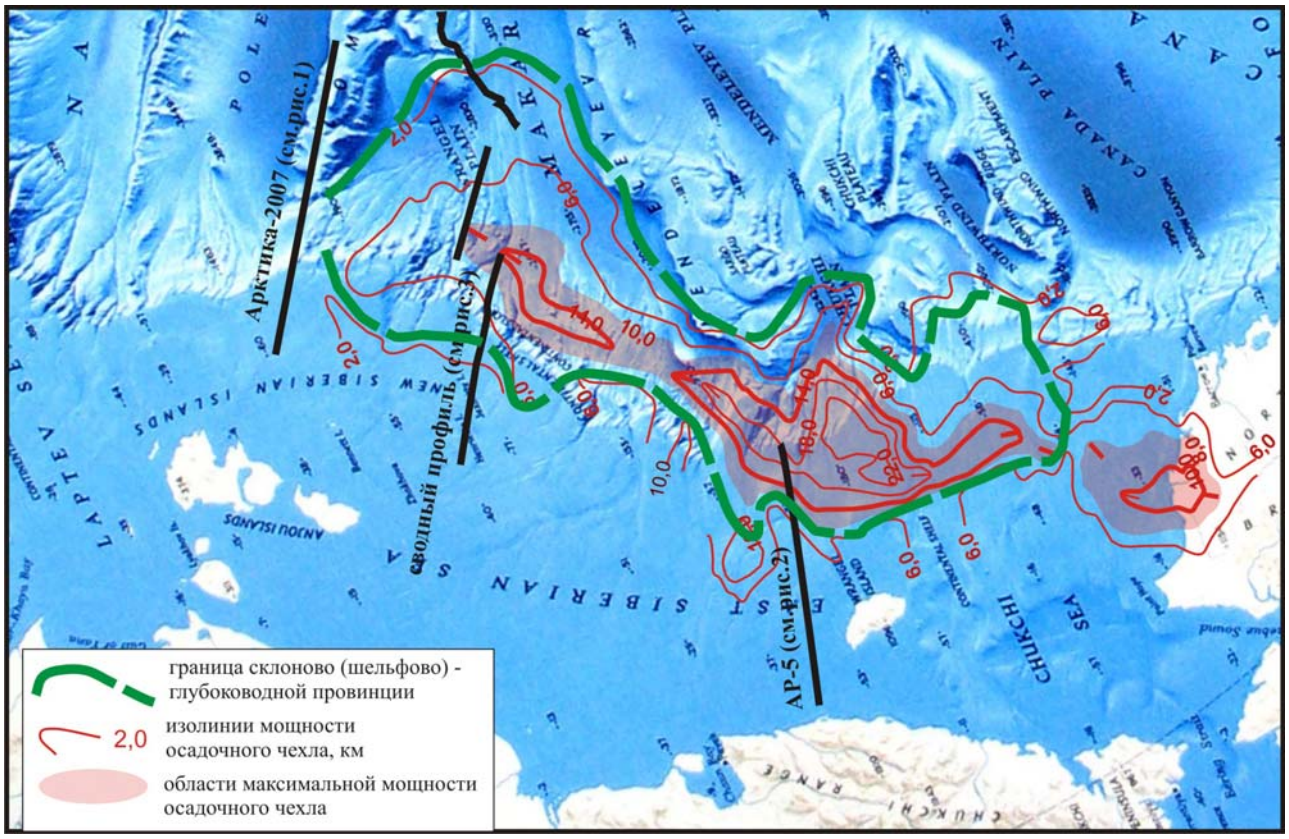


Рис.4 Проекция областей максимальной мощности осадочного чехла на современной топографию шельфа в акваториях Восточно-Сибирского и Чукотского морей.

Список литературы

1.Глумов И.Ф., Гулев В.Л., Сенин Б.В., Карнаухов С.М. Региональная геология и перспективы нефтегазоносности Черноморской глубоководной впадины и прилегающих шельфов. Ч.I, М, ООО Издательский дом Недра, 2014, 279 с.

2.Глумов И.Ф., Маловицкий Я.П., Новиков А.А., Сенин Б.В. Региональная геология и нефтегазоносность Каспийского моря. М., ООО Недра-Бизнесцентр, 2004, 342 с.

3.Зоны нефтегазонакопления окраин континентов (Ю.Н. Григоренко, И.М. Мирчинк, М.Д. Белонин, В.С. Соболев и др.). М. ООО Геоинформцентр, 2002, 432 с.

4.Лисицин А.П. Закономерности осадкообразования в областях быстрого и сверхбыстрого осадконакопления (лавинной седиментации) в связи с образованием нефти и газа в Мировом океане. Геология и геофизика, 2009, т.50 № 4, с 373-400.

5.Лисицин А.П. Лавинная седиментация и перерывы в осадконакоплении в морях и океанах. М.,Недра, 1988, 309с.

6.Маргулис Л.С. Нефтегеологическое районирование и оценка нефтегазовых ресурсов дальневосточных морей. Нефтегазовая геология. Терия и практика, № 4, 2009, 17 с.

7.Сенин Б.В., Леончик М.И. Нефтегазоносность разновозрастных дельтовых комплексов подводных континентальных окраин // Нефтегаз Ru. – 2012. - №10 – С.60-65.

8.Попова Л.А., Крылов Р.А. Модель верхнепермского терригенного осадконакопления на Канинско-Колгуевском шельфе. В кн.: Осадочный чехол Западно-Арктической метаплатформы (тектоника и сейсмостратиграфия). Мурманск, НИИМоргеофизики. ИПП Север, 1993, с. 87-93.

9.Харахинов В.В. Нефтегазовая геология Сахалинского региона. М., Научный Мир, 2010, 246 с.

10.Российские арктические геотраверсы. Науч.ред В.А.Поселов и др. СПб., ФГУП "ВНИИОкеангеология, 2011,172 с. (Труды НИИГА-ВНИИОкеангеология,т.220).

11.Обедиентова Г.В., Века и реки. М., Недра, 1983, 120 с

FLUVIAL AND PRODELTAIC SYSTEMS OF THE MIDDLE TO LATE TRIASSIC SNADD FORMATION IN THE WESTERN BARENTS SEA

Tore G Klausen, William Helland-Hansen **University of Bergen, Norway**

The Ladinian to Early Norian Snadd Formation of the Norwegian Barents Sea comprises an up to 2000m thick siliciclastic wedge of sediments derived from the Uralide Orogeny to the southeast. This formation is characterized by prodeltaic clinforms which are followed conformably by shallow marine and non-marine deposits including large scale channel systems. These channel systems show a clear development from relatively small scale channels in the distal, paralic parts of the delta plain to more large-scale, amalgamated channels in the proximal parts. The presently available data suggests that these channel systems have even larger counterparts in the Russian sector of the Barents Sea, closer to the sediment source in the Uralides, perhaps to some degree confined to paleovalley systems. In the upper part of the Snadd Formation, there is a pronounced change to smaller scale channels. This change cannot easily be explained by climatic changes or relative sea-level, rather it seems to be controlled by allogenic forcing by changes in the hinterland. A possible candidate for this change is thus the protrusion of the Novaya Zemlya fold and thrust belt. In the Svalbard Archipelago, time-equivalent deposits to the upper Snadd Formation is exposed in outcrop of the Tschermakfjellet and De Geerdalen formations, the latter comprising channels of up to equal scale and dimension to the channels in the subsurface further south. The Snadd Formation has potential for both source and reservoir rocks, but a severe risk surrounds the integrity of the seal and reservoir quality following burial and compaction. Nevertheless, the Snadd Formation comprises both gas and oil discoveries within its channel complexes, and is thus widely considered a potential reservoir play in the Norwegian sector of the Barents Sea.

THE MESOZOIC SUCCESSION OF THE NORWEGIAN BARENTS SEA

Tore G Klausen **University of Bergen, Norway**

The Norwegian sector of the Barents Sea is characterized by a first order infilling of siliciclastic material, mainly derived from the Uralide Orogeny in Russia. Several formations show clearly developed prodeltaic clinoform packages that are followed conformably by deltaic topsets in which several potential reservoir rocks can be traced out. These reservoirs range from channel deposits of widely differing dimensions and geomorphological expression, to shallow marine shoreface and Aeolian dunes. In addition, outcrop studies have shown that several sandstone bodie might potentially be hidden below seismic resolution. These include small-scale channels, tidal sandflats and crevasse deposits. In the prodeltaic part of these deltas, both on the clinoform slope and the basin floor, there are discrete turbidite deposits that probably where sourced from a more proximal delta. Associated with the basin floor are also some prolific hydrocarbon source rocks that are important for play models. In the upper Mesozoic, mainly the Jurassic, the basin is more or less filled by sediments, and as a consequence most of the successions are highly condensed compared with the underlying Triassic strata. Due to this condensation, and the preferential preservation of sand, the reservoir properties of this succession are better than the underlying formations. This is also affected by lesser degrees of burial. The Jurassic Stø Formation comprises most of the promising hydrocarbon discoveries in the Norwegian sector. This presentation offers an overview of the different stratigraphic intervals in the Norwegian Barents Sea and the sedimentary environments that characterize them and makes them important in our understanding of the development of potential hydrocarbon reservoirs.

УСЛОВИЯ ГЕНЕРАЦИИ И АККУМУЛЯЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ В ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНАХ ОХОТСКОГО МОРЯ (ПО РЕЗУЛЬТАТАМ БАССЕЙНОВОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ)

Керимов В.Ю., Синявская О.С.*, Сизиков Е.А. (РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина), Лавренова Е.А. (Научно-технический центр «АСАП»)

Для оценки объемно-пространственных границ распространения осадочных бассейнов, представляющих интерес с точки зрения наличия благоприятных условий для формирования углеводородных систем, разработаны цифровые структурные модели позволяющие выделить по поверхности фундамента три крупных осадочных мегабассейна:

1. Западно-Охотский мегабассейн (по изогипсе 4 км), расположенный в пределах современного положения о-ва Сахалин и прилегающей к нему акватории, в составе которого выделяются два самостоятельных бассейна Северо-Сахалинский и Дерюгинский, разделённые Западно-Шмидтовским поднятием.
2. Восточно-Охотский мегабассейн (по изогипсе 4 км) расположен в пределах Магаданского и Западно-Камчатского шельфов. Внутри мегабассейна выделяются три бассейна, разделённые палеоподнятиями. Центральный, наиболее крупный бассейн Тинро. На северо-востоке мегабассейна выделяется Шелиховский бассейн. Ранее выделенный Западно-Камчатский бассейн как самостоятельный в современном плане по фундаменту не выделяется.
3. Южно-Охотский мегабассейн (по изогипсе 3 км) в юго-восточной части Охотского моря разделяется на два самостоятельных осадочных бассейна – Голыгинский и бассейн Южно-Охотский впадины (второй бассейн в район исследований попадает частично).

Созданная цифровая сбалансированная структурная модель осадочных комплексов Охотоморского региона, включающая осадочные бассейны прилегающего побережья, позволяет проследить тектоническую историю развития региона, выделить границы осадочных бассейнов, оценить масштабы и условия седиментации, сделать прогноз с использованием данных бурения на акватории и на прилегающей суше областей развития нефтегазоматеринских толщ, коллекторов и т.д. (рис. 1).

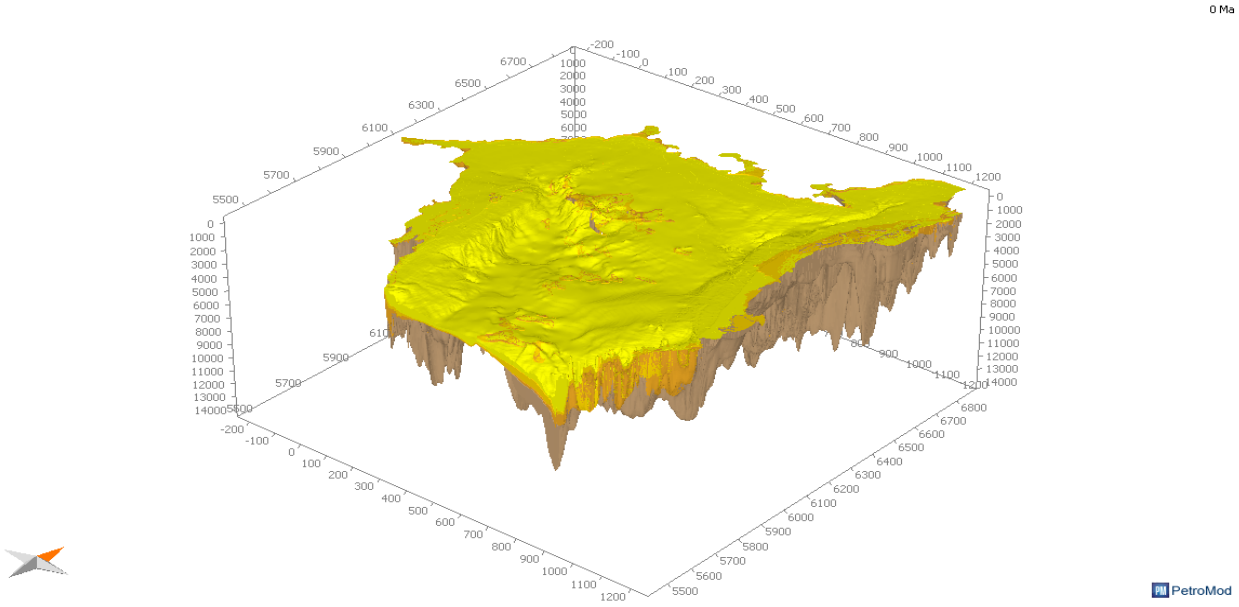


Рисунок 1. *Региональная бассейновая модель Охотского моря.*

Сформированная бассейновая модель была детализирована, путем выделения в ней элементов ГАУС: НГМТ и резервуаров. Нефтегазоматеринские толщи были выделены в среднем эоцене и в позднем олигоцене-раннем миоцене, причем в палеогеновых отложениях выделяется два типа НМГТ – диатомовый и угленосный, в палеоген-неогеновых – диатомовый (табл. 1). Резервуары были выделены в палеогене и в середине неогена. В качестве покрышек в модели использовались слои, залегающие непосредственно над резервуарами в составе литотипов основной бассейновой модели.

Области распространения потенциальных нефтегазоматеринских отложений оконтуривались в соответствии с результатами палеогеографических реконструкций; их мощность определялась, с учетом особенностей строения геологического разреза и результатов изучения ОВ пород. Свойства ОВ нефтегазоматеринских толщ для моделирования задавались на основании результатов обобщения опубликованной и фондовой геолого-геохимической информации. В таблице 1 приведены принятые в моделях характеристики НГМТ.

Таблица 1

Характеристики НГМТ

Возраст НГМТ	Состав НМГТ	Мощность, м	$C_{орг.}$, %	Водородный индекс, мг УВ/г $C_{орг.}$	Кинетическая реакция
Палеоген	диатомитовая	до 30	1.5	300	Burnham(1989)_TII
Палеоген	угленосная	до 25	5	400	Burnham(1989)_TIII
Палеоген-Неоген	диатомитовая	до 20	1.5	300	Burnham(1989)_TII

Анализ карт отражательной способности витринита ОВ изучаемых НГМТ показывает, что уровень зрелости палеогеновых НГМТ варьирует от незрелой до перезрелой (рис. 2). При этом диатомитовая НГМТ вошла в область «нефтяного окна» в середине олигоцена, на современном этапе развития толща истощена или находится в области преимущественной генерации газообразных УВ. Угленосная НГМТ на современном этапе, в основном, находится в «нефтяном окне». В пределах северо-западной части шельфа Охотского моря ОВ угленосной НГМТ – незрелое.

Модель степени реализации нефтегазоматеринского потенциала палеогеновой НМГТ (рис. 2) показывает, что на современном этапе развития диатомитовая толща, расположенная во впадинах Дерюгина и Тинро реализовала свой потенциал на 100%.

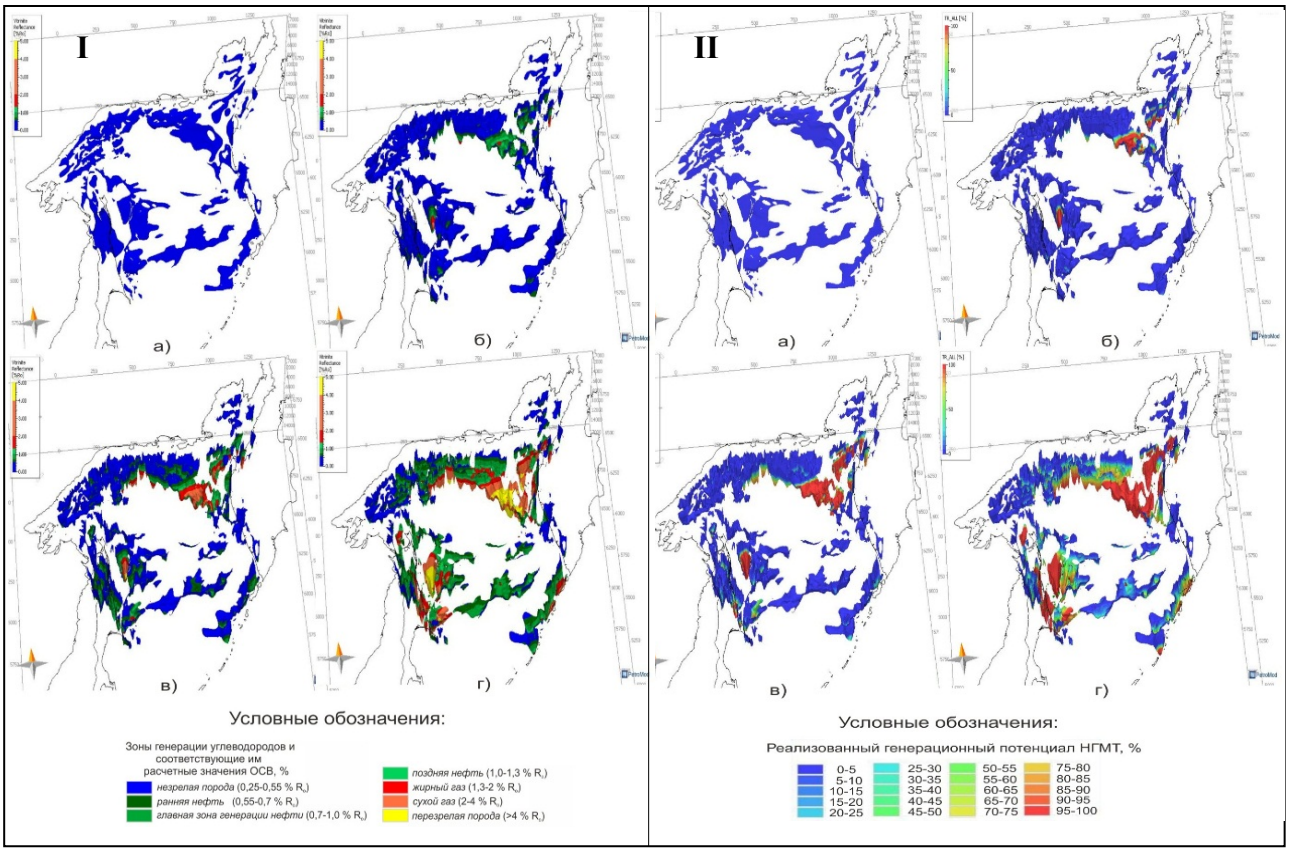


Рисунок 2. *Модели: I-созревания органического вещества и II- степени реализации нефтегазоматеринского потенциала палеогеновой НМГТ- а – 46,5 млн. лет назад; б – 28 млн. лет назад; в – 11.6 млн. лет назад; г – настоящее время*

Степень реализации угленосной толщи палеогена колеблется от 0% до 100% в наиболее погруженных местах. Катагенез ОВ НГМТ неогенового возраста в погруженных частях бассейна соответствует стадиям МК2-МК5.

Анализ карт зрелости органического вещества неогеновой НМГТ показал, что в наиболее погруженных областях начало генерации УВ соотносится с началом позднего миоцена (рис. 3). Стадия катагенеза ОВ неогеновой НГМТ на современном этапе развития в погруженных частях бассейна соответствует стадиям МК2-МК5. Анализ модели реализации нефтегазоматеринского потенциала неогеновой НМГТ позволяет сделать выводы о том, что нефтегазоматеринская толща практически полностью реализовала свой потенциал к настоящему времени. Исключения составляют небольшие области в пределах Камчатки и севера Сахалина, где нефтегазоматеринский потенциал не реализован (рис. 3). Сравнение генерационно-миграционных свойств двух НГМТ показывает, что в общем объеме генерированных УВ доля неогеновой НГМТ составляет 0.7%, в общем объеме эмигрировавших УВ – 1.4%.

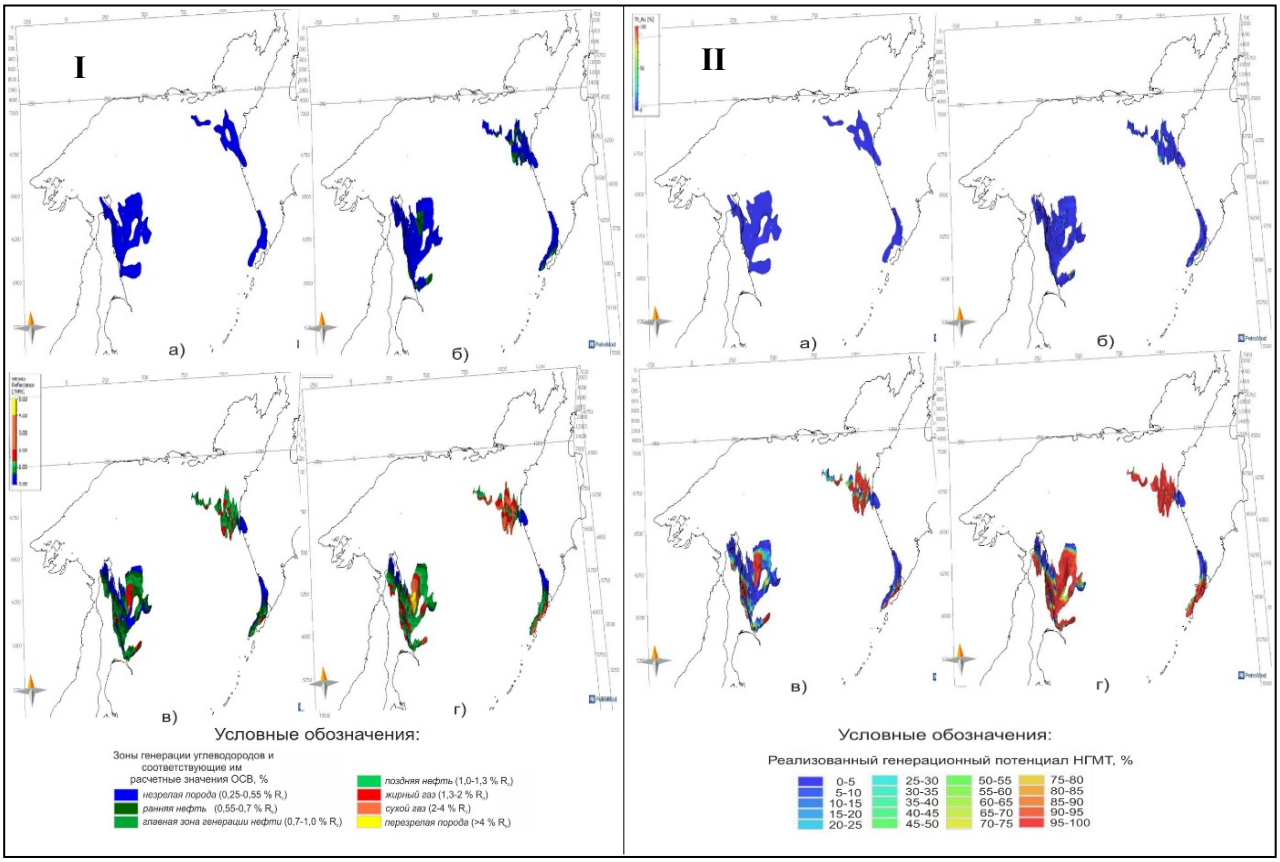


Рисунок 3. *Модели I-созревания органического вещества и II- степени реализации нефтегазоматеринского потенциала неогеновой НМГТ. а – 28 млн. лет назад; б – 11.6 млн. лет назад; в – 5.3 млн. лет назад; г – настоящее время*

Количество аккумулированных углеводородов в неогеновых резервуарах выше, чем в неогеновых, и составляет около 68% от всего объема прогнозируемых скоплений. Следует отметить, что приведенные результаты получены исходя из предположения об отсутствии регионального флюидоупора и возможности вертикальных перетоков УВ между нефтегазоносными комплексами.

Суммарный эмиграционный потенциал прогнозируемых НГМТ Охотского моря составляет около 1.3 трлн. т УТ. При минимальном коэффициенте аккумуляции в 1% – количество аккумулированных УВ может составить соответственно – 13 млрд. т УТ. Согласно Государственным балансам на 01.01.2012 разведанные запасы месторождений Охотского моря составляют порядка 1.8 млрд. т УТ. Таким, образом, по нашим предварительным оценкам разведанность ресурсов акватории не превышает 15%.

На рисунках 4 и 5 показаны прогнозируемые по результатам моделирования аккумуляции в палеогеновых и неогеновых резервуарах в Магаданском, Западно-Камчатском и Северо-Сахалинском осадочных бассейнах.

Месторождения в пределах акватории Охотского моря открыты только на Сахалинском шельфе. Нефте- и газопроявления обнаружены на шельфе Сахалина в скважинах, в виде газогидратов в поверхностных осадках, а также в виде факелов – очагов разгрузки в водную толщу.

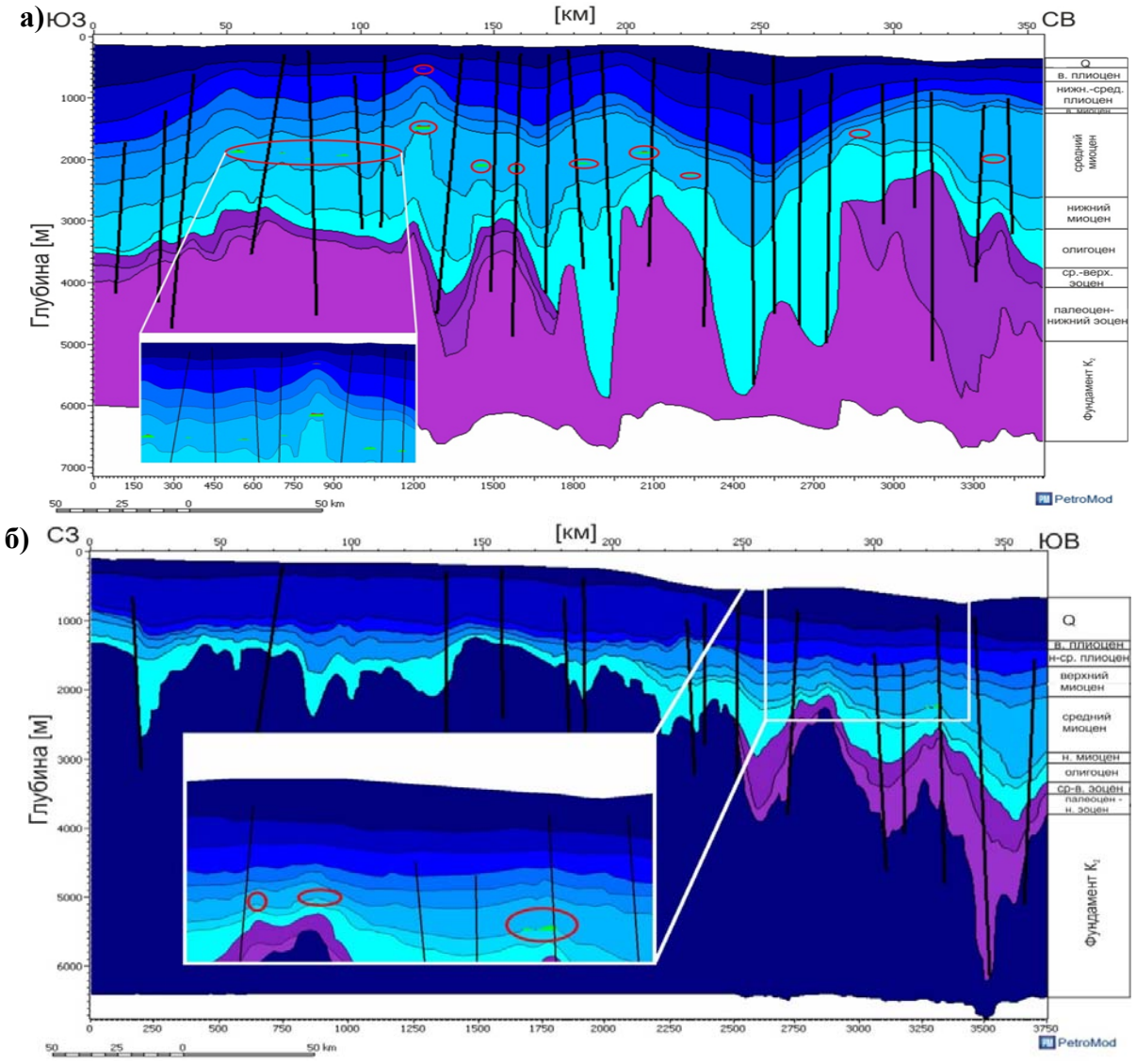


Рисунок 4. *Модели аккумуляции углеводородов в Магаданском (а) и Западно-Камчатском (б) осадочных бассейнах*

По расчетам модели прогнозируются залежи с различным типом флюида, что не противоречит имеющимся данным – в пределах Сахалина и на шельфе открыты нефтяные, газовые и нефтегазоконденсатные месторождения. В пределах Камчатского шельфа месторождений и нефтегазопроявлений не обнаружено. По результатам моделирования здесь прогнозируются залежи с различным типом флюида в палеогеновых и неогеновых отложениях. В область моделирования частично входит приморская часть западной Камчатки, где открыты месторождения и имеются нефтегазопроявления в отложениях мела, палеогена и неогена, основными газоносным комплексом являются отложения палеогена. Все расчетные аккумуляции приморской части Камчатки и большинство аккумуляций находящихся на шельфе приурочены к палеогеновым отложениям, что хорошо соотносится с фактическими данными.

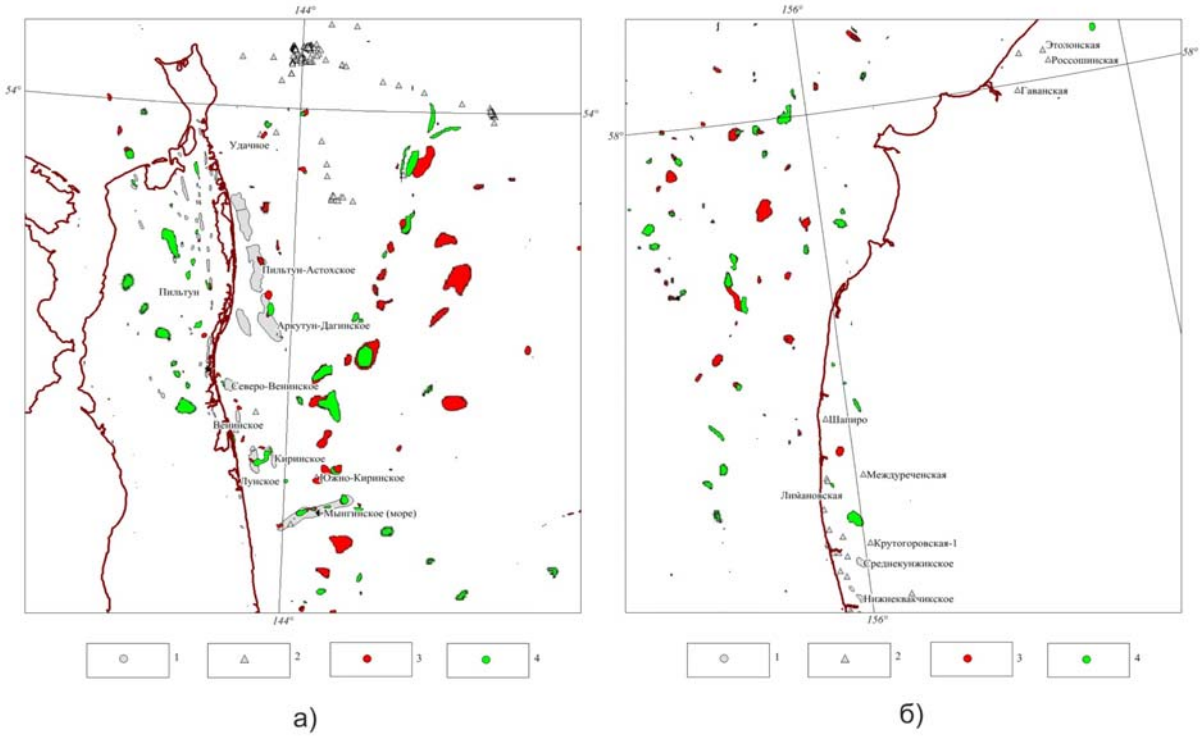


Рисунок 5. *Схема расположения рассчетных аккумуляций: а – северного Сахалина и шельфа; б – Камчатского шельфа. Условные обозначения: 1 – месторождения нефти и газа, 2 – нефте-газопроявления, 3 – рассчетные аккумуляции газообразных УВ, 4 – рассчетные аккумуляции жидких УВ*

Проведенная калибровка показала, что рассчитанная модель не противоречит имеющимся фактическим данным и может быть использована для прогноза нефтегазоносности акватории Охотского моря.

Список литературы

1. Грецкая Е. В., Дахнова М. В. Углеводородный потенциал угленосных отложений Южного Сахалина// Докл. Ак. Наук. – 2010, – том 432, № 6, с. 801–804.
2. Грецкая Е.В., Литвинова А.В. Строение и развитие нефтегазоносных систем Мангаданского бассейна (Северо-Охотский шельф) // Геология нефти и газа. – 2012. № 6. с.132-140
3. Грецкая Е.В. Катагенетическая структура осадочного чехла Северо-Охотского шельфа и перспективы его газоносности // Научно-технический вестник ОАО НК «Роснефть». 3-2012. Выпуск 28. с.38-42
4. Керимов В.Ю., Сизиков Е.А.,Синявская О.С.,Макарова А.Ю Условия формирования и поиски залежей УВ в турбидитовых коллекторах Охотского моря, Нефть, газ и бизнес, №2, 2015
5. Маргулис Е.В. Нефтегеологическое районирование и оценка нефтегазовых ресурсов дальневосточных морей//Нефтегазовая геология и практика. – 2009. – № 4. – //http:ngtp.ru/5/23_2009.
6. Маргулис Л.С. Нефтегеологическое районирование и оценка нефтегазовых ресурсов дальневосточных морей. Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2009. – 15 с.
7. Савицкий А.В. Оценка перспектив нефтегазоносности шельфа Северного Сахалина на основе бассейнового моделирования. Дис. канд. геол. - мин. наук. – 2005. – 143 с
8. V. Kerimov E. Lavrenova, O. Sinyavskaya The conditions of hydrocarbons generation and accumulation in sedimentary basins of Sea of Okhotsk The 1st International Science Congress “Fundamental and Applied Studies in the Pacific and Atlantic oceans countries”, Japan, Tokyo on 25 October 2014

НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ СИСТЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ВОСТОЧНО-СИБИРСКОГО МОРЯ

Грецкая Е.В.* (ОАО «Дальморнефтегеофизика»)*, Савицкий А.В. (*ОАО «Дальморнефтегеофизика»)

Восточно-Сибирское море в настоящее время остается наименее изученным среди морей Восточной Арктики. В течение 2010-2012 гг. ОАО «Дальморнефтегеофизика» выполнены комплексные геофизические исследования в Новосибирском и Пегтымельском бассейнах, Дремхедском рифте и западной части Северо-Чукотского прогиба, расположенных в пределах Восточно-Сибирского моря, позволившие получить новые данные о геологическом строении региона, необходимые для оценки перспектив нефтегазоносности (Рис. 1). Согласно официальной оценке по состоянию геолого-геофизической изученности на 01.01. 2009 г. НСР ПНГО Де-Лонга (Новосибирский бассейн) оценены в 375 млн. т (средняя плотность менее 1 тыс. т/км^2). НСР Северо-Чукотской ПНГО составляют 12.2 млрд. т (средняя плотность ресурсов 46.6 тыс. т/км^2).

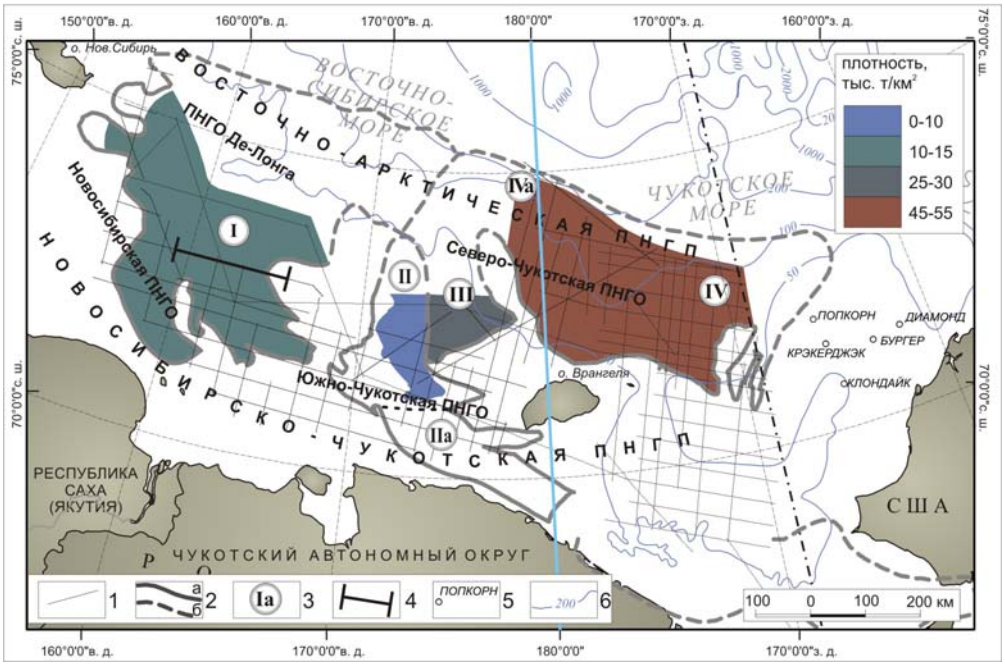


Рисунок 1. *Плотность ресурсов нефтегазоносных систем в бассейнах Восточно-Сибирского и Чукотского морей*

Условные обозначения: 1 – сейсмический профиль; 2 – граница бассейна: а – установленная, б – предполаемая; 3 – номер бассейна (прогиба): I – Новосибирский, II – Пегтымельский (II-Пегтымельский, IIа – Биллингса); III – Дремхедский рифт; IY – Северо-Чукотский (IYa – часть в Восточно-Сибирском море); 4 – линия профиля; 5 – скважина; 6- изобата.

Строение осадочного чехла Восточно-Сибирского и Чукотского морей рассмотрены в работах [1,2]. Для количественной оценки УВ-ресурсов выделенных бассейнов и их частей проведено изучение возможных нефтегазоносных систем с использованием данных структурного, сейсмофациального и AVO анализов и количественного бассейнового моделирования. Оценка ресурсов проводилась объемно-генетическим методом. Принято, по аналогии с изученными системами [3], что УВ-ресурсы нефтегазоносной системы составляют 0.8-1.0% (коэффициент эффективности) их генерационного потенциала.

Новосибирский бассейн является самой крупной отрицательной морфоструктурой на шельфе Восточно-Сибирского моря. Предполагаемые размеры бассейна составляют 560×470 км (см. рис.1). В изученной части Новосибирского бассейна, включающей Мельвильский, Амбарчикский Амбарчикский и Южно-Денбарский прогибы, выделена единая меловая нефтегазоносная система.

Максимальная толщина апт-кайнозойского чехла достигает 10 км в депоцентре Мельвильского прогиба. Коллектора прогнозируются в нижнемеловом и верхнемеловом подкомплексах. Большая часть структур, закартированных по единичным профилям, находится в контуре очага.

Очаг системы имеет сложное строение, отражающее различия в режимах развития прогибов в мелу. Очаг в пределах Мельвильского прогиба характеризуется ранним заложением и развитием. К концу мела в нем существовали условия зон генерации нефти и жирного газа. Единый очаг бассейна, формируется в позднекайнозойский этап развития. Кровля современного очага (R_o=0.5%) располагается на глубине 2.0-2.3 км в отложениях палеоцена-эоцена и верхнего мела. Толщина зоны генерации нефти оценивается в 2.2-2.4 км, а зоны генерации жирного газа – в 1.0-1.1 км. В рассматриваемой части Мельвильского прогиба полная по толщине (1.8 км) зона генерации сухого газа (R_o=2.0-3.5%) может быть выделена только в депоцентре (Рис. 2). В Южно-Денбарском прогибе объем пород зоны генерации газа незначителен. Максимальный катагенез органического вещества кайнозойских пород в депоцентрах соответствует зоне генерации нефти (R_o менее 1.3%). Верхнемеловой подкомплекс в Мельвильском прогибе сложен породами зон генерации нефти и газа. Апт-альбские отложения на большей площади прогиба являются источником газа. В Южно-Денбарском прогибе катагенез верхнемеловых пород слабее, превышает 1.3% R_o на ограниченной площади.

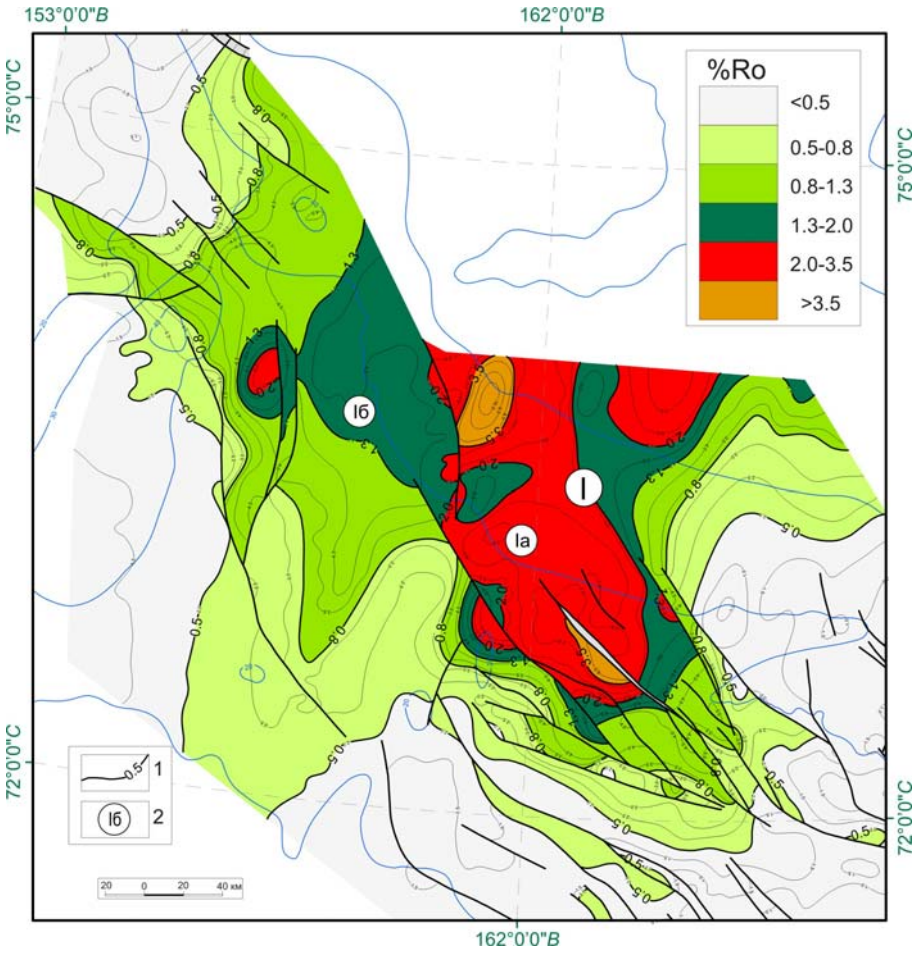


***Рисунок 2**. Схема катагенеза осадочного чехла Новосибирского бассейна*

По результатам моделирования (Рис. 3) в Мельвильском прогибе в течение мела генерация и миграция УВ происходили в восточной части. В кайнозойский этап развития в условия очага последовательно погружались апт-альбские, верхнемеловые и палеоцен-эоценовые отложения, распространенные на западном борту и современном депоцентре. Начиная с эоцена и до настоящего времени, в Мельвильской структуре формируется скопление УВ, источником которых являются меловые породы. В проницаемые породы нижнекайнозойского подкомплекса УВ попадают в результате перетока по ослабленным зонам. Аккумуляция УВ в Медвежинской структуре происходит

в течение последних последних 15-16 млн. лет. Уменьшение в моделях величины исходного потенциала пород и/или значений теплового потока, проявляется в уменьшении эмиграционного потенциала очага и, соответственно, в более позднем времени формирования скоплений УВ в структурах.

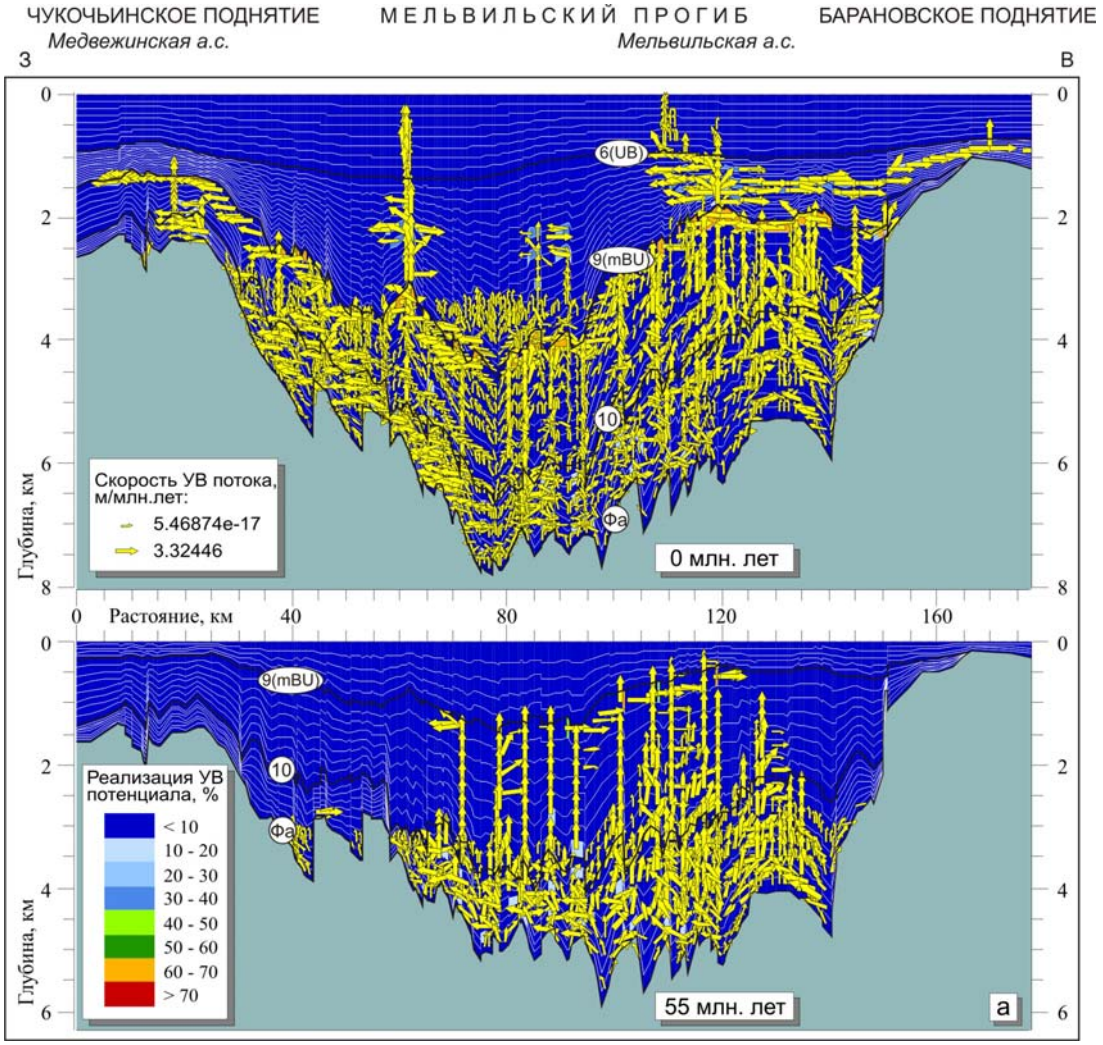


Рисунок 3. *Модель миграции и насыщения пород углеводородами. Положение профиля показано на рис. 1*

Ресурсы меловой системы бассейна варьируют от 1006 до 1257 млн. т, средняя плотность ресурсов 12-15 тыс. т/км^2. В Мельвильском и Амбарчикском прогибах сосредоточено 74% ресурсов, плотность которых составляет 20-24 тыс. т/км^2. В Южно-Денбарском прогибе плотность ресурсов значительно ниже (6-7 тыс. т/км^2). В целом, ресурсы меловой системы достаточны для формирования крупных и средних месторождений нефти и газа.

В ***Дремхедском рифте***, толщина осадочного чехла достигает 11-12 км. Развитие рифта началось в поздней юре. Здесь выделена верхнеюрско-нижнемеловая система. Коллектора прогнозируются в апт-альбском и верхнемеловом подкомплексах. Очаг системы заложился в позднеюрско-барремский этап развития. В конце раннего мела материнские породы верхнеюрско-барремского комплекса генерировали нефть и газ. В современном очаге основным источником УВ являются породы позднеюрско-альбского возраста. По результатам моделирования в системе превалирует умеренная латеральная миграция. Аккумуляция УВ в ловушках началась около 40 млн. лет назад. Ресурсы системы оцениваются в 289-361 млн. т, плотность ресурсов - 25-33 тыс. т/км^2.

Пегтымельский бассейн, включающий Пегтымельский прогиб и прогиб Биллингса (см. рис. 1), расположен в восточной части Восточно-Сибирского моря. Протяженность бассейна около 700 км

при ширине 90-180 км. Бассейн выполнен апт-кайнозойскими отложениями, максимальная толщина которых (около 8.5 км) установлена в Пегтымельском прогибе. В прогибе Биллингса только в двух депоцентрах толщина осадочного чехла достигает 2.0-2.75 км, что является недостаточным для существования очага генерации УВ и выделения возможной нефтегазоносной системы. На этом основании прогиб Биллингса отнесен к бесперспективным землям.

В Пегтымельский прогибе выделена нижнемеловая нефтегазоносная система. Коллектора предполагаются в отложениях прибрежно-морского и мелководно-морского генезиса в апт-верхнемеловом и палеоцен-эоценовом комплексах. Очаг системы сформировался в раннем мелу в узком центральном грабене. Асимметричное строение очага отражает строение осадочного чехла Пегтымельского прогиба. Кровля современного очага располагается в отложениях апт-альбского и верхнемелового подкомплексов. Очаг характеризуется сокращенной зоной генерации газа и, соответственно, слабой миграцией. В центральной части очага превалирует вертикальная миграция по разломам. Ресурсы системы оцениваются от 75 до 94 млн. т, плотность ресурсов составляет 6-8 тыс. т/км^2. В бассейне возможно формирование мелких залежей.

В Восточно-Сибирском море расположена небольшая по площади изученная часть ***Северо-Чукотского прогиба*** (см. рис. 1). Прогиб субширотного простирания характеризуется длительным асинхронным развитием. Осадочный чехол прогиба толщиной до 22 км сложен отложения от нижнего карбона до кайнозоя [1]. Учитывая особенности строения чехла, распространения нефтематеринских пород и коллекторов, периоды проявления процессов генерации, миграции и аккумуляции УВ и время формирования ловушек, в Северо-Чукотском прогибе выделено 4 нефтегазоносных системы, имеющих различную стратиграфическую и географическую протяженность: карбон-среднеюрская, верхнепермско-среднеюрская, верхнеюрско-меловая и меловая. Суммарные ресурсы нефтегазоносных систем изученной части Северо-Чукотского прогиба по оценке авторов варьируют от 2600 до 3140 млн. т (средняя плотность ресурсов 45-55 тыс.т/км^2 (см. рис. 1).

В пределах Восточно-Сибирского моря располагается часть верхнеюрско-меловой системы, включающей апт-верхнемеловой и часть верхнеюрско-барремского комплекса суммарной толщиной до 12.5 км. Очаг генерации УВ существует со средней юры и характеризуется унаследованным развитием. Кровля современного очага расположена в кайнозойских отложениях на глубине 2.5-2.8 км, а подошва активного очага (R_o более 3.5%) – в аптском подкомплексе и верхнеюрско-барремском комплексе. Материнские породы верхнего мела слагают основной объем зоны генерации нефти, нижележащие отложения генерируют нефть и газ. Коллектора прогнозируются в верхнемеловых отложениях. Аккумуляция УВ во внутриочаговых структурах началась в конце палеоцена-начале эоцена. Суммарные ресурсы верхнеюрско-меловой системы варьируют от 1320 до 1650 млн. т, эта часть прогиба характеризуется максимальной средней плотностью ресурсов (70-85 тыс.т/км^2). По оценке авторов 20% ресурсов системы (264-330 млн. т) могут учитываться в ресурсной базе Восточно-Сибирского моря.
Средняя величина суммарных ресурсы нефтегазоносных систем изученной части Восточно-Сибирского моря около 1840 млн. т, из них на ресурсы Новосибирского бассейна (ПНГО Де-Лонга) приходится 61.5%.

Список литературы

1. Петровская Н.А., Тришкина С.В., Савишкина М.А. Основные черты геологического строения Российского сектора Чукотского моря // Геология нефти и газа. 2008. № 6. С. 20-28.

2. Петровская Н.А., Савишкина М.А. Сопоставление сейсмокомплексов и основных несогласий в осадочном чехле шельфа Восточной Арктики // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2014. Т.9. № 3. –http://www.ngtp.ru/rub/4/39_2014.pdf

3. Bird K.J. Ellesmerian (!) Petroleum System, North Slope of Alaska, USA: in Magoon, L.B. and Dow, W.G., eds., The petroleum system – From source to trap: American Association of Petroleum Geologist Memoir. 1994. V. 60, P. 339-358.

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ ГРЯДЫ ЧЕРНЫШЕВА

Докладчик Владимир Борисович Ростовщиков (УГТУ), Соавтор Ирина Владимировна Колоколова (ООО «РН-Шельф-Арктика»)

Гряда Чернышева является шовной пограничной структурой на стыке двух разнотипных тектонических элементов: Косью-Роговской впадины Предуральского краевого прогиба и Хорейверской впадины Печорской синеклизы.

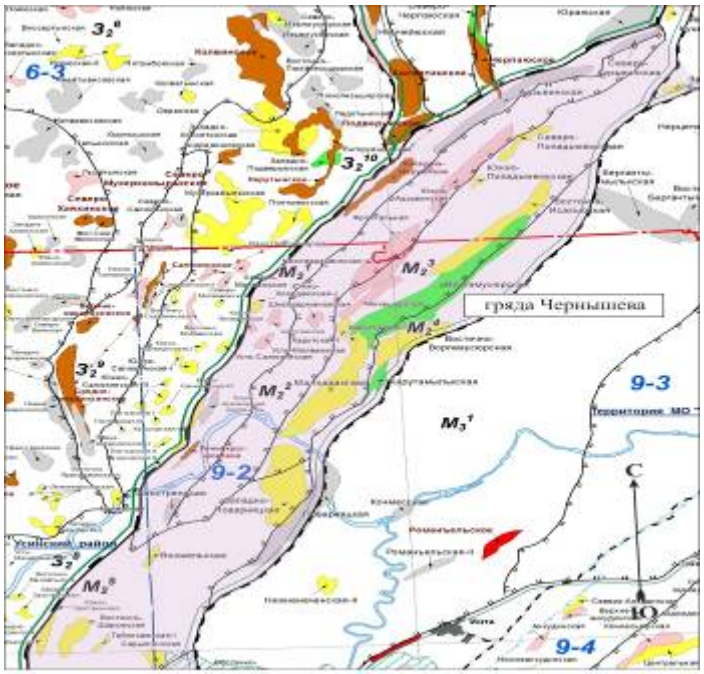


Рис. 1 Выкопировка из карты нефтегазогеологического и тектонического районирования Тимано-Печорской провинции

Такое положение гряды предопределило особые условия образования и как следствие - исключительно сложное ее тектоническое строение.

Механизм образования гряды до сих пор остается дискуссионным, а перспективы нефтеносности невыясненными.

Одна из моделей строения показана на рисунке 2.

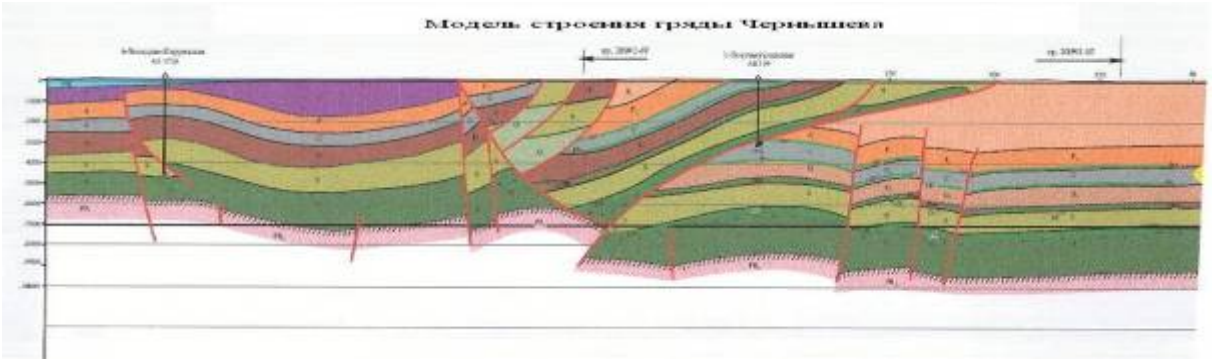


Рис. 2 Модель строения гряды Чернышева

На первом этапе, охватывающий ордовикско-нижнепермский период осадочный чехол формировался в условиях пассивной континентальной окраины Восточно-Европейской платформы в режиме перикратонного опускания и трансгрессивно-регрессивных условий осадконакопления. Об этом свидетельствуют установленные мощности отложений и перерывы в осадочном чехле.

2 этап-верхняя пермь - триас сопровождался активным погружением и формированием молассоидных толщ пермско-триасового возраста в процессе интенсивного горообразования на Урале и формировании Предуральского краевого прогиба.

В конце триаса-начале юры в период окончательного замыкания Уральской геосинклинали в последней стадии орогенеза территория примыкающая с юго-запада Урала подвергалась инверсии и тангенциальному сжатию.

Наибольшее напряжение испытали приграничные зоны между устойчивым Большеземельским и подвижным Косью-Роговским блоками.

В этой зоне Урал спровоцировал «бульдозерный эффект», в результате которого породы осадочного чехла в краевой северо-восточной части были скучены и выведены на поверхность.

Юго-западная внешняя зона непосредственно контактирующая с Большеземельским блоком явилась буфером и поэтому испытала тангенциальные напряжения в затухающей стадии, о чем свидетельствует более спокойная тектоническая обстановка.

Адзьвавомская депрессия в этом случае сыграла роль природного компенсатора напряжений.

Наибольшие напряжения пришлись на внешнюю зону между Адзьвавомской депрессией и Косью-Роговской впадиной, где сформировались сложнодислоцированные образования в виде Тальбейского блока, который был выжат в виде клина и самые древние породы осадочного чехла (силур-девон) выведены на поверхность.

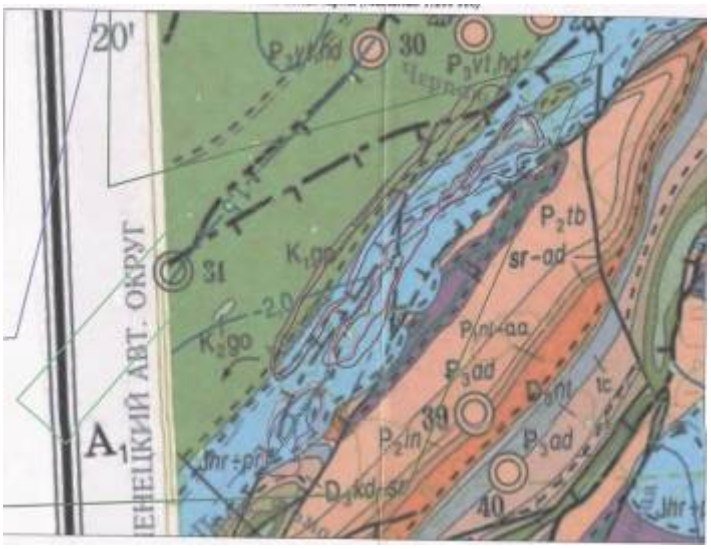


Рис. 3 Геологическая карта

Нефтегенерационный потенциал осадочного чехла данной территории достаточно высокий, нефтегазоматеринскими породами являются традиционные комплексы для Тимано-Печорской провинции в ордовикско-нижнепермской части разреза.

Основной очаг нефтегазообразования был в пределах формировавшегося Предуральского краевого прогиба, где нефтегазоматеринские породы уже в пермское время прошли главные фазы нефтегазообразования и углеводороды мигрировали в сторону

Хорейверской впадины на склоны Большеземельского свода, заполняя по пути уже сформировавшиеся к тому времени ловушки антиклинального и неантиклинального типов.



Рис. 4 Миграция углеводородов

В пределах гряды Чернышева можно выделить три разнотипных по тектоническому строению зоны нефтегазонакопления: юго-западную, центральную среднедислоцированные и северо-восточную сильнодислоцированную (рис. 1).

Юго-западная внешняя зона находится в непосредственном контакте с Хорейверской впадиной и Варандей-Адзьвинской структурной зоной по глубинному разлому сложного строения.

Представлена так называемой Хоседаюской структурной зоной, основным элементом которого является Хоседаю-Неруюский вал.

Вал осложнен брахиантиклинальными высокоамплитудными структурами, осложненными тектоническими нарушениями.

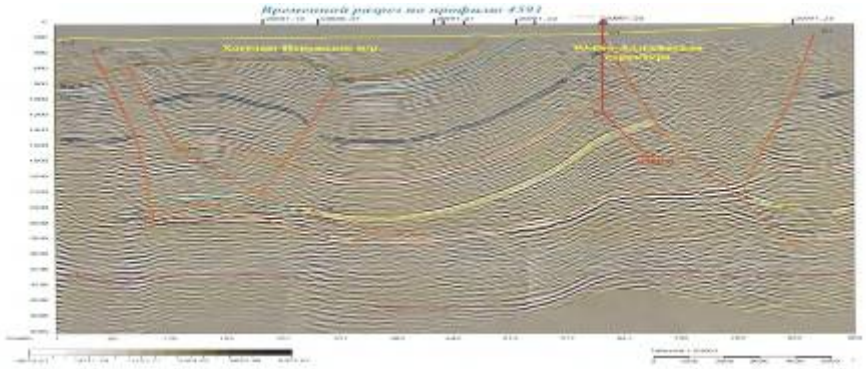


Рис. 5 Временной разрез по профилю 4591

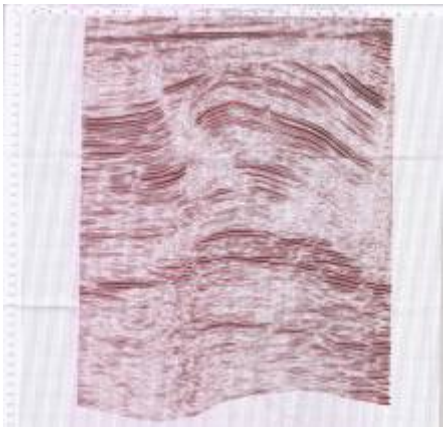


Рис. 6 Временной разрез купола В Хоседаю-Неруюского вала

Промышленная нефтеносность установлена в доманиково-турнейском и визейско-нижнепермском НГК на Хоседаю-Неруюском месторождении.

Южнее в отложениях верхнего девона открыта Усино-Кушшорская залежь нефти.

В пределах зоны выявлены и частично подготовлены ряд высокоперспективных объектов в ордовикско-силурийском, доманиково-турнейском НГК. Их насчитывается не менее восьми.

Центральная зона приуроченная к Адзьвинской депрессии может представлять интерес по ордовику-перми в тектоническом контакте с Тальбейским блоком. Ловушки структурно-тектонические. Возможно развитие рифогенных образований в верхнем девоне. Здесь выделены Южно-Адзьвинская и Нижне-Адзьвинская структурно-тектонические ловушки.

Внутренняя северо-восточная зона наиболее крупная по размерам и наиболее сложная в отношении структурно-тектонического строения.

Несомненный интерес представляет Восточно-Воргамусюрская структурная зона скрытая под Тальбейским клином. Здесь картируются крупные высокоамплитудные ловушки под надвинутым клином Тальбейского блока. К ним относятся Воргамусюрская и Поварницкая структуры. В пределах Тальбейского клина выделялись Северо-Попадьювожская и Южно-Попадьювожская.

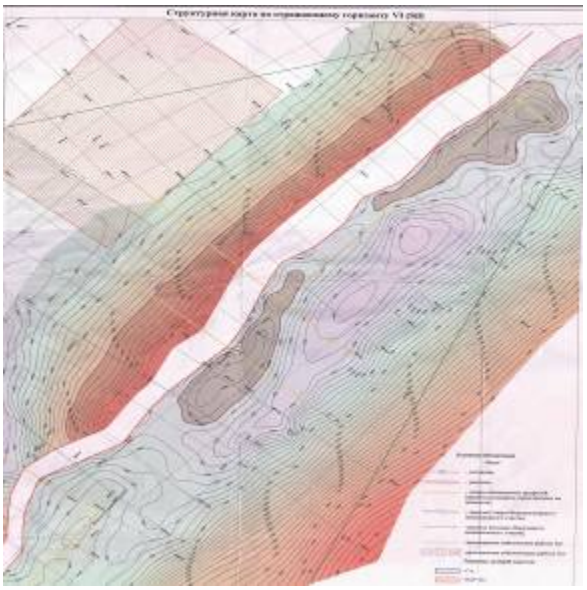


Рис. 7 Структурная карта по отражающему горизонту VI (S)

Первоначально формирование ловушек происходило в период относительно спокойного платформенного развития территории, но окончательный вид они приобрели в период кардинальной перестройки структурного плана в конце триаса, начале юры.

Коллекторами в перспективных нефтегазоносных комплексах являются карбонатные отложения различного генезиса. В процессе постседиментационных процессов они подвергались значительным тектоническим, гипергенным и эрозионным изменениям.

В заключительной стадии тектогенеза на формирование коллекторов и покрышек существенное влияние оказал динамометаморфизм, которому подвергалась вся толща осадочных отложений Тальбейского блока.

Покрышками являются плотные глинистые карбонаты, которые в контакте с разрывнми нарушениями являются тектоническими экранами.

Формирование залежей происходило в течении всего периода развития территории по мере миграции углеводородов из соседней Косью-Роговской очаговой зоны.

Активизация тектонических процессов в конце триаса-начале юры привели к существенному изменению первоначально сформированных залежей: большая часть из них была разрушена, другие переформированы и только после завершения тектонической перестройки были созданы новые залежи.

На это указывают следы разрушенных залежей, наличие нефтей различного физико-химического состава: от тяжелых вязких нефтей до легких.

К основным проблемам геологоразведочных работ в пределах гряды Чернышева относятся:

- стандартные прогнозные критерии неоднозначны в таких сложнопостроенных зонах;
- сложные сейсмологические условия картирования ловушек, определение тектонического экрана, выявление скрытых гипергенных ловушек;
- неоднозначность определения коллекторских свойств и характера насыщения по ГИС;
- методика и технология опробования карбонатных отложений не дает однозначного ответа о продуктивности отложений. В результате целый ряд площадей по результатам первых скважин выводились из глубокого бурения (Поварницкая, Воргамусюрская, Баганская, Левогрубеюская и др.).

Для повышения эффективности геологоразведочных работ на гряде Чернышова предлагается:

- разработать теоретическую базу для обоснования перспектив нефтегазоносности в приграничных, шовных зонах используя опыт освоения подобных зон в других регионах России и Мира;
- разработать критерии и дать прогнозную оценку ресурсов углеводородов для таких зон в Тимано-Печорской провинции (гряда Чернышова, Среднепечорское поднятие, гряда Чернова, Предпайхойская структурная зона;
- провести анализ методики и комплекса геофизических исследований по выявлению и подготовке ловушек в таких зонах и дать рекомендации по повышению эффективности геологоразведочных работ;
- сопоставлять ГИС с результатами бурения, условиями вскрытия и опробования пластов;
- разработать критерии выделения коллекторов и характера их насыщения по анализу материалов ГИС с результатами бурения и условиями вскрытия и опробования пластов.

Список литературы

1. Малышев Н. А. Тектоника, эволюция и нефтегазоносность осадочных бассейнов европейского севера России. Екатеринбург: УрО РАН, 2002. ISBN 5 – 7691 – 1227 – 1.
2. Дьяконов А.И., Соколов Б.А., Бурлин Ю.К. Теоретические основы и методы прогноза, поисков и разведки месторождений нефти и газа.- Ухта: УГТУ, 2002.327 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ УСЛОВИЙ ОБРАЗОВАНИЯ И СОХРАНЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ УВ НА БОЛЬШИХ ГЛУБИНАХ В СЕВЕРНОЙ ЧАСТИ ПРЕДУРАЛЬСКОГО ПРОГИБА

Теплов Е.Л., Сенин С.В. (ООО «Тимано-Печорский научно-исследовательский центр», г.Ухта)

В настоящее время в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (ТПП) согласно утвержденной оценке НСР УВ сырья сохраняется весьма значительный ресурсный потенциал. НСР УВ Тимано-Печоры составляют 9,4 млрд.т.у.т, причем на долю территории Республики Коми приходится 50,9% ресурсного потенциала провинции. Доля перспективных ресурсов категории С3 в ресурсной базе Республики Коми составляет около 640 млн.т.у.т, или 17% остаточных НСР УВ. Значительная часть подготовленных к бурению объектов, на которых сосредоточены указанные ресурсы категории С3, расположены в слабо изученных районах Предуральского прогиба, в том числе на больших глубинах [1]. В этой связи в ближне- и среднесрочной перспективе компании-недропользователи для восполнения добычи УВ запасами вынуждены будут приступить к поисковым работам в слабо изученных районах и на больших глубинах. Это направление ГРР потребует обоснованного прогноза размещения залежей УВ и их свойств.

Прогноз нефтегазоносности глубокозалегающих отложений, характеризующихся жесткими термобарическими условиями, требует применения специальных методов, объединяющихся в новое направление нефтегазовой геологии – глубинную геологию [2]. Основными задачами глубинной нефтегазовой геологии помимо прогноза поведения коллекторов и покрышек на больших глубинах, выделения специфических форм ловушек, являются оценка термобарических предпосылок существования УВ на больших глубинах, прогноз их фазового состава и свойств, определение максимально возможной глубины существования нефтяных залежей (так называемой «dead line») и раздельная оценка ресурсов возможных залежей по газовой и жидкой (нефтяной или конденсатной) составляющим.

Ведущие отечественные и зарубежные исследователи сходятся в мнении, что по мере освоения все более глубоких горизонтов осадочных бассейнов вероятность обнаружения нефтяных залежей снижается, а число чисто газовых скоплений возрастает. Основной причиной этого явления называют рост пластовой температуры с глубиной, в том числе в геологическом прошлом, приводящий к крекингу нефтяных УВ [2-5]. Жидкие нефтяные УВ при достижении высоких пластовых температур подвергаются крекингу, т.е. разрыву крупных молекул с образованием относительно низкомолекулярных соединений. В результате в определенный момент отдельная жидкая нефтяная фаза исчезает, и первичная нефтяная залежь становится газоконденсатной. Этот момент и его пространственный глубинный эквивалент и есть «dead line» для нефтяных залежей. На завершающих стадиях данного процесса в природном резервуаре остаются только наиболее термодинамически устойчивый углеводород – метан, и твердый высокоуглеродистый остаток – пиробитум. Установлено также, что определение максимально возможной глубины существования нефтяных залежей не имеет универсального решения для любых осадочных бассейнов, что обусловлено главным образом особенностями их палеогеотермической истории развития [3, 4].

В Тимано-Печорской провинции на настоящий момент пробурено всего 48 скважин глубиной более 5000 м, расположенных на 29 площадях. Из них залежи УВ вскрыли только скважины на Кочмесской (O_3, около 5620 м, сероводородно-метановый газ), Вуктыльской (D_3fm, 5280 м, нефть и газоконденсат) и Северо-Мастеръёльской площадях (O_{2-3}, 5160 м, нефть). В данных условиях острого дефицита фактических данных по нефтегазоносности больших глубин необходимо формирование специальных методических приемов прогнозирования, включающих всесторонний анализ эмпирических данных по единичным глубоким и сверхглубоким скважинам, математическое моделирование условий образования и сохранения залежей на больших глубинах и синтез эмпирического и расчетного подходов.

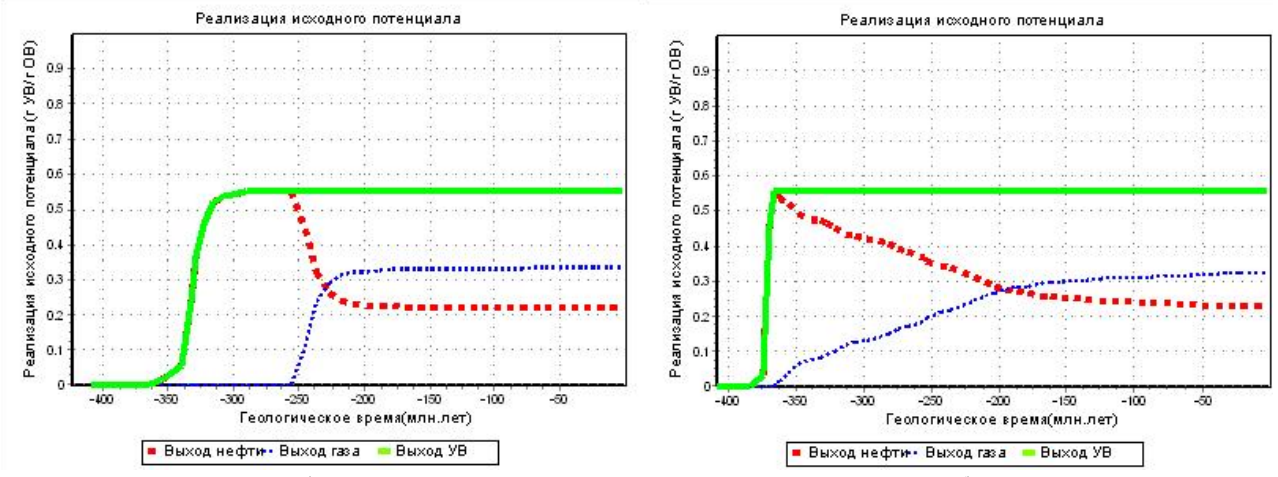
В Тимано-Печорском регионе наиболее глубокая скважина – 1-Колвинская СГ с забоем 7057 м в филиппъельском горизонте нижнего силура, пробурена на Харьягиской площади в пределах Печоро-Колвинского авлакогена. Данная скважина позволила получить уникальные данные по геохимическим условиям образования и сохранения залежей УВ в разрезе Колвинского мегавала. По комплексу геохимических данных, включающих содержание и состав битумоидов, распределение высокомолекулярных алканов, состав сорбированных газов Т.В.Карасевой с соавторами в разрезе скважины 1-Колвинская СГ выделено три геохимические зоны: до 4,4 км – благоприятные условия

сохранности залежей нефти, 4,4-5,7 км – малоблагоприятные условия, глубже 5,7 км – неблагоприятные условия для сохранения залежей нефти. Кроме этого, в керне, поднятом с глубин свыше 6 км из нижнесилурийских отложений, отмечены неоднократные проявления пиробитумов – следов разрушенных в результате жесткого температурного воздействия скоплений нефти [6].

В свете вышесказанного, скважина 1-Колвинская СГ является эталонным объектом для прогнозирования нефтегазоносности больших глубин в других районах Тимано-Печорской провинции. В то же время очевидно, что невозможно автоматически экстраполировать глубинные границы различных геохимических зон от одной площади к другой. Практически незаменимым инструментом для корреляции положения предельной глубины существования нефтяных скоплений служат программные пакеты моделирования эволюции нефтегазоносных бассейнов, получившие широкое распространение в последние два десятилетия. Данные программные средства позволяют непосредственно моделировать процесс вторичного крекинга нефтяных УВ с превращением их в газовые. Процедура расчетов основана на уравнениях химической кинетики. Опубликовано много вариантов кинетических параметров генерации и крекинга жидких УВ [5, 7].

Опыт моделирования процессов термического разрушения нефтяных залежей с применением различных вариантов кинетических параметров показывает весьма большой разброс результатов. Так, для Нерцетинской площади, расположенной на северо-западе Косью-Роговской впадины Предуральского прогиба, были выполнены реконструкции процесса вторичного крекинга УВ с применением пяти различных кинетических спектров для глубины 4900 м. Результаты расчетного моделирования для данной глубины показали в одном случае возможность существования залежей сухого газа, в трех случаях – газоконденсатных залежей, и в одном случае – скоплений особо легких катагенно зрелых нефтей. В этой связи в последующих построениях использовался кинетический спектр крекинга, наиболее адекватно соответствующий эмпирическим данным о расположении залежей и проявлений нефтей.

С применением процедуры моделирования крекинга жидких УВ оценены максимально возможные глубины существования чисто нефтяных скоплений («dead line» для нефти). В разрезе скважины 1-Колвинская СГ эта глубина оценивается в 5,55 км, что хорошо соотносится с упоминавшейся оценкой, произведенной по эмпирическим критериям [6]. Для Нерцетинской площади «dead line» для нефти по расчетным данным проходит на глубине 5,2 км в верхнесилурийских отложениях (рис. 1).

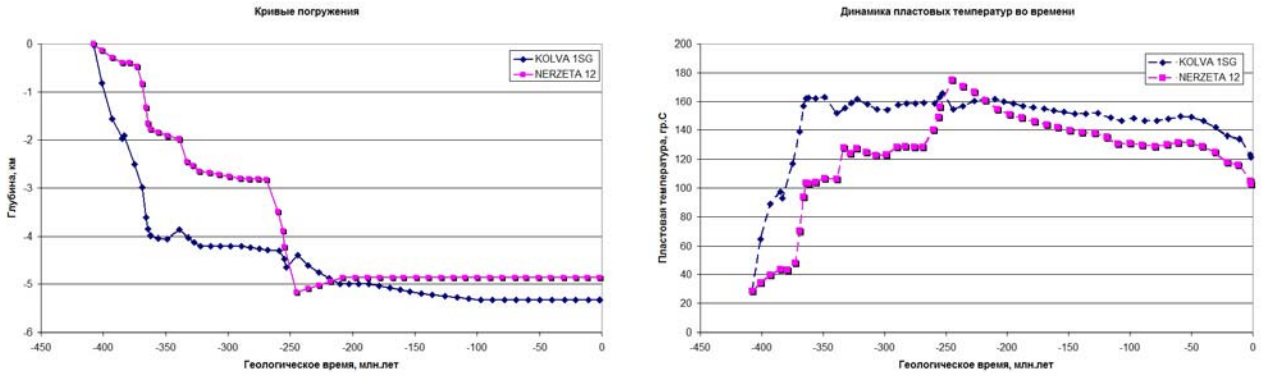


а) б)

Рисунок 1. *Одномерные реконструкции процессов генерации и крекинга УВ*
а – скважина 12-Нерцетинская, 5200 м, S_2, б – скважина 1-Колвинская СГ, 5550 м, подошва D_1

Меньшая глубина возможного существования однофазных нефтяных скоплений, отмечаемая на Нерцетинской площади в сравнении с разрезом скважины 1-Колвинская СГ, заключает в себе кажущееся противоречие. Действительно, учитывая современную геотермическую зональность, должна наблюдаться противоположная картина. Харьягинская площадь с общим геотермическим градиентом от нейтрального слоя до забоя около 2,25-2,3°С/100 м является более «горячим» районом по сравнению с Нерцетинской площадью, на которой общий геотермический градиент едва достигает 2,0°С/100 м.

Объяснение данного феномена кроется в различной динамике пластовых палеотемператур. На рисунке 2 показаны одномерные палеореконструкции процессов погружения и изменения пластовых температур в ходе геологического времени, выполненные для подошвы нижнего девона.



а) б)

Рисунок 2. *Одномерные реконструкции погружения (а) и динамики пластовых температур (б) для подошвы нижнего девона на Харьягинской и Нерцетинской площадях*

Очевидно, что прогибание на Нерцетинской площади значительно отставало в течении практически всей палеозойской эры (рис. 2 а). То же относится и к пластовым палеотемпературам, которые согласно расчету на Нерцетинской площади были на 40-50^{o}C ниже, чем на Харьягинской площади. Позднее, в артинское время началось интенсивное заполнение Косью-Роговской впадины молассовыми осадками, в результате чего подошва нижнего девона на Нерцетинской площади была быстро погружена на большие глубины, чем на Харьягинской площади – 5,2 км и 4,4 км соответственно. Это привело к резкому скачку пластовых палеотемператур, которые на Нерцетинской площади достигали 175^{o}C, а на Харьягинской – 155^{o}C (рис. 2 б). Столь заметная разница температур объясняется еще и относительно низкой теплопроводностью мощных терригенных молассовых отложений, которые препятствовали быстрому рассеиванию глубинного тепла. Далее в результате триасового размыва отложений, и последующего остывания осадочного чехла в кайнозое зональность пластовых температур приобрела современный вид. Таким образом, расшифровка геологической истории позволила обосновать максимальную глубину распространения нефтей.

На следующем этапе работы была построена серия двухмерных бассейновых реконструкций для севера Косью-Роговской впадины (рис. 3). Процессы вторичного крекинга нефтей рассчитывались с применением оптимального кинетического спектра, обоснованного в результате одномерного моделирования. Была выделена зона разреза, в которой процессы крекинга привели к уничтожению первичных нефтяных залежей – на рисунке данная зона выделена заливкой. Построенные реконструкции демонстрируют поднятие «dead line» для нефти от ордовикских отложений в пределах гряды Чернышева и от подошвы нижнедевонских отложений во внешней зоне Косью-Роговской впадины до артинских отложений в ее внутренней части. То есть, традиционные нефтегазоносные комплексы – доманиково-турнейский, верхневизейско-нижнепермский, во внутренней зоне Косью-Роговской впадины оказываются бесперспективными на поиски нефтяных залежей. Во внутренней восточной зоне впадины (рис. 3б), где имели место интенсивное воздымание и эрозия многокилометровых толщ пермских и, возможно, триасовых отложений, «dead line» для нефти в настоящее время выведена на дневную поверхность. Иными словами, некогда глубокопогруженные отложения силура, девона и карбона, испытавшие интенсивное палеотемпературное воздействие и в результате крекинга утратившие вероятные палеозалежи нефтей, залегают на небольших глубинах. Восточная зона Косью-Роговской и других впадин Предуральского прогиба перспективна только на поиски газовых залежей. В осевой части впадин сохраняются благоприятные перспективы открытия нефтяных залежей в верхних терригенных комплексах перми и триаса.

Таким образом, в результате проделанной работы к геологическим условиям Тимано-Печорской провинции адаптирована известная по литературным публикациям методика моделирования вторичного крекинга жидких УВ, и с использованием данного критерия дан прогноз максимально возможной глубины существования нефтяных залежей на различных участках Косью-Роговской впадины Предуральского прогиба. Обозначены участки впадины и глубинный диапазон, где

сохраняются перспективы выявления нефтяных залежей. Показано, что для территорий с интенсивной тектонической инверсией методы глубинной геологии можно распространить и на ныне неглубоко залегающие отложения. Использованный методический подход будет использован для прогнозирования нефтеносности других глубокопогруженных районов ТПП.

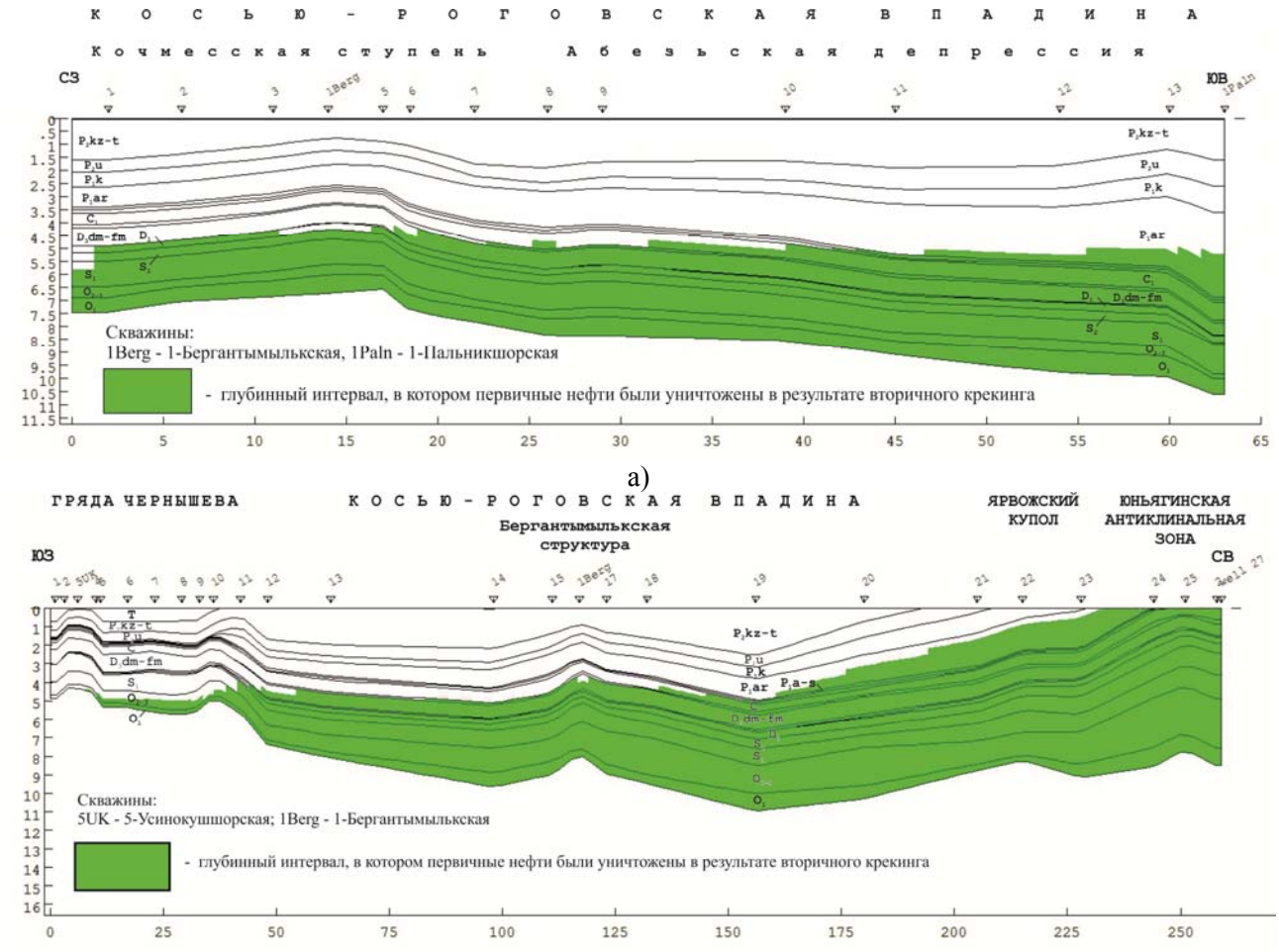


Рисунок 3. *Реконструкции процессов вторичного крекинга в Косью-Роговской впадине на современный момент вдоль линий сейсмопрофилей 13-РС (а) и 17-РС (б)*

Список литературы

1. Куранов А.В., Желудова М.С., Кутлинский А.А., Зегер Н.А. Резервы восполнения минерально-сырьевой базы углеводородного сырья Республики Коми / Проблемы воспроизводства запасов нефти и газа в современных условиях. Сборник научных статей, посвященный 85-летию ВНИГРИ. (Электронный сборник) - СПб. : ФГУП ВНИГРИ, 2014. - Труды ВНИГРИ.
2. Карасева Т.В., Горбачев В.И. Новое направление в нефтегазовой геологии / Современные проблемы геологии: Материалы IV геологической конференции и X конкурса работ молодых ученых ОАО «КамНИИКИГС», 3 апреля 2008. – Пермь, 2008.
3. Максимов С.П., Дикенштейн Г.Х., Лоджевская М.И. Формирование и размещение залежей нефти и газа на больших глубинах. – М.: Недра, 1984.
4. Хант Дж. Геохимия и геология нефти. М.: Мир, 1982.
5. Waples D.W. Maturity Modelling: Thermal indicators, Hydrocarbon Generation and Oil Cracking / The Petroleum System – From Source to Trap. AAPG Memoir 60, 1994.
6. Геологическое строение и нефтегазоносность глубокозалегающих отложений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Пермь, КамНИИКИГС, 2000.
7. Tian H., Wang Zh., Xiao Zh. et al. Oil cracking to gases: Kinetic modeling and geological significance // Chinese Science Bulletin. 2006. Vol.51. №22. 2763-2770.

КРУГЛЫЙ СТОЛ – 2. УСПЕХИ ТЕОРИИ НАФТИДОГЕНЕЗА

РЕАБИЛИТАЦИОННЫЕ ЦИКЛЫ – ОСНОВА АКТИВНОГО ДОЛГОЛЕТИЯ И ВЫСОКОЙ КОНЕЧНОЙ НЕФТЕОТДАЧИ НЕФТЕНАСЫЩЕННЫХ СИСТЕМ

Докладчик Н.П. Запивалов* (Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН)

1. **Природа и теория**

Цикличность, осложненная фрактальными явлениями, флуктуацией, бифуркацией, а также природными и техногенными катастрофами, является фундаментальным принципом развития и функционирования природных систем. Именно это обеспечивает периодическое угасание и восстановление многих жизненных процессов. Как утверждал философ И. Кант, «природа даже в состоянии хаоса может действовать только правильно и слаженно».

Примером может служить даже земледелие. С древнейших времен известна методика восстановления и повышения плодородия почвы с помощью так называемой «паровой системы»: отдельные поля оставлять незасеянными (на «отдых») для восстановления плодородия. Так, еще Тацит (I в. н. э.) писал, что германцы для посева растений каждый год меняют поля.

Сходные механизмы проявляются во всех природных системах, включая человеческий организм (циклы жизни).

Аналогичные принципы применимы к восстановлению и обновлению выработанных месторождений нефти и газа.

2. **Факты**

Есть много фактов, которые не вписываются в классические нефтегеологические концепции.

• Интересные данные были получены в блоке 330 на полигоне у побережья Луизианы, где расположено гигантское месторождение Мексиканского залива Юджин Айленд [1]. В результате сейсморазведки, выполненной дважды (1985 и 1988 г.), установлена очаговая изменчивость параметров нефтенасыщенности и движения флюидов. Комплексными исследованиями установлено, что даже за короткий период наблюдений отмечено увеличение углеводородных масс за счет активных современных процессов их образования. Отмечено увеличение легких фракций в нефтях.

• Месторождение «Дигбой» в Индии (штат Ассам) также разрабатывается уже более 100 лет.

• На Шебелинском газовом месторождении на Украине подсчитанные запасы давно отобраны, но до сих пор добывают газ. Отбор компенсируется адекватным притоком глубинного газа [3].

• Известны случаи рекордно длительной эксплуатации нефтяных скважин. На двух месторождения, расположенных на границе Грузии и Абхазии, эксплуатируются месторождения с конца XIX века и до сих пор дают притоки нефти.

В России наблюдались аналогичные явления.

• В пределах огромного Ромашкинского месторождения в Татарстане, уже обводнённого на 86%, 140 расконсервированных скважин вновь дали нефть [2]. И многие из них опять фонтанируют!

• В Чеченской Республике многие высокообводненные скважины, на которых перед началом войны осуществлялся форсированный отбор и добыча падала, начали давать нефть: т.е. в течение 4 лет простоя произошло переформирование залежей. Уникальное явление наблюдается в последние годы в районах Старогрозненского и Октябрьского промыслов: первые мелкие скважины глубиной до сотен метров (песчаники неогена) стали высачивать нефть на дневную поверхность (через затрубное пространство). Остаточная нефть всплывает в кровлю пласта и начинается формирование вторичных залежей нефти.

• На ряде месторождений Западной Сибири также зафиксирован пульсирующий режим нефтедобычи в скважинах [2].

Обновленные процессы нефтегазообразования отмечаются во многих регионах мира. Быстрое и необратимое истощение месторождений возможно лишь там, где разработка месторождений осуществляется на сверхкритическом режиме.

Очаговые процессы генерации и формирования (или переформирования) залежей, по мнению современных исследователей [1, 4-5], происходят достаточно быстро.

Поскольку доказана геологическая молодость месторождений и периодическая восполняемость их запасов нефтью и газом, напрашивается вывод, что считающиеся выработанными месторождения со временем могут вновь становиться объектами нефтедобычи.

Этим исследованиям много работ посвятил К.Б. Аширов. По его мнению [6], выводы о геологически молодом возрасте залежей нефти и газа имеют большое практическое значение. На примере многих месторождений Самарской области им было установлено, что при их разработке запасы нефти в них восстанавливались в объемах, даже превосходящих первоначальные. Поэтому приходилось их переутверждать в сторону увеличения, иногда даже трижды.

Итак, любая залежь углеводородов – живая открытая система, способная к самовосстановлению в относительно короткое время.

Этот вывод особенно важен для Западной Сибири, где разработка нефтяных месторождений продолжается уже 50 лет.

Главная нефтяная «житница» России – это территория Ханты-Мансийского автономного округа (Югра), где открыто 465 месторождений углеводородного сырья, из которых более 250 находятся в разработке. Здесь добывают более половины всей российской и 7% мировой добычи нефти (третье место после США и Саудовской Аравии). Специалисты из Тюмени утверждают, что здесь уже добыто более 10 млрд тонн нефти. Это 5% от мировой накопленной добычи – значимое событие всей нефтяной отрасли мира. Для этого потребовалось пробурить 370 млн метров горных пород, построить и ввести в эксплуатацию 158 тысяч скважин. Выработка запасов АВС1 + С2 составила 48%, то есть в недрах остается еще 11 млрд тонн [7].

Началось интенсивное снижение добычи. Многие крупные месторождения находятся на третьей или четвертой стадии разработки. Таких месторождений насчитывается 80, среди них уникальные и крупные месторождения: Талинское, Федоровское, Ватинское, Южно-Сургутское и Мамонтовское. Необходимо отметить высокую обводненность пластов (более 90%).

Указанные стадии разработки являются наиболее трудным и продолжительным периодом. Но именно в этих месторождениях сосредоточены большие объемы остаточных утвержденных запасов нефти. Такое положение возникло из-за многолетней погони за большой нефтью и сверхприбылями. Ответственность за сложившееся положение дел лежит не только на недропользователях. Государство, как собственник недр, должно оперативно отслеживать текущую ситуацию и осуществлять жесткий контроль.

Для исправления сложившейся ситуации необходимо незамедлительно начать широкомасштабное внедрение принципиально новых технологий, включая управляемые реабилитационные циклы на месторождениях третьей и четвертой стадии разработки с целью увеличения конечной нефтеотдачи.

Подобная ситуация сложилась в Томской и Новосибирской областях.

По-видимому, в настоящее время следует сосредоточиться на рациональной разработке действующих месторождений с целью щадящей выработки остаточной (трудноизвлекаемой) нефти (Improved Oil Recovery). Для дальнейших работ на таких месторождениях необходимо привлечение новых материальных и денежных ресурсов, нужны инновационные технологии и оборудование, изготовленное по индивидуальному заказу.

Если это не сделать, то огромные массы утвержденных остаточных запасов нефти останутся в недрах Западной Сибири до следующих «новых» открытий уже ранее открытой нефти.

3. Нефтяное недропользование: каким ему быть?

Человеческие потребности так необъятны и так стремительно увеличиваются, что природа с трудом выдерживает нагрузки. Пожалуй, яркой иллюстрацией является то, как неудержимо увеличивается добыча углеводородов на суше и на море в разных регионах. По существу, планета Земля стала огромным нефтяным полигоном.

Сверхинтенсивная выработка легкодоступных запасов нефти способствует быстрому истощению месторождений. Но природная флюидонасыщенная система (залежь нефти) способна восполнять объемы запасов в процессе «отдыха» и реабилитационного периода (часто вынужденного).

Задача состоит в разумном, научно обоснованном использовании реабилитационных циклов. Необходимость проведения очередного реабилитационного цикла можно определить по величине депрессии в процессе разработки месторождения. Если депрессия на пласт ($\Delta P = Рпл – Рзаб$) превышает 5-8 МПа, это значит, что пластовая флюидонасыщенная система достигла критического

порога. Следовательно, этой системе необходим отдых – реабилитационный цикл. Возможно, этот цикл может быть «очаговым». Критическое состояние системы можно определять и по другим параметрам. В какой-то степени это сравнимо с работой человеческого сердца и жизненными циклами организма.

Следует заметить, что реабилитационный цикл – это не просто отдых, остановка системы. Необходимо предусмотреть методы и технологии активной реабилитации. Чтобы достичь эффективного и быстрого результата – восполнения активных запасов хотя бы в призабойной зоне и увеличения продуктивности скважины, нужны инновационные методы и технологии (как в медицине).

В документах лицензирования, проектах разработки и в долгосрочных программах недропользования должна быть обязательно предусмотрена необходимость реабилитационных циклов. Эти аспекты нефтяного недропользования обязательно должны быть закреплены законодательно. Должен быть введен порядок, учитывающий законы природы.

4. **Выводы**

1. В Западной Сибири уже сейчас необходимо осуществить выборочную ревизию простаивающих малодебитных и неработающих скважин, включая и нагнетательные, с обязательным повтором исследования пластов, получением КВД и ИД. На основе флюидодинамического анализа решать вопросы о дальнейшей судьбе каждой отдельной скважины.

2. Предусматривать периодические “консервации” объектов, включая при необходимости целые зоны и месторождения. Считать научно обоснованным, что период активной реабилитации обеспечивает не только релаксацию фильтрационно-емкостных свойств пород, но и восстановление энергетического потенциала флюидонасыщенных систем. Под активной реабилитацией подразумевается не простой «покой», а допустимое воздействие на систему (лечение).

3. Для разработки научно обоснованных методов эксплуатации нефтяных месторождений с использованием реабилитационных циклов необходим нефтяной научно-исследовательский и научно-образовательный Полигон федерального или международного уровня. Его можно создать на базе Новосибирских нефтегазовых месторождений в Северном районе.

4. Освоение месторождений на сбалансированном равновесии в течение более длительного срока, чем принято по сегодняшним форсированным стандартам, даст больший суммарный эффект. В итоге это приведет к существенной экономии труда и капитала.

5. Чрезвычайно важны экологические аспекты. Необходимо заботиться о здоровье нефтяного пласта.

Список литературы

1. Запивалов Н.П., Попов И.П. Флюидодинамические модели залежей нефти и газа. – Новосибирск: Гео, 2003. – 198 с.
2. Муслимов Р.Х., Глумов И.Ф., Нургалиев Д.К. и др. Нефтяные и газовые месторождения – саморазвивающиеся и постоянно возобновляемые объекты // Геология нефти и газа. –№1. – 2004. – С.43-49.
3. С. Закиров. Новая жизнь скважин-ветеранов: расконсервация старых месторождений может стать новым источником нефти. // Российская газета № 6011 от 19 февраля 2013 г.
4. Запивалов Н.П. Динамика жизни нефтяного месторождения // Известия Томского политехнического университета. – Томск: 2012. – Т. 321. – № 1.– С. 206–211.
5. Запивалов Н.П. Нефтегазовая геология: Парадигмы XXI века // Проблемы геологии и освоения недр: Сборник научных трудов XI международного симпозиума им. Академика М.А. Усова студентов и молодых ученых. – Томск: Изд-во Томский политехнический университет. – 2007. – С.766.
6. Аширов К.Б., Боргест Т.М., Карев А.Л. Обоснование причин многократной восполнимости запасов нефти и газа на разрабатываемых месторождениях Самарской области // Известия Самарского научного центра РАН. 2000. №1. С.166-143.
7. Саранча А.В., Митрофанов Д.А. Перспективы нефтедобычи и анализ разработки месторождений ХМАО-Югры с позиции их стадийности // Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна (опыт, инновации).
8. Материалы 9-й Международной научно-технической конференции, посвященной 100-летию со дня рождения Протозанова Александра Константиновича (10-11 декабря 2014 г.). – Тюмень: ТюмГНГУ, 2014. – Т. 1 (Бурение и разработка нефтяных и газовых месторождений). – С. 165-171.

РАЗВИТИЕ ФЛЮИДОДИНАМИЧЕСКОЙ КОНЦЕПЦИИ НЕФТЕГАЗООБРАЗОВАНИЯ Б.А.СОКОЛОВА.

С.П.Левшунова ФГУП "Всероссийский научно-исследовательский геологоразведочный нефтяной институт" (ВНИГНИ).

Согласно разработанной Б.А.Соколовым флюидодинамической концепции нефтегазообразования (2000, 2001), нефтегазоносность осадочных бассейнов определяется тем этапом их развития, когда соблюдаются три условия – погружение отложений в обстановке растяжения консолидированной земной коры, значительная мощность отложений и интенсивный прогрев восходящими газоводяными потоками (Б.А.Соколов, 2000, 2001).

Прогреву осадочной толщи способствует раздробленность земной коры, находящейся в условиях растяжения, в результате чего возникают пути, по которым снизу вверх начинают перемещаться горячие флюидные потоки. Эти потоки, состоящие из струй паров воды, углекислого газа, водорода, сероводорода, гелия, а иногда и метана, представляют собой продукты дегазации как вещества верхней мантии, так и газообразные продукты, генерируемые породами нижних слоев осадочной толщи, находящимися как в Главной зоне газообразования, так и ниже ее.

Входящий в состав этих флюидов водород высоко химически активен. Его геохимии и роли в генерации углеводородов (УВ) посвящены работы В.А.Соколова (1948, 1965), А.И.Воронова, З.Н.Несмеловой, Е.А.Рогозиной (1969,1976), И.В.Высоцкого (1979, 1986), В.Б.Ерохина (1980), Л.М.Зорькина, И.С.Старобинца, Е.В.Стадника (1984), В.П.Исаева (1986,1991), В.Н.Ларина (1982), П.А.Левшунова (1972), В.И.Молчанова (1984), О.К.Навроцкого (1990), И.И.Нестерова (1969), В.П.Якуцени (1976, 1990), R.M.Coveney (1987), J.Hunt (1979), F.Mango (1997) и других.

В развитие флюидодинамической концепции Б.А.Соколова нами не только рассмотрена роль водорода внешних источников в процессе образования УВ от стадии седиментогенеза до поздних стадий мезокатагенеза, но и выявлены особенности этого процесса применительно к терригенным и карбонатным породам (С.П.Левшунова, 1994, 2004, 2014). Объектом исследования, кроме ОВ и свободно находящихся в разрезе пород УВ флюидов, явились сорбированные породами газы, выделяемые действием на порошок породы в вакууме 5% HCl с последующим поглощением 35% раствором КОН образовавшейся CO_2.

Было предпринято изучение сорбированных газов в зоне современного рифтогенеза - в пределах Срединно-Атлантического хребта ($12^o30'$-$14^o30'$). В ее пределах выделяется осевая вулканическая экструзивная зона и краевая зона активного растяжения (рис.1). Изученные кокколито-фораминиферовые илы имеют содержание $C_{орг}$ 0,10-0,27% и 0,006-0,10 $см^3$/кг сорбированных УВГ. Количество сорбированного водорода колеблется от 0,15 до 2,06 $см^3$/кг, при этом повышенные содержания тяготеют к области неовулканического поднятия и областям распространения современных афировых базальтов. Очень высокая концентрация сорбированного водорода (212,4 $см^3$/кг), которой сопутствует также высокая концентрация гелия в извлеченной из осадка газо-воздушной смеси (0,47%), приурочена к зоне пересечения афировых базальтов трансформным разломом и отражает облегченный доступ по нему глубинного водорода. Сорбированные УВГ характеризуются наличием в своем составе обширного спектра гомологов метана до бутана включительно. При этом отмечаются следующие закономерности. В случае низких концентраций сорбированного

водорода (до 0,35 $см^3$/кг) непредельные УВГ превалируют над предельными. При росте концентраций водорода создаются благоприятные условия для гидрирования непредельных соединений и предельные УВГ начинают превалировать над непредельными.

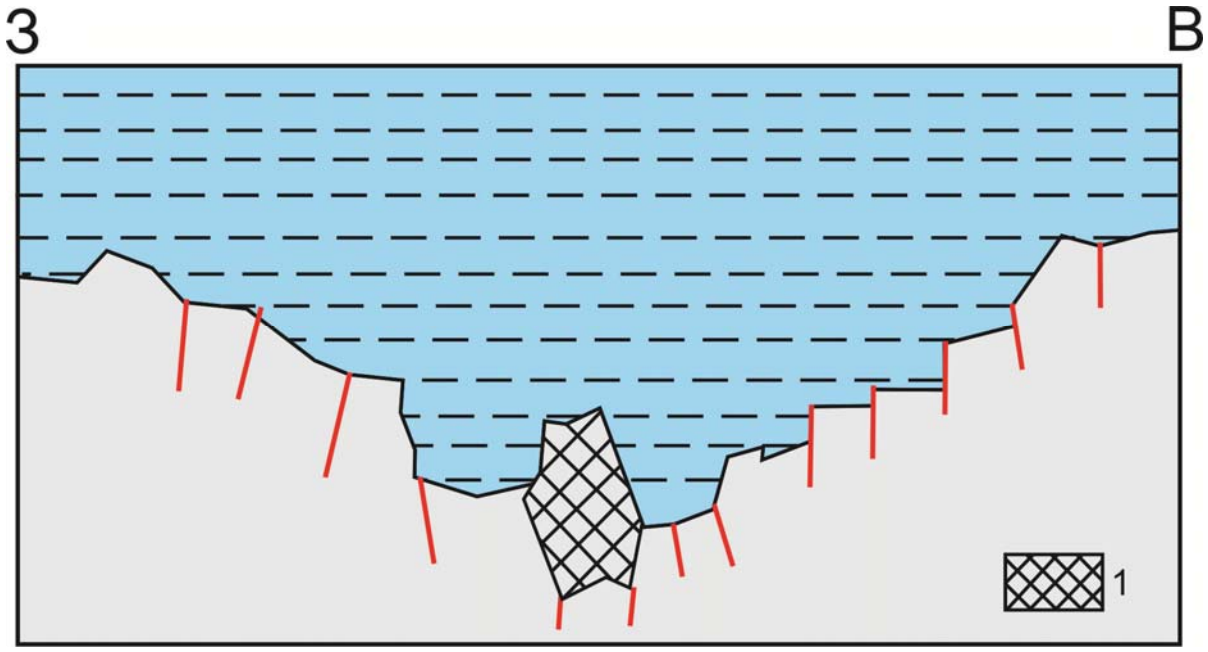


Рисунок 1 Срединно-Атлантический хребет *(по Деркуру Ж., 1982)*
1-район, исследованный в рейсе № 10 научно-исследовательского судна «Геолог Ферсман» (12°30'-14°30'с. ш.)

Проанализированные коллекции современных осадков акваторий Азовского, Балтийского морей, шельфа Перу, Гвинейского залива также позволили сделать вывод, что в образовании УВГ уже на стадии седиментогенеза и раннего диагенеза закладывается различие, вызванное не только сменой фациально-генетического типа ОВ и геохимических обстановок, но и влиянием водорода внешних источников. Это выражается не только в росте содержаний УВГ, но и резком уменьшении концентраций непредельных УВГ за счет их гидрирования с ростом содержаний водорода.

В зоне протокатагенеза особенности генерации УВГ изучены на примере терригенных кайнозойских образований Колпаковского прогиба Западно-Камчатского НГБ, содержащих, главным образом, гумусовое ОВ с появлением сапропелевой составляющей в кремнистых разностях олигоцен-миоцена. Отличительной особенностью данного региона является быстрая прогретость глубинными флюидами комплексов пород, содержащих молодое и незрелое ОВ. Концентрации сорбированных УВГ выше, чем на стадии седиментогенеза. Быстрый прогрев ОВ глубинными флюидами, не содержащими водород, ведет к росту непредельных УВГ за счет термолиза этого незрелого ОВ. Наличие в этих флюидах высоких концентраций глубинного водорода до 6,2-17,9% ведет к снижению на 1-2 порядка количества непредельных УВГ за счет их гидрирования.

Стадия мезокатагенеза изучалась не только на природных образцах многих НГБ, но и экспериментальным путем в установках гидрирования в разных термобарических условиях (при температуре до 100-250^oC и давлении 8 МПа). При этом нами был впервые установлен разный масштаб образования УВГ в терригенных и карбонатных породах под влиянием водорода внешних источников. Выявленное в ходе экспериментов более легкое вхождение водорода внешних источников в структуру карбонатных минералов объясняется отсутствием

у них прочносвязанной воды. Это теоретическое положение о более легком вхождении водорода внешних источников в структуру карбонатных минералов, по сравнению с глинистыми, подтвержденное экспериментально, объясняет разный масштаб образования УВ в терригенных и карбонатных породах (С.П.Левшунова, 1991, 1994, 2004). В карбонатных породах процесс преобразования ОВ под влиянием водорода внешних источников происходит наиболее полно и исчерпывающе (при соблюдении прочих равных условий). Данное положение защищено двумя авторскими свидетельствами на изобретения (№ 1519121, 1990г., соавтор – Г.А.Габриэлянц и № 2001238, 1991г., соавтор – К.А.Клещев) и двумя патентами США (1993г.).

Показателем степени задействованности водорода внешних источников в процессе образования УВ может служить наличие или отсутствие непредельных УВГ в образующихся продуктах. Так, в экспериментах, проводимых без источников внешнего водорода (Г.Ф.Григорьева, И.И.Нестеров, А.В.Рыльков и другие, 1982), по деструкции гумусово-сапропелевого ОВ (кероген и хлороформенный битумоид), выделенного из глин сеномана и юры Западно-Сибирского НГБ и достигшего стадий катагенетической превращенности Б-Д, непредельные УВГ в составе образующихся газов появляются, начиная с 200^{o}С, и составляют 45-75% на сумму УВГ. Такие высокие их концентрации являются следствием проявлеиия термолиза (крекинга) ОВ. В нашем эксперименте с аналогичным аргиллитом, но при участии водорода внешних источников не отмечено существенного роста количеств непредельных УВГ, которые появляются лишь при 250^{o}С и составляют только 7,38%. На стадии мезокатагенеза резко возросло (на несколько порядков) содержание сорбированных сингенетичных УВ (по сравнению с более ранними стадиями преобразования ОВ). УВГ приобретают более "зрелый"облик за счет уменьшения на порядок и более количества непредельных УВ.

Анализ полученных нами как экспериментальных данных, так и характеристики выделенных из пород сорбированных газов ряда нефтегазоносных бассейнов (Волго-Уральский, Тимано-Печорский, Северо-Кавказский, Прикаспийская впадина и других – свыше 1000 образцов) позволил сделать следующие выводы.

1) В экспериментах с участием водорода внешних источников получаемый состав УВГ соответствует наблюдаемому в природных условиях, в отличие от экспериментов без внешнего водорода, где в составе образовавшихся УВГ зафиксировано большое количество непредельных УВГ, появление которых обязано явлению термолиза ОВ.
2) В известняках под воздействием водорода внешних источников образование УВГ идет более интенсивно, по сравнению с аргиллитами, благодаря облегченному вхождению в них водорода, ввиду отсутствия пленки связанной воды.

Первое положение находит свое подтверждение и в опытах, проводимых другими исследователями. Так, в экспериментах по нагреву гуминовых кислот в атмосфере водорода (400^{o}С, время – 2 часа) происходит декарбоксилирование, восстановление карбонильных и карбоксильных групп и обогащение водородом жидких продуктов (А.А.Галкина, 1984). При этом при замене азота водородом в качестве газообразной среды для эксперимента преобразование гуминовых кислот усиливалось, а количество газообразных УВГ увеличивалось с 8,5 до 25,5%.

Ф.Манго (1997) показал, что легкие УВ – это продукт каталитической активности, обеспеченный привносом водорода внешних источников в углеродсодержащие осадочные породы. При этом полный выход УВ в лабораторных условиях достигнут при применении к керогену температуры 170^{o}С в присутствии свободного водорода. К.Хуангзонг, Т.Шоахуа

(1997) также рассматривали процесс образования УВ как эволюцию ОВ углей и нефтяных сланцев в атмосфере водорода.

Отмечается определенная литолого-тектоническая приуроченность наиболее высоких концентраций сорбированного водорода (100-500 $см^3$/кг): 1) к известнякам, 2) к глубинам более 5 км, 3) к тектонически активным зонам. Сам водород внешних источников может быть различного происхождения: радиогенный, метаморфогенный, глубинный и т.д.

Развитие концепции Б.А.Соколова о нефтегазообразовании под влиянием глубинных флюидов, проведенное автором, заключается во включении в этот механизм водорода внешних источников и выявлении его избирательного воздействия на разные литологические типы пород – терригенные и карбонатные. Высоконагретые флюидные потоки выступают и как элементы массопереноса. Важной особенностью при этом является также обнаруженная нами способность водорода провоцировать создание зон трещиноватости за счет проявления водородного охрупчивания пород (С.П.Левшунова, 1994, 2004, S. P. Levshounova, 1991), что при соответствующих тектонических и динамических напряжениях ведет к возникновению на больших глубинах зон разуплотнения.

Список литературы

1. С.П.Левшунова “Водород и его роль в образовании углеводородных газов в осадочных породах земной коры” – Автореф. дис. на соиск. уч.ст. доктора геол-минер наук, М., 1994, с.40.
2. Б.А.Соколов “Новые идеи в геологии нефти и газа”. М., МГУ, 2001, с. 479.
3. S.P.Levshounova “Hydrogen in petroleum geochemistry” – “Terra Nova”, №3, 1992, p.p. 579-585.

ИССЛЕДОВАНИЕ УГЛЕВОДОРОДОВ-БИОМАРКЕРОВ И УГЛЕВОДОРОДОВ АЛМАЗОПОДОБНОГО СТРОЕНИЯ ИЗ РИФЕЙСКИХ, ВЕНДСКИХ И НИЖНЕКЕМБРИЙСКИХ ПОРОД КАТАНГСКОЙ СЕДЛОВИНЫ (ЮЖНАЯ ЧАСТЬ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ)

Гордадзе Г.Н.* Керимов В.Ю. Кузнецов Н.Б. Гируц М.В. Серов С.Г. (РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина), Гайдук А.В. (ООО «РН-Эксплорэйшн»)

В южной части Сибирской платформы известны весьма значительные по запасам месторождения углеводородного сырья, приуроченные к сводовым частям Непско-Ботуобинской и Байкитской антеклиз (Верхнечонское, Талаканское, Чаяндинское, Юрубченское, Куюмбинское, Пайгинское и др.) Интерес к изучению нефтегазоносности этих территорий, выявлению основных закономерностей образования и пространственного размещения уже известных скоплений углеводородного сырья, а также к решению вопросов прогнозирования, обнаружения и локализации новых месторождений традиционно высок. В последние годы этот интерес еще более вырос в связи с тем, что эти нефтегазоносные районы расположены в фактической близости от трассы трубопроводной системы Восточная Сибирь – Тихий океан, наполнение которой, в числе прочего, связывается с запасами и ресурсами этих территорий.

Сибирская платформа характеризуется двучленным строением верхних уровней земной коры. Нижний структурный уровень – фундамент, сложен преимущественно метаморфическими породами и гранитоидами раннедокембрийского (архейско-раннепротерозойского возраста). Верхний структурный уровень – платформенный чехол, сложен недислоцированными или слабо дислоцированными толщами пород, совокупный стратиграфический объём которых охватывает интервал от нижнего рифея (от мезопротерозоя) до кайнозоя. В чехле отчетливо обособляются два крупных структурных подразделения. Нижнее подразделение – неравномерно дислоцированные образования рифейского возраста, в сложении которых участвуют терригенные, глинистые (в том числе высокоуглеродистые) и карбонатные породы. Суммарная мощность (толщина) рифейских толщ не выдержана по площади: в осевых частях рифтоподобных прогибов (Иркинеевско-Котуйского и др.) она может достигать 6 км и более, а в сопряженных палеоподнятиях – существенно сокращена, вплоть до полного выклинивания, например, в сводовой части Непско-Ботуобинской антеклизы. Верхнее структурное подразделение – это практически не дислоцированные образования, сводный стратиграфический разрез которых охватывает интервал от венда до кайнозоя и имеет мощность от 0 до нескольких километров. Этот разрез лишен сколько-нибудь значимых структурных несогласий внутри себя и представлен разнообразными осадочными, а на девонском и нижнетриасовом уровнях – вулканогенно-осадочными образованиями.

Деформации, проявленные перед началом этапа накопления верхнего (вендско-кайнозойского) яруса чехла Сибирской платформы привели к тому, что на древнюю (предвендскую) эрозионную поверхность оказались экспонированы толщи, слагающие разные элементы рифейского разреза. Выведенные к земной поверхности породы рифея оказались под длительным воздействием процессов гипергенной дезинтеграции, химического и физического выветривания, а карбонатные породы еще и карстообразования. Все это существенно увеличило фильтрационно-емкостные характеристики приближенных к предвендской эрозионной поверхности рифейских образований.

Генерационно-аккумуляционные углеводородные системы (ГАУС) южной части Сибирской платформы парагенетически связаны, в основном, с рифейскими толщами, терригенными/терригенно-карбонатными толщами вендского возраста и соленосно-карбонатными толщами кембрия. Рифейские толщи высокоуглеродистых пород, содержания $C_{орг}$ в которых может достигать 13,62 % [6], играют в этих ГАУС роль главных нефтематеринских пород. Выведенные на предвендскую эрозионную поверхность, дезинтегрированные, химически и физически выветрелые и закарстованные на предвендском эрозионном этапе рифейские породы, вместе с налегающими на них со структурным несогласием высокопористыми (высокопроницаемыми) вендскими терригенными

породами базальных уровней разреза вендско-кайнозойского яруса чехла Сибирской платформы, являются коллекторами УВ флюидов. Залегающие в самых верхах верхневендской и на нескольких уровнях в нижнекембрийской части разреза вендско-кайнозойского яруса чехла соленосные отложения играют роль региональных флюидоупоров – пород-покрышек.

В сводовых частях Непско-Ботуобинской и Байкитской антеклиз, где расположены крупные скопления УВ, вендские терригенные и карбонатные породы базальных уровней разреза вендско-кайнозойского чехла, местами залегают непосредственно на кристаллических комплексах фундамента. Это означает, что непосредственно под породами-коллекторами нет нефтематеринских пород, а УВ флюид попал в них из нефтематеринских пород путем не вертикальной, а, существенно, латеральной миграции. Можно предположить, что область генерации УВ флюида, аккумулированного в скоплениях, расположенных в сводовых частях Непско-Ботуобинской и Байкитской антеклиз, располагается в пределах пространственно и структурно разделяющей их Катангской седловины. В том числе и для проверки этого предположения было проведено изучение рассеянного органического вещества (РОВ) в рифейских, вендских и кембрийских породах, вскрытых скважиной Кулиндинская-1 (скв. Клн-1), пробуренной компанией ООО "РН-Эксплорейшн" в Катангской седловине в 2012 г.

Скважина Клн-1 вскрыла весь осадочный чехол и примерно на 20 м углубилась в кристаллический фундамент. В целевых интервалах бурения нижней части скважины (суммарной мощностью около 400 м) производился отбор керна, с почти 100% его выносом. Из керна с разных стратиграфических уровней в числе прочего были отобраны пробы для изучения РОВ в породах. На первом этапе исследований для этих проб был выполнен пиролиз методом "Rock-Eval". Только для образцов из глубинного интервала 1834-1846 м из пород, позиционируемых как осинский горизонт нижнекембрийской усольской свиты, были получены результаты, позволяющие классифицировать нефтематеринские свойства пород (по содержанию $C_{орг}$, классификация Б. Тиссо и Д. Вельте и К. Петерса [8]) как «хорошие», «очень хорошие» и «отличные». Органическое вещество (ОВ) определено как «незрелое» (T_{max} меньше 435°C) с II или III типом керогена, а породы, из которых отобраны образцы, еще не вступили в зону «нефтяного окна». Результаты пиролитических исследований в части «незрелости» ОВ пород осинского горизонта скв. Клн-1 хорошо согласуются с результатами микропалеонтологического исследования образцов керна, отобранных из этой же скважины из глубинного интервала 2188 – 2201 м (приблизительно на 350 м глубже осинского горизонта), а именно: «Цветовой индекс (от светло-желтого до темно-оранжевого) лучших по сохранности органостенных микроостатков свидетельствует, что заключающая микрофоссилии толща не испытала интенсивных температурных воздействий (не более 80-100°C)» (персональное сообщение В.Н. Сергеева, ГИН РАН).

По результатам пиролиза "Rock-Eval" было отобрано 4 образца керна для изучения закономерности распределения УВ-биомаркеров (н-алканов, изопренанов, стеранов и терпанов) и УВ алмазоподобного строения (адамантанов и диамантанов) в РОВ пород с целью установления наличия или отсутствия генетической связи с уже открытыми докембрийскими нефтями месторождений Куюмбинское, Пайгинское и др. Детали методики экстракции битуминозной составляющей РОВ из образцов и аналитические процедуры, включая хроматомасс-спектрометрию (исследование высокомолекулярных УВ-биомаркеров: стеранов и терпанов, а также УВ алмазоподобного строения), газожидкостную хроматографию (анализ н-алканов и изопренанов в хлороформенных битумоидах), а также высокоэффективную жидкостную хроматографию (определение группового состава – насыщенные УВ, ароматические УВ, смолы и асфальтены) описаны в работах Г.Н. Гордадзе [1, 2, 3].

Результаты исследований. Битуминозность пород (количество хлороформенного битумоида «А») средняя и низкая: 0.02-0.04% в обр. №№ 2-4, и только в образце № 1 – высокая (0.16%). Относительное распределение н-алканов показано на рис. 1А, изопренанов пристана и фитана на рис. 1Б. Геохимическая характеристика ОВ пород по н-алканам и изопренанам показана на рис. 2А, стеранам на рис. 2Б и терпанам на рис. 2В.

Анализ данных. Отличительной чертой ОВ пород из скв. Клн-1, является аномально высокая концентрация н-алкана C_{13}. Причем, в образцах № 1–3 его относительное содержание варьирует в пределах 30.9–34.0%, а в образце № 4 относительное содержание н-$C_{13}H_{28}$ составляет 14.6%. Величина отношения н-C_{13}/(н-C_{12}+н-C_{14}) в обр. № 1–3 варьирует в пределах 1.8–2.8, а в обр. № 4 она составляет 1.0. Нечетность н-алканов C_{15} и C_{17} наблюдается в обр. № 1–2 (величина отношения н-C_{15}+н-C_{17})/2хн-C_{16} составляет 1.1–1.2).

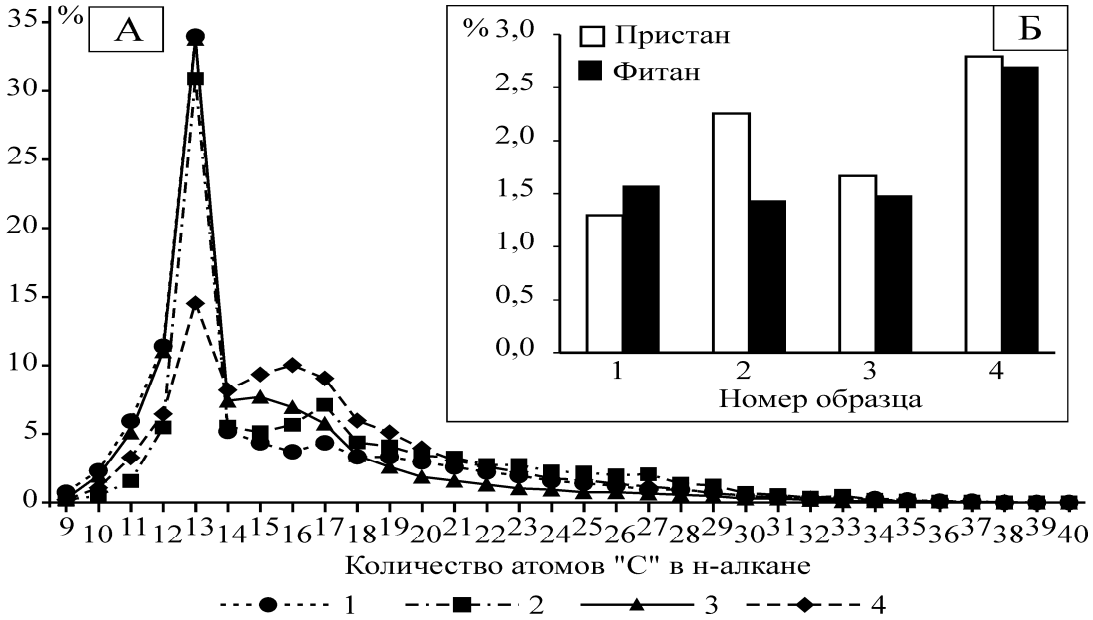


Рисунок 1. *Относительное распределение н-алканов (C_9-C_{40}) (А) и изопренанов (пристана и фитана) (Б) в РОВ пород. 1-4 – номера образцов.*

Наиболее низкая величина генетического показателя – отношения пристан/фитан – отмечается в обр. № 1, 3 и 4 (0.8–1.1). В образце № 2 величина этого показателя выше – 1.6. Это означает, что накопление ОВ и аккумуляции осадков в обр. № 1, 3 и 4 происходило в морской восстановительной обстановке, в обр. № 2 – в субокислительных условиях и/или ОВ было подвергнуто воздействию более высоких температур.

В образцах пород № 1, 2, 4 присутствует гомологический ряд 12- и 13-метилалканов, что является отличительной чертой древних нефтей рифея Восточной Сибири (например, нефти месторождений Куюмба, Ярактинское и др. [1]). В этих же образцах ОВ пород наблюдается присутствие нерегулярного изопренана – сквалана (2, 6, 10, 15, 19, 23-гексаметилтетракозана).

Необходимо отметить, что ни 12- и 13-метилалканы, ни сквалан в обр. № 3 не наблюдаются. Это может означать, что ОВ в образце №3 может иметь более молодой источник, не характерный для древних нефтей Восточной Сибири. То есть нефть из обр. № 3 (ванаварская свита) имеет очаг генерации, отличный от такового для № 1, 2, 4. Хорошие коллекторские свойства обр. №3 могут объяснить присутствие более молодых нефтей, которые мигрировали из очага генерации более молодого возраста. Однако для точного установления источника этой нефти необходимо изучение бóльшего количества образцов из данного региона. А также для установления путей миграции и установления четкой корреляции нефть – нефтематеринская порода необходимо комплексное рассмотрение всех тектонических, геохронотермобарических и геохимических аспектов проблемы.
Стераны. По величине таксонометрического коэффициента по Грандхаму – отношению регулярных стеранов C_{28}/C_{29} – к докембрийским нефтям ближе всего из изученных образцов пород ОВ образца № 1 (отношение составляет 0.3) (Рис. 1Б). Так, например, в докембрийских нефтях Куюмбы, в среднем, этот показатель равен 0.35 [3]. В остальных изученных образцах № 2–4 величина отношения стеранов C_{28}/C_{29} выше и варьирует в пределах 0.55–0.64, что по Грандхаму соответствует ОВ девонских и каменноугольных отложений. Нужно отметить и то, что таксонометрический коэффициент

Грандхама применим только для чисто морского ОВ (докембрийские породы являются исключением), поскольку в ОВ континентального генезиса изначально заложена относительно высокая концентрация стерана состава C_{29}, но в этом случае величина отношения пристана к фитану больше 3. Отношение стеранов C_{27}:C_{28}:C_{29} в обр. №№2–4 довольно близкое (в среднем 31:26:43%), в отличие от обр. № 1 (18:19:63%).

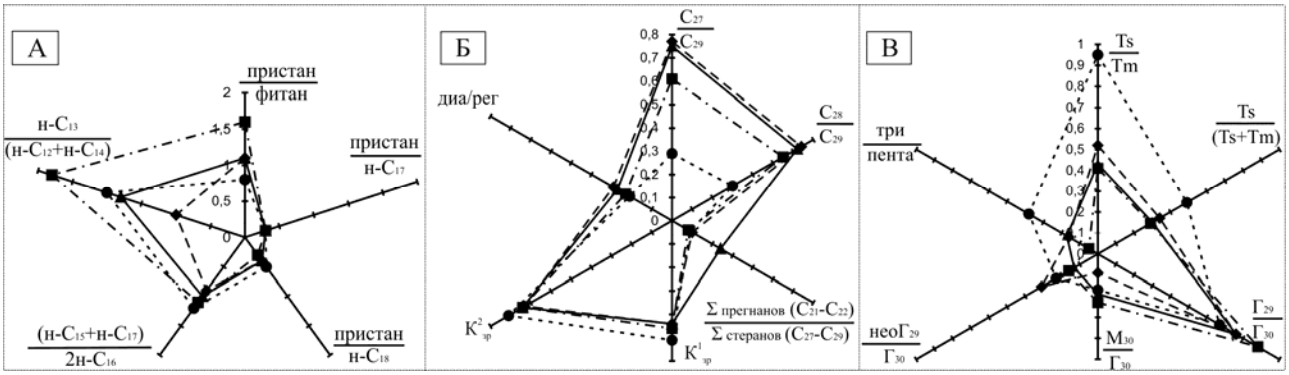


Рисунок 2. *Геохимическая характеристика РОВ пород по А - н-алканам и изопренанам; Б – стеранам; В – терпанам.*

Прегнаны C_{21}–C_{22}, как правило, в докембрийских нефтях практически отсутствуют. В ОВ обр. № 1, 2 и 4 (в среднем 0.09) также наблюдается самое маленькое значение отношения $\Sigma(C_{21}–C_{22})/\Sigma(C_{27}–C_{29})$, против 0.24 в обр. № 3.

Как известно, коэффициенты зрелости $К^1_{зр}$ и $К^2_{зр}$ в равновесии составляют 0.55 и 0.85–0.86, соответственно. Ни в одном из изученных образцов эти коэффициенты не достигли равновесных состояний (Рис. 2Б), но, тем не менее, РОВ изученных пород по зрелости достигло «нефтяного окна». Величина $К^2_{зр}$, рассчитанная по стеранам C_{29}, имеет самое высокое значение в ОВ обр. № 1 – 0.81, против 0.73–0.74 в обр. № 2–4. Низкая величина отношения диа/рег стеранов – 0.21 и 0.23, в обр. № 1 и 2, соответственно, свидетельствует о том, что накопление ОВ и аккумуляция осадков этих образцов происходило в карбонатных толщах, а в обр. № 3 и 4 в глинисто-карбонатных толщах 0.27 и 0.29.

Терпаны. Во всех изученных образцах наблюдаются пониженные значения параметров зрелости Ts/Tm. В докембрийских нефтях параметр зрелости, в среднем, составляет 0.93. Однако, в обр. № 1 это значение выше – 0.95, против 0.45, в среднем, в обр. №№ 2–4 (Рис. 2В).

Величина отношения хейлантанов к гопану (три/пента) в изученных образцах варьирует в широких пределах – от 0.05 до 0.38. И это отношение в обр. №1 выше остальных – 0.38 против 0.13, в среднем, в обр. № 2–4. В докембрийских нефтях Куюмбы это отношение, в среднем, составляет 0.59 [3].

Углеводороды алмазоподобного строения – адамантаны и диамантаны. Образцы № 2 и 4 содержат большое количество протоадамантанов. Тогда, как образцы № 1 и 3 содержат очень большое количество протодиамантанов. В образцах № 2 и 4 протодиамантаны практически отсутствуют. По распределению адамантанов и диамантанов среди ОВ изученных пород наиболее близкое распределение к докембрийским нефтям наблюдается в образцах № 1 и 3 (Табл. 1).

Таблица 1. *Геохимическая характеристика ОВ пород по адамантанам и диамантанам*

№ обр.	Относительное содержание (%) наиболее устойчивых изомеров			
	Адамантанов		Диамантанов	
	$\frac{1МА}{\Sigma МА}$	$\frac{1,3\partial МА}{\Sigma \partial МА}$	$\frac{1,3,5mMA}{\Sigma mMA}$	$\frac{4МД}{\Sigma МД}$
1	68	30	20	41
2	64	26	18	39
3	59	24	14	43
4	59	25	19	37

Выводы. Геохимическое изучение особенностей состава углеводородов-биомаркеров (стеранов, терпанов, н-алканов, 12-, и 13-метилалканов, изопренанов) и углеводородов алмазоподобного строения ОВ из образцов керна рифейских – нижнепалеозойских пород скв. Клн-1 показало, что ОВ всех изученных образцов пород по распределению стеранов C_{29} достигло «нефтяного окна». Поскольку пиролитические и микропалеонтологические исследования исключают такую возможность для ОВ самих пород из скважины Ку-1, наиболее вероятно, что некоторые компоненты ОВ попали в пластовые флюиды из матрицы изученных пород, а некоторые (включая, достигшие «нефтяного окна») – привнесены извне (реликты миграции нефтенасыщенных флюидов). В образцах № 1 и 3 фиксируется аномально высокая относительная концентрация н-тридекана, что обычно не наблюдается в нефтях. В обр. № 2 и 4, по-видимому, присутствует эпигенетичное ОВ.

Во всех образцах, за исключением обр. № 3, присутствует гомологический ряд 12- и 13-метилалканов, что характерно только для докембрийских нефтей Восточной Сибири. Однако, по распределению стеранов C_{27}:C_{28}:C_{29}, к докембрийскому ОВ можно отнести только обр. № 1, хотя данный образец отобран из кембрийских отложений (осинский горизонт усольской свиты).

При сравнении распределения УВ-биомаркеров, а также адамантанов и диамантанов в ОВ изученных пород выявлено большое сходство распределения УВ в ОВ обр. № 1 с докембрийскими нефтями месторождения Куюмба.

В изученных пластовых флюидах, экстрагированных из осинского горизонта (обр. № 1), зафиксированы компоненты ОВ, чужеродные коренной породе и привнесенные в нее извне, наиболее вероятно из источников, материнских для месторождения Куюмба. Таким образом, геохимические исследования подтверждают миграцию УВ флюидов, имеющих сходные с нефтями Куюмбинского месторождения признаки, из Катангской седловины.

Литература

1. Баженова О.К., Алефьев О.А. Особенности состава биомаркеров докембрийского органического вещества Восточно-Европейской платформы// Геохимия. 1998. №3, С. 286-294.
2. Гордадзе Г.Н., Гируц М.В., Кошелев В.Н. Прикладная органическая геохимия Территория Нефтегаз. 2010. № 3. С. 96-102.
3. Гордадзе Г.Н. Термолиз органического вещества в нефтегазопоисковой геохимии. М.:ИГиРГИ, 2002 г.
4. Конторович А.Э., Беляев С.Ю., Конторович А.А., Старосельцев В.С., Мандельбаум М.М., Мигурский А.В., Моисеев С.А., Сафронов А.Ф., Ситников В.С., Филипцов Ю.А., Хоменко А.В., Еремин Ю.Г., Быкова О.В. Тектоническая карта венд-нижнепалеозойского структурного яруса Лено-Тунгусской провинции Сибирской платформы // Геология и геофизика, 2009, т. 50, № 8, С. 851-862.
5. Мельников Н.В., Филипцов Ю.А., Вальчак В.И., Смирнов Е.В., Боровикова Л.В. Перспективы нефтегазоносности чуньского рифей-вендского осадочного бассейна на западе сибирской платформы. Геология и геофизика. 2008. Т. 49. № 3. С. 235-243.
6. Филипцов Ю.А., Старосельцев В.С. Рифейские прогибы – основные источники нефти и газа в западной части Сибирской платформы // Геология нефти и газа. 2009. №6. С. 40-56.
7. Howard J.P., Bogolepova O.K., Gubanov A.P., Gómez-Pérez M. The petroleum potential of the Riphean–Vendian succession of southern East Siberia // Geological Society, London, Special Publications. 2012. V. 366, P. 177-198.
8. Peters K. E. Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis // AAPG Bulletin. 1986. V.70. № 3. P. 318-329.

Исследования проведены при финансовой поддержке Минобрнауки России в рамках выполнения базовой части государственного задания проектов №2330 и № 2470 «Проведение научно-исследовательских работ (фундаментальных научных исследований, прикладных научных исследований и экспериментальных разработок)».

ORGANIC GEOCHEMICAL VARIATIONS AMONG EARLY CRETACEOUS SOURCE ROCKS FROM WEST AFRICAN RIFT BASINS BASED ON MOLECULAR RATIOS AND ISOTOPIC COMPOSITION OF *N*-ALKANES

Pedentchouk N.* (University of East Anglia), Freeman K.H. (Pennsylvania State University), Harris, N.B. (University of Alberta), Cooper R. (University of East Anglia)

Introduction

Sedimentary basins along both sides of the South Atlantic contain multiple petroleum systems with source rocks formed in different depositional environments. Even though the area has been the target of intensive petroleum exploration for several decades (Katz and Mello, 2000), published information on organic geochemistry of source rocks in these basins (e.g. Gonçalves, 2002) is still very limited. Lacking in particular are molecular-level studies that integrate molecular and stable isotope methodologies. Such information significantly enhances not only the characterization of individual source rocks but also improves the reliability of source rock – oil/gas reservoir correlations. This project used molecular and stable C and H isotope compositions of *n*-alkanes in 57 core samples to characterize Lower Cretaceous lacustrine source rocks from several stratigraphic intervals in the pre-salt sections of the Gabon, Congo (the Viodo area), and Kwanza (Angola) basins in West Africa.

Results

We determined carbon preference index (CPI, in the range of *n*-C_{24} to *n*-C_{34} alkanes) and C and H isotope compositions of *n*-C_{19}, *n*-C_{23}, *n*-C_{27} alkanes assumed to represent algal/bacterial, aquatic macrophyte, and terrestrial plant wax organic matter, respectively. Plotting $\delta^{13}C$ vs. $\delta^{2}H$ values of these *n*-alkanes (Fig. 1) reveals clear separation among several source rocks. First, the samples from the Kwanza Basin are totally separated from the Congo 1 and 2 Basin samples. Second, the samples from the Congo 1 and 2 Basins are relatively ^{2}H-enriched in comparison with the other two basins. Finally, the isotopic compositions of *n*-C_{19} and *n*-C_{23} alkanes from Congo 2 (Lower Marnes Noire (LMN) and Toca 1 Formations) are ^{2}H-enriched in comparison with Congo 1 (Upper Marnes Noire (UMN) and Middle Marnes Noire (MMN) Formations).

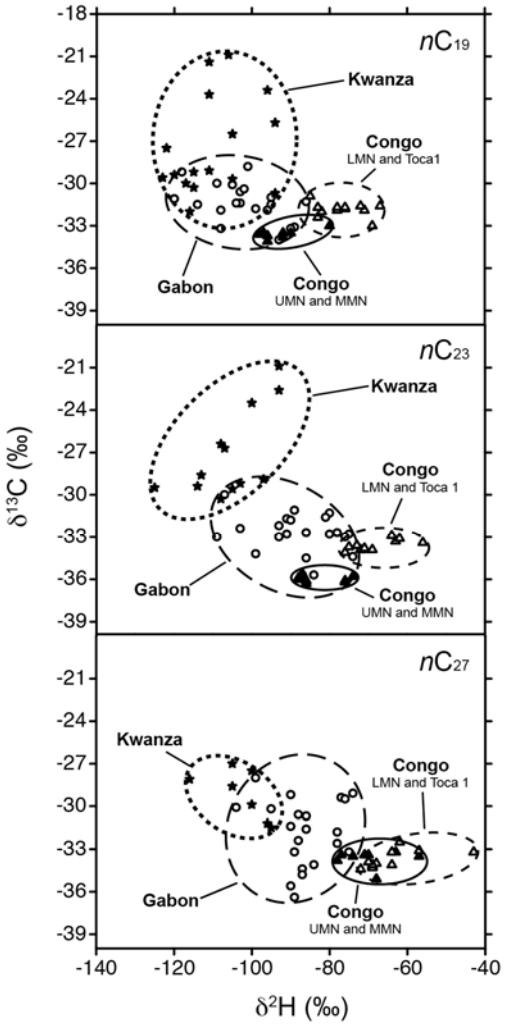


Figure 1. *C and H isotope compositions of n-alkanes in the Gabon, Congo, and Kwanza basins.*

To provide further detail with regard to source rock discrimination and to identify which fingerprint properties are most diagnostic, we subjected the above 7 parameters (CPI and $\delta^{13}C$ and $\delta^{2}H$ values of *n*-C_{19}, *n*-C_{23}, *n*-C_{27} alkanes) to principal component analysis (Fig. 2). We found that principal component 1 (PC1), which accounts for 62.63% of data variability, weighs heavily upon C and H isotope compositions as discriminators between the source rocks in the Congo 1/Congo 2 Basins versus the Kwanza/Gabon Basins, and also between the latter two basins: Figure 2 (right) demonstrates strongly opposing loadings on H and C isotopes displayed by the extended arrows.

Principal component 2 (PC2), which explains 16.81% of data variance, on the other hand, weighs heavily upon CPI as discriminator between Congo 1 and Congo 2 Basins, while also providing discrimination between the Kwanza and Gabon Basins. This can be seen in Figure 2 (right) by the extended CPI arrow.

These statistical data indicate that C and H compositions of *n*-C_{19}, *n*-C_{23}, *n*-C_{27} alkanes are most useful at discriminating source rocks among the three geographically different basins – the Gabon, Congo, and Kwanza. The CPI values, however, provide further discriminatory power within the Congo Basin, i.e. Congo 1 and Congo 2, which contain multiple source rocks with overlapping C and H isotope compositions.

Possible Reasons for Source Rock Geochemical Differences

The observed variations in the $\delta^{13}C$ and $\delta^{2}H$ values of *n*-alkanes most likely result from differences among organic matter sources and depositional environments during sediment accumulation. Previous investigation of organic matter sources in Gabon and Kwanza (Pedentchouk et al., 2004) revealed the presence of ^{13}C-enriched biomarkers from green sulphur bacteria (*Chlorobiaceae*) in the Maculungo Shale. Variations in the contribution of ^{13}C-enriched *n*-C_{19} and *n*-C_{23} alkanes from green sulphur bacteria in Kwanza would explain both the large spread of $\delta^{13}C$ values of these samples as well as the relative ^{13}C-enrichment of Kwanza samples in comparison with Gabon and Congo 1 and 2 samples, which contain primarily ^{13}C-depleted algal biomass.

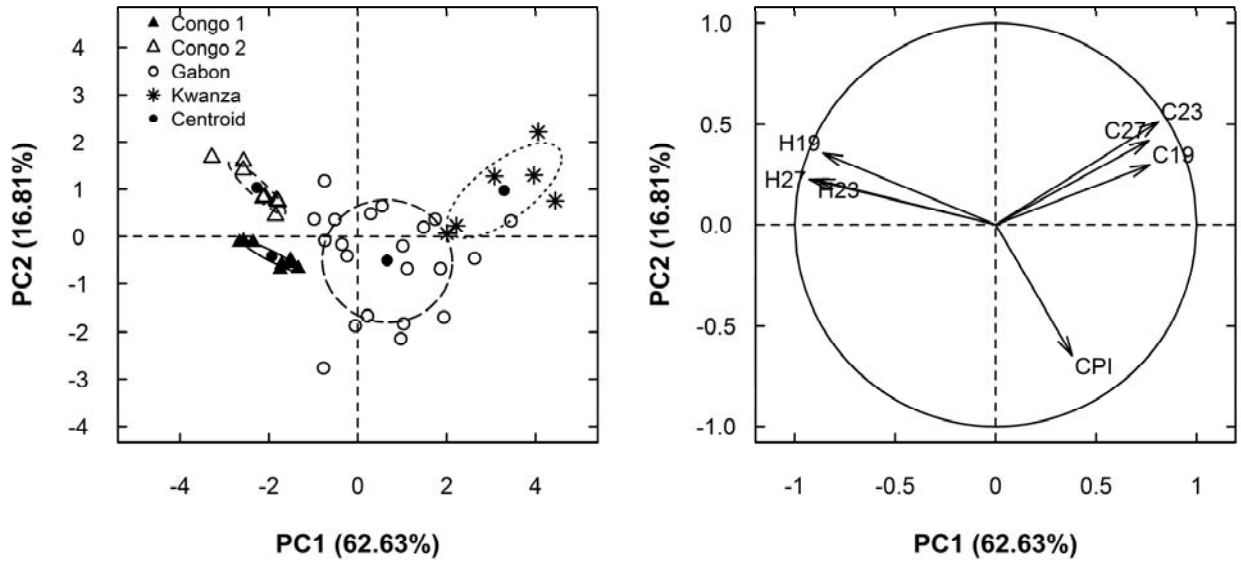


Figure 2. *Principal component analysis of West African source rocks (left) and fingerprint loadings (right) for PC1 and PC2 using 7 fingerprint properties. Ellipsoids encompass 50% of the data range.*

The relative ^{2}H-enrichment of *n*-alkanes in the Congo 1 and Congo 2 Basin could be explained as a result of more arid conditions in comparison with the Gabon Basin (Harris, unpublished data). Furthermore, greater ^{2}H-enrichment of *n*-C_{19} and *n*-C_{23} alkanes in the Congo 2 Basin in comparison with the Congo 1 Basin could have resulted from more arid conditions (and thus greater lake water evaporation and evapotranspiration) and/or varying proportions of ^{2}H-enriched biomass in the former basin.

The relative ^{2}H-depletion of *n*-alkanes from the Kwanza Basin can be explained by possible influence of marine water during accumulation of the Maculungo Shale (unpublished data). Organic matter biosynthesized under the influence of marine water may have ^{2}H-depleted values in comparison with other two basins because the source water would not have been significantly influenced by lake water evaporation and/or evapotranspiration affecting soil and leaf water during terrestrial plant growth. Additionally, this basin could have experienced an incursion of ^{2}H-depleted water during interglacial periods due to ice cap melting. A similar pattern – whereby marine-sourced oils showed ^{2}H-depletion in comparison with lacustrine oils – was observed by Santos Neto and Hayes (1999) in the Potiguar Basin in Brazil.

The reason for the differences in the CPI values among the formations grouped in Congo 1 and Congo 2 is not clear. These differences could have resulted from variations in the thermal maturity of organic matter or/and variations in the contribution of aquatic and terrestrial biomass. Because bulk and biomarker thermal maturity parameters (unpublished data) suggest similar levels of maturity, we favour the latter explanation.

Conclusion

This study demonstrates the usefulness of a combined molecular and stable C and H investigation of *n*-alkanes for characterising palaeolacustrine source rocks from several stratigraphic intervals in the Gabon, Congo, and Kwanza Basins. Such an integrated approach results in more detailed understanding of petroleum systems in the Early Cretaceous West African basins and provides a template for similar studies in the contemporaneous Brazilian sedimentary basins on the other side of the South Atlantic. Future studies should take advantage of this integrated molecular level approach not only for source rock characterisation but also for source rock - oil/gas reservoir correlations.

References

1. Gonçalves, F., 2002. Organic and isotope geochemistry of the Early Cretaceous rift sequence in the Camamu Basin, Brazil: paleolimnological inferences and source rock models. Organic Geochemistry **33**, 67–80.
2. Katz, B.J., Mello, M.R., 2000. Petroleum systems of South Atlantic marginal basins-An overview. In: Mello, M.R., Katz, B.J. (Eds.), Petroleum Systems of South Atlantic Margins, AAPG 73. AAPG Memoir and PETROBRAS, Tulsa, Oklahoma, pp. 1-13.
3. Pedentchouk, N., Freeman, K. H., Harris, N.B., Clifford, D.J., Grice, K., 2004. Sources of alkylbenzenes in Lower Cretaceous lacustrine source rocks, West African rift basins. Organic Geochemistry **35**, 33-45.
4. Santos Neto, dos, E. V. & Hayes, J. M., 1999. Use of hydrogen and carbon stable isotopes characterizing oils from the Potiguar Basin (Onshore), northeastern Brazil. AAPG Bulletin **83**, 496–518.

КОМПЛЕКСНОЕ ГЕОХИМИЧЕСКОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ФЛЮИДОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ АЗЕРБАЙДЖАНА

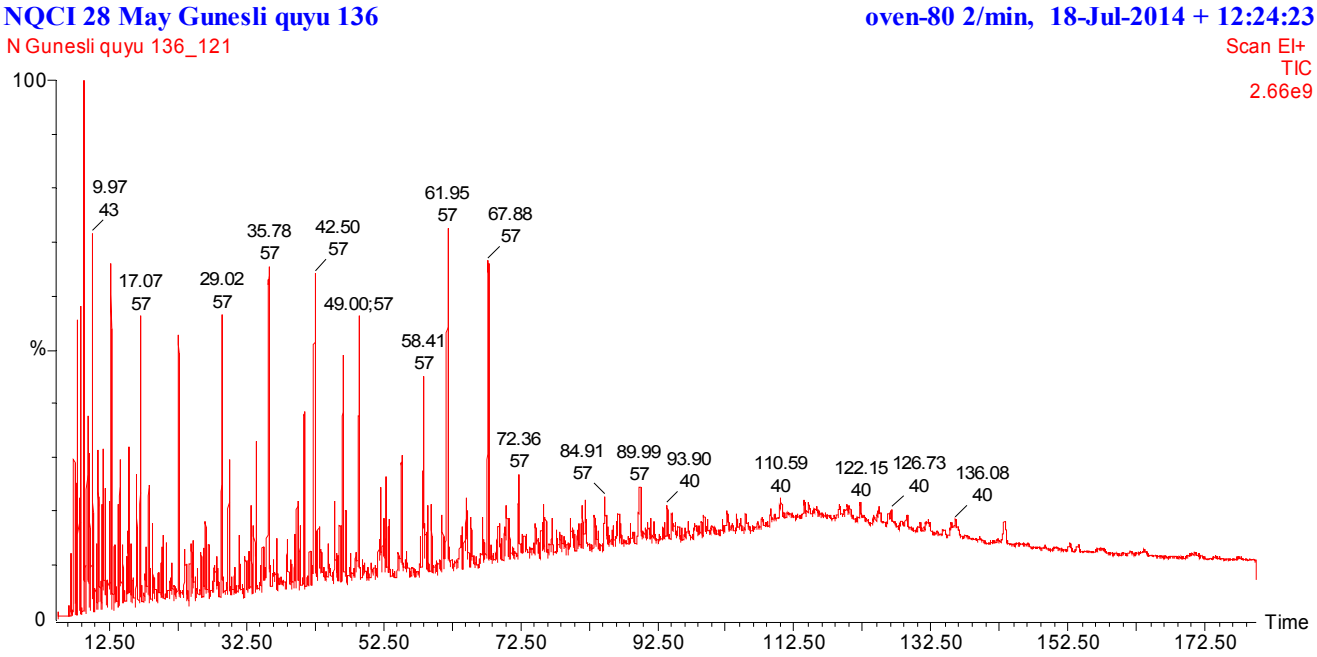
Максакова О.П.*, Бабаев Ф.Р., Мартынова Г.С., Мамедова С.Г., Нанаджанова Р.Г.
(Институт Геологии и Геофизики НАНА Баку AZ1143, просп.Г.Джавида,119)

Интерес к флюидам «старых» месторождений акватории Каспийского моря еще не исчерпан, так как знания углеводородного состава, и особенно биомаркеров, сохранивших характерные черты строения, исходных биоорганических соединений, дают возможность для реконструкции условий образования и превращений нефти.

Среди алканов биомаркерами являются: н-алканы, изо- и антеизоалканы, 7-метилгептадекан, 12-метилалканы, состава C_{24}–C_{30} и 13-метилалканы, состава C_{26}–C_{30} и изопренаны.

Объектом исследований являлись пробы флюидов месторождения Guneshli, взятые с различной глубины и горизонтов.

Хромато-масс-спектрометрические исследования насыщенных и ароматических УВ проводились на системе, включающей хромато-масс-спектрометр Clarus 680, имеющий интерфейс с высокоэффективным масс-селективным детектором Clarus SQ8T. Хроматограф снабжен кварцевой капиллярной колонкой длиной 60 м, диаметром 0,25 мм, импрегнированной фазой Rtx-1MS. Газ-носитель - гелий, скорость потока 1мл/мин. Температура испарителя 300°C; программирование подъема температуры от 80 до 300 °C со скоростью 2°C/мин с последующей изотермой в течение 70 мин. Ионизирующее напряжение источника 70 эВ, температура источника 250°C. Хроматограммы углеводородов получены по общему ионному току (TIC) и характеристическим фрагментным ионам (SIR). Идентификацию индивидуальных УВ проводили посредством компьютерного поиска в библиотеке Национального Института Стандартов NIST-08 (более 130 тыс. масс-спектров органических соединений), по литературным данным и с помощью реконструкции структур по характеру ионной фрагментации при электронном ударе.



Ниже представлена масс-хроматограмма для расчета геохимических параметров (***рис.1***).

Рисунок 1. *Хроматограмма флюида месторождения "Guneshli".*

По типизации нефть месторождения Guneshli можно отнести к нефтям типа парафино-нафтеновая (A_1). Нормальные алканы присутствуют от C_4 до C_{32} (в зависимости от скважины – что представлено в таблице 1)

Групповой состав УВ нефти месторождения «Guneshli»

Таблица 1

Образец	Norm – alc	Iso – alc %	Iso - преноиды %	∑ алканы	Нафтеновые					∑ нафтены	Арены			∑ арены
					mono	bi	tri	tetra	penta		mono	bi	tri	
Guneshli скв.250	24.88	50.19	17.55	74.92	16.07	0.25	0.13	3.63	1.95	22.4	1.86	0.93	0.01	2.8
Guneshli скв.244	20.37	46.35	10.37	66.73	23.15	0.78	-	1.31	1.44	26.68	4.77	1.4	0.43	6.6
Guneshli скв.293	12.64	48.99	12.63	61.63	26.12	2.76	-	3.65	2.21	34.74	3.37	0.26	-	3.63
Guneshli скв.212	9.72	38.8	9.54	48.51	41.78	1.79	2.27	-	1.53	47.37	3.62	0.49	-	4.12
Guneshli скв.135	22.37	43.68	9.86	66.05	27.66	0.39	1.11	3.00	0.39	27.66	4.43	1.02	0.83	6.28
Guneshli скв.136	23.72	45.89	9.61	69.62	20.61	0.78	0.04	1.71	1.45	24.59	4.6	1.2	-	5.8

Идентификация пиков нормальных и изоалканов проводилась по времени удерживания, характеризующем сорбционную способность индивидуальных соединений, что и отображалось на хроматограмме алкановой фракции в режиме TIC.

Максимум нормальных алканов приходится на C_{13} (от 1.37% до 3,2%) в четырех скважинах. В двух других, максимум составляет C_{14} – 3,21% и C_{16} – 2,08%. Эти пробы нефти отличаются очень малым содержанием н-C_{17} и н-C_{18}, либо вовсе их отсутствием. В таблице 2 представлена эта характерная особенность.

Максимумы УВ и данные о распределении н-алканов в исследуемой нефти свидетельствуют о развитии фитопланктона в толще воды при накоплении исходного вещества. Отношение пристана к фитану меняется от 1,14 до 1,22, что указывает на восстановительные условия. По величине коэффициента нечетности от 1,03 до 1,26 можно было бы считать эту нефть зрелой, если бы не незначительное содержание или отсутствие н-алканов C_{17}, C_{18} (табл.2).

Геохимическая характеристика нефти скважин месторождения Guneshli

Таблица 2

Скважина	Горизонт	Глубина	Max C %	Pr, %	Ph, %	Pr/Ph	C_{17}	C_{18}	CPİ	Примечание
135	X	3148-3084	C_{13} - 2.64	3.12	2.73	1.14	0.07	0.04	1.04	Н-алканы от C_4 до C_{27}. Отсутствует C_{23}.
250	LD	3024-2983	C_{13} - 3.2	3.68	3.22	1.14	0.22	0.22	1.03	Н-алканы от C_4 до C_{32}.
136	X	2990-2980	C_{13} - 3	4.12	3.39	1.22	0.33	0.33	1.04	Н-алканы от C_4 до C_{26}. Отсутствует C_{23}.
293	IX	2987-2907	C_{13} - 1.37	5.36	4.43	1.21	0	0	1.26	Н-алканы от C_7 до C_{25}. Отсутствуют C_{17}, C_{18}.
244	ILD	2998-2972	C_{14} - 3.21	4.06	3.58	1.14	0	0	1.16	Н-алканы от C_8 до C_{24}. Отсутствуют C_{17}, C_{18}.
212	ILD	3000-2940	C_{16} - 2.08	4.60	3.75	1.23	0	0	1.20	Н-алканы от C_4 до C_{21}. Отсутствуют C_{10}, C_{17}, C_{18}.

Другие соединения идентифицировались по характерным осколочным ионам, при отношении их массы к заряду (m/z) 191 (три-, тетра- и пентациклические терпаны), m/z 217 (стераны), m/z 218 (изостераны), m/z 259 (диастераны), m/z 231 (триароматические стероиды), m/z

253 (моноароматические стероиды), m/z 178(фенантрен), m/z 192 (метилфенантрены), m/z 184 (дибензотиофен), m/z 198 (метилдибензотиофены).

Была установлена связь между низкомолекулярными стеранами C_{27}-C_{29} и геохимической обстановкой нефтеобразования, геологическим возрастом нефти и относительной концентрацией трициклических терпанов, состава C_{19}-C_{26} - хейлантанов. В нефтях со значительным континентальным привносом относительная концентрация прегнанов и хейлантанов уменьшается по сравнению с одновозрастными нефтями морского генезиса. По биомаркерным показателям C_{19}-C_{26} и C_{27}-C_{29} в изученных образцах наблюдалась неоднородность в составе органического вещества, которая изменяется от сапропелевого до сапропелево-гумусового.

По распределению генетических показателей регулярных стеранов, состава C_{27}, C_{28}, C_{29} отмечается идентичная картина – в стеранах глубоководной морской нефти наблюдаются близкие концентрации. «…Необходимо заметить, что по m/z 217, 218 смол видно плохое разделение пиков, соответствующих регулярным стеранам C_{29}, что не наблюдается в сырых нефтях» [1] .

В нашем случае как раз в сырой нефти наблюдается неполное разделение пиков C_{28}, C_{29} (S и R). Эта нефть отличается невысоким содержанием трициклических терпанов (C_{19} - C_{26}) , превалирует гопан H_{30} и в малой концентрации - гаммацеран.

Геохимические показатели по стеранам представлены на рис.2 и в таблице 3.

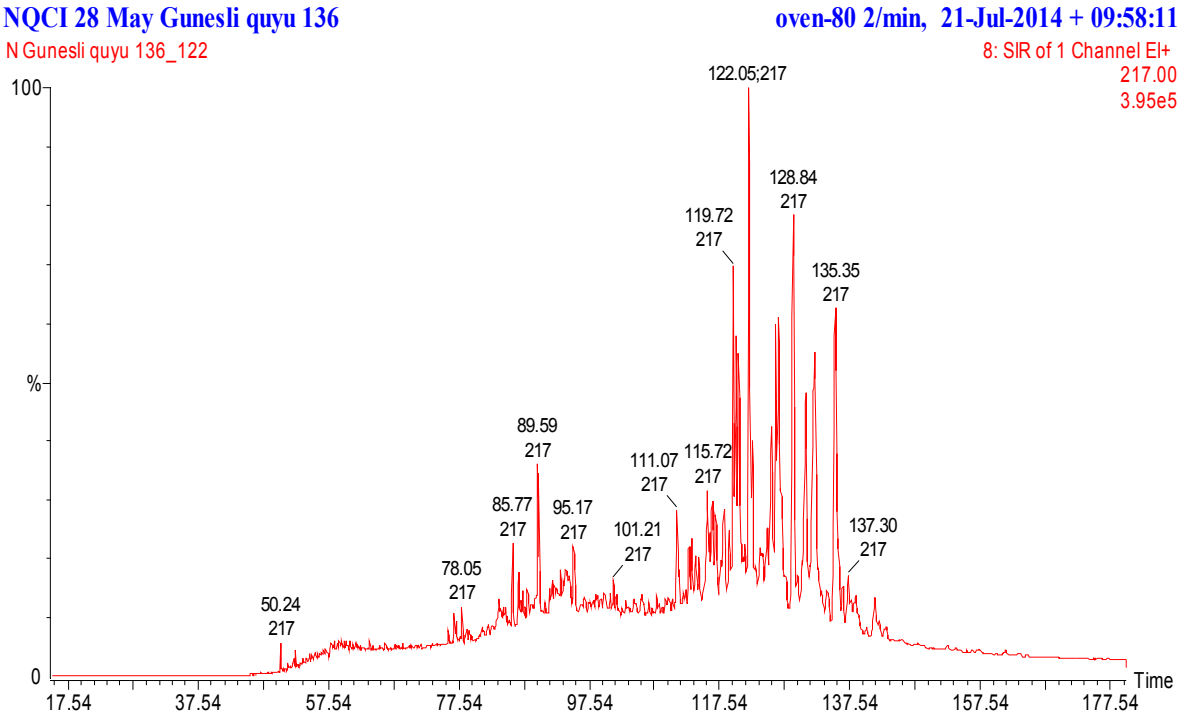


Рисунок 2. *Масс-спектр регулярных стеранов (m/z 217)*

Геохимическая характеристика нефти месторождения Guneshli по стеранам

Таблица 3

N/N	Скважина	Глубина, м	Регулярные стераны			Стераны C_{29}		
			C_{27}/C_{29}	C_{28}/C_{29}	$C_{27}:C_{28}:C_{29}$	K_{3p}^1	K_{3p}^2	диа/рег
1	135	3148 - 3084	0.87	1.05	29 : 36 : 34	0.39	1.22	1.15
2	250	33024 - 2983	0.62	0.74	27 : 31 : 42	0.4	1.36	0.88
3	136	2990 - 2980	0.72	0.88	28 : 34 : 38	0.36	1.36	1.02
4	293	2987 - 2907	1.07	1.15	33 : 36 : 31	0.4	1.29	1.22
5	244	2998 - 2972	0.76	0.82	29 : 32 : 39	0.42	1.34	0.95
6	212	3000 - 2940	1.13	1.1	35 : 34 : 31	0.53	1.12	1.12

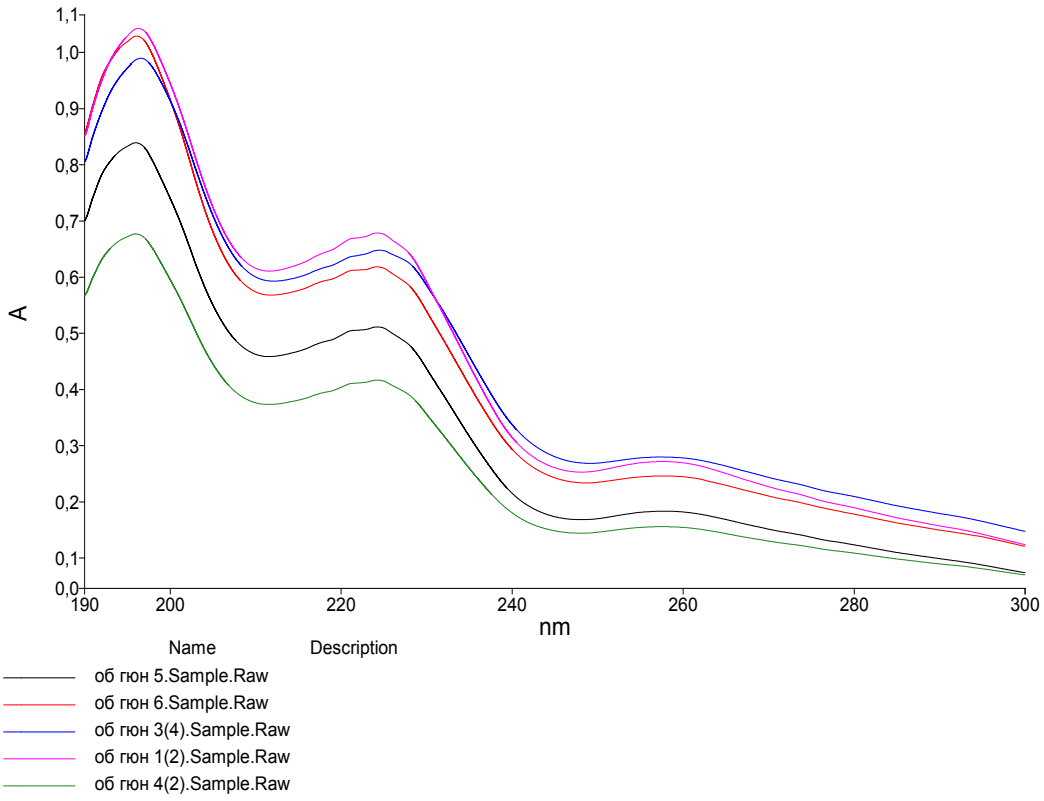


Рисунок 3. *Уф-спектры флюидов Guneshli: 1. скв. 135; 3. скв. 212; 4. скв. 244; 5. скв. 250; 6. скв. 293*

Образцы флюидов Guneshli исследовались методом УФ-спектроскопии на спектрофотометре Lambda 35 в области 190 – 300 нм (рис.3). В качестве растворителя применялся изооктан. Для количественного определения содержания бензолов, нафталинов и фенантренов брались показания оптической плотности (рис. 3, табл.4) при 200, 230, 255 нм и производились соответствующие расчеты. Полученные данные сведены в таблицу 4.

Содержание ароматических УВ в нефти месторождения Guneshli по данным УФ-спектроскопии

Таблица 4

№ образца	Концентрация	Общее содержание ароматики	$C_б$ $C_н$ $C_ф$	D_{200} D_{230} D_{255}
1	0.276	11.41	5.77 2.62 3.02	0.944 0.591 0.2697
2	0.261	11.202	5.59 2.609 2.999	0.866 0.539 0.252
3	0.2495	12.7	6.23 2.99 3.5	0.911 0.584 0.279
4	0.178	10.93	5.71 2.53 2.68	0.593 0.355 0.155
5	0.28	8.52	4.55 1.97 1.99	0.737 0.435 0.182
6	0.288	10.43	5.47 2.34 2.62	0.917 0.538 0.244

Учитывая вышеизложенное, а также величины отношений Pr/Ph>1, данные нефти нельзя отнести к нефтям, генерированным морским глубоководным веществом, которое, как правило, генерируется в резко восстановительной обстановке.

Список литературы

1. Г.Н. Гордадзе, М.В. Гируц, В.Н. Кошелев «Органическая геохимия углеводородов. Книга 1» Издательский центр РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина, 2013 г. 379 с.

ТЕПЛОВОЕ ПОЛЕ СРЕДНЕ- И ВЕРХНЕМИОЦЕНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПАДНО-КУБАНСКОГО ПРОГИБА

Микерина Т.Б. (Кубанский государственный университет)

Западно-Кубанский прогиб (ЗКП) имеет резко ассиметричное строение с пологим относительно слабодислоцированным северным бортом и крутым, сложно построенным южным. Осевой части передового прогиба соответствует Славянско-Рязанский прогиб с глубиной залегания фундамента более 13 км. Южным ограничением этого прогиба служит крупная Анастасиевско-Курчанская зона диапировых и криптодиапировых складок, четко выделяющаяся по третичным отложениям и характеризующаяся относительно приподнятым залеганием фундамента (10-12км). К югу от Анастасиевско-Троицкой зоны расположена узкая Адагумо-Афипская впадина, которая на юге ограничена Ахтырской шовной зоной, а на севере - миоплиоценовой Анастасиевско-Краснодарской антиклинальной зоной диапирового строения.

В составе средне-верхнемиоценовых отложений выделяются тарханский, чокракский, караганский и конкский ярусы среднего миоцена и сарматский, меотический и понтический ярусы верхнего миоцена. Основные залежи в этом комплексе пород приурочены к отложениям среднего (тархан-чокрак) и верхнего (понт-меотис) миоцена Западно-Кубанского прогиба. Отложения тархана-чокрака продуктивны на северном борту прогиба, в Славянско-Рязанской впадине и в пределах Анастасиевско-Курчанской диапировой зоны. Распределение природных резервуаров чокрака, которые формировались в обстановке авандельт и конусов выноса - канально-лопастное. В качестве основных элементов распределения и транспортировки песчаного материала служат структурно-эрозионные депрессии, связанные с каналами и палеоруслами.

Основные особенности распределения теплового поля территории рассмотрены в работах Д.И. Дьяконова, В.Н. Матвиенко, Ф.А. Макаренко, Я.Б. Смирнова и С.И. Сидоренко и др. (1958,1968, 1970,1982, 1984 гг.) Абсолютные значения параметров теплового поля (удельный тепловой поток, тепловой поток, геотермические градиенты и температуры) и особенности их распределения в недрах нефтегазоносных районов являются отражением не только характера геотектонического развития и строения территорий, но и выступают как один из основных термодинамических параметров, которые во многом определяют местоположение, масштабы и интенсивность реализации геолого-геохимических процессов образования, размещения и сохранения залежей углеводородов.

В условиях Западно-Кубанского прогиба объем геотермической информации

значительно выше, что делает возможным анализ регионального теплового поля, отдельных частей этого геоструктурного элемента и локальных площадей. Новые данные по температурным условиям Западного Предкавказья, полученные в последние годы, хотя и не внесли значительных изменений в существовавшие ранее представления о конфигурации, ориентировке и размерах тепловых аномалий в условиях различных глубин, однако позволили уточнить температурные условия в западной части северного борта ЗКП, где геоизотерма 125 ^{0}С на глубине 3000 м протягивается до побережья Азовского моря. Величины геотермических градиентов и геотермических ступеней в ЗКП меняются довольно заметно (рис. 1). На северном склоне ЗКП выделяется аномальная температурная зона, где величины геотермических градиентов меняются от 4,2 ^{0}С/100 м до 4,5-4,7 ^{0}С/100 (рис.2). Соответственно, в этой зоне отмечаются сниженные величины геотермической ступени: 21,2-24,8 м/^{0}С. К югу от северного борта ЗКП наблюдается постепенное уменьшение величин геотермических градиентов и в центральной части ЗКП его величина с востока на запад варьирует от 3,8 до 3,4-3,5 ^{0}С/100 м (рис.3). Величина геотермической ступени увеличивается от 20,1 на востоке до 29,5 м/1^{0}С на западе на побережье Азовского моря.

Для кайнозойских и мезозойских отложений Западно-Кубанского прогиба, как и для всего Западного Предкавказья характерно постепенное возрастание величины геотермического градиента с уменьшением возраста отложений и глубины их залегания (рис.4).

Значительный интерес с точки зрения, возможности разработки прямых методов поисков залежей нефти и газа представляет отмеченный на отдельных продуктивных структурах в верхнемиоценовых отложениях резкий скачок величин геотермических градиентов на глубинах менее 600 м (табл.1). По-видимому, такое характерное резкое изменение величины геотермического градиента свидетельствует о наличии залежей жидких углеводородов. По мнению ряда исследователей на природу таких геотермических аномалий могут влиять различные факторы, но их формирование в большой степени зависит от наличия конвективно-диффузионного тепломассопереноса от залежи углеводородов к поверхности Земли.

В данном случае время существования залежи должно быть достаточно продолжительным для создания устойчивого диффузионного потока.

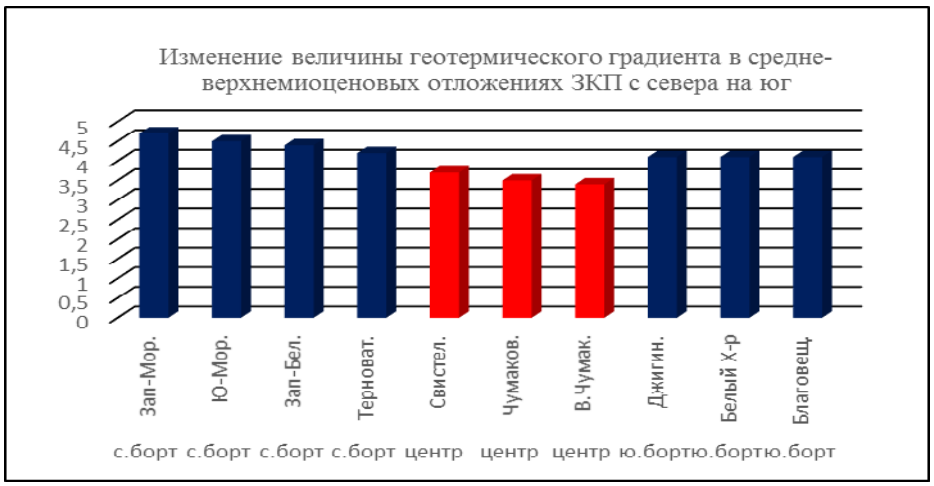


Рисунок 1



Рисунок 2



Рисунок 3



Рисунок 4

Таблица 1

Площадь	№ скв.	Глубина м	Температура (Тпласт.^{0}С)	Геотермический градиент (^{0}С/100 м)
Ахтырско-Бугун.	55	404-408	24,5	6,0
Ахтырско-Бугун.	55	660-663	32,1	4,8
Ахтырско-Бугун.	55	947-950	40,5	4,3
Джигинская	К-466	466-472	26,8	5,7
Джигинская	К-439	726-723	33,4	4,6
Джигинская	К-443	1036-1041	43	4,1
Карская	788	180-187	17,8	9,1
Карская	788	274-81	59,3	6,3

Несмотря на актуальность и кажущуюся престижность разработки прямых геотермических критериев перспектив нефтегазоносности и довольно обширную информацию о приуроченности положительных геотермических аномалий к продуктивным структурам (Осадчий, 1965,1986; Думанский, Федорцов и др., 1969, 1971, Чекалюк, Федорцов, Осадчий, 1974; Макаренко, Сергиенко, 1974 и др.), ряд теоретических вопросов происхождения, существования этих аномалий еще далеки от однозначного решения. Анализ геотермических условий локальных структур в различных нефтегазоносных районах (Матвиенко, Сергиенко, 1973, 1982; Зорькин, Стадник, 1974; Дружинин, 1969,1970; Брайловский, Голиков, 1970; Валуконис и др., 1974 и др.) показал, что характер и амплитуды геотермических аномалий определяются влиянием многих факторов и слабо коррелируется в большинстве своем с продуктивностью структур.

Так, подобные скачки значений величин геотермических градиентов наблюдаются в миоценовых отложениях Восточно-Кубанской впадины (ВКВ) в зоне ее сочленения с Армавиро-Невиномысским валом (АНВ), где к одной из структур приурочено газовое месторождение, а в другой залежи отсутствуют (табл.2). К этой зоне приурочены максимальные геотермические аномалии, связанные с наличием сокращенных разрезов мезозойских отложений АНВ.

Величины геотермических градиентов, как правило обусловлены как величиной удельного теплового потока, так и литологической неоднородностью пород, поскольку теплопроводность пород зависит от их состава. Величины удельных тепловых потоков меняются, возрастая от более древних отложений к более молодым.

Таблица 2

Площадь	№ скв.	Глубина м	Температура (Тпласт.^{0}С)	Геотермический Градиент (град.С/100 м)
С-Бескорбненск.	172	386-392	27,2	6,9
С-Бескорбненск.	171	464-470	29,4	6,3
С-Бескорбненск.	172	702-708	42,5	6,0
Урупская	К-135	312-318	21	6,6
Урупская	К-108	515-521	28,5	5,5
Урупская	К-108	745-751	37,3	5,0

В ЗКП в средне- и верхнемиоценовых отложениях их величины варьируют в пределах 0,87-1,35 *10^{-6}кал/см^2*сек). Количество тепловой энергии, прошедшее через средне- и верхнемиоценовые отложения на южном борту в и юго-восточной части ЗКП не превышает 9,35 *10^8кал/см^2), и на большей части ЗКП по своему гипсометрическому положению еще не достигли главной зоны нефтеобразования. В условиях погруженной части ЗКП, на глубинах менее 3000 м, где пластовые температуры среднемиоценовых пород превышают 90-100^{0}С, интенсивность воздействия глубинных тепловых потоков (менее 10х10^8 кал/см^2) ещё недостаточно для проявления процессов ГФН, но с глубин более 3000 м в зоне действия пластовых температур, превышающих 120^{0}С фиксируется начало главной фазы генерации жидких УВ. Наиболее благоприятные геотермические условия (тепловые потоки и температуры) для генерации УВ нефтяного типа в среднемиоценовых отложениях создаются в пределах северного борта ЗКП, сопряжённого с южным погружением Тимашевской ступени, в зоне температурной аномалии. Тепловой режим верхнемиоценовых отложений характеризуется сравнительно пониженными значениями таких параметров как температура (20-79^{0}С), суммарный тепловой поток (4,85-9,35*10^8кал/см^2), поскольку эти отложения находятся в зоне протокатагенеза, в зоне газогенерации, являясь потенциально нефтематеринскими.

ПРОБЛЕМА ИСТОЧНИКА «ВЕРХНЕЧИМИДИКЭЭНСКОЙ» НЕФТИ

Сивцев А.И., Сюндюков И.Ш.
Институт проблем нефти и газа СО РАН, Якутск, Россия

Перспективы промышленного освоения месторождений тяжелых нефтей в России обусловлены ростом потребности в углеводородах, изменением структуры запасов нефти в сторону тяжелых и высоковязких нефтей, а также развитием эффективных технологий их добычи и переработки. Государство признает важность этой проблемы и намерено освобождать владельцев месторождений тяжелых нефтей от платы налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ).

В этой связи, определенный интерес представляет «Верхнечимидикээнское» нефтепроявление. Нефтепроявление расположено на водоразделе истоков рек Чимидикээн (левый приток р. Тюнг) и Мунакаан (правый приток р. Муна), в области сочленения Вилюйской синеклизы с юго-западным склоном Анабарской антеклизы (рис.1.).

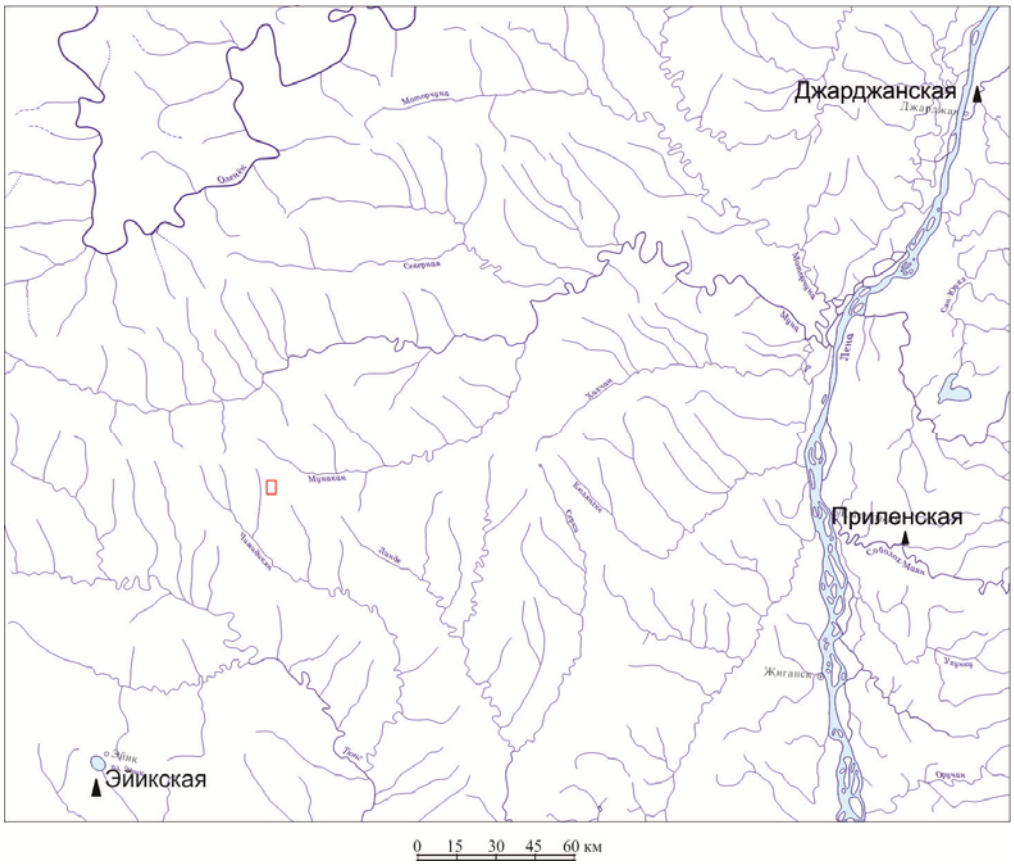


Рис.1. Обзорная схема расположения Чимидикээнского нефтепроявления.
Составил Сивцев А.И

Оно связано с маломощным (до 10 м) горизонтом рыхлых песков нижнеюрского возраста (верхний подъярус плинсбахского яруса, тюнгская свита) в пределах периферической части юрского поля. К югу и востоку от рассматриваемого участка, в направлении к Вилюйской синеклизе и Предверхоянскому краевому прогибу, мощности юры возрастают до многих сотен метров.

По данным интерпретации материалов аэромагнитной съемки, глубина залегания кристаллического фундамента в районе проявления составляет 1,5-2,0 км. Осадочный чехол сложен, в основном, породами кембрия, залегающими почти горизонтально. На плоских, не затронутых эрозией водоразделах известняки кембрия (средний отдел, майский ярус, силигирская свита) перекрыты маломощным (до 15 м) чехлом глинисто-песчаных отложений нижней юры. Они изучены исключительно в горных выработках и буровых скважинах (рис.2.).

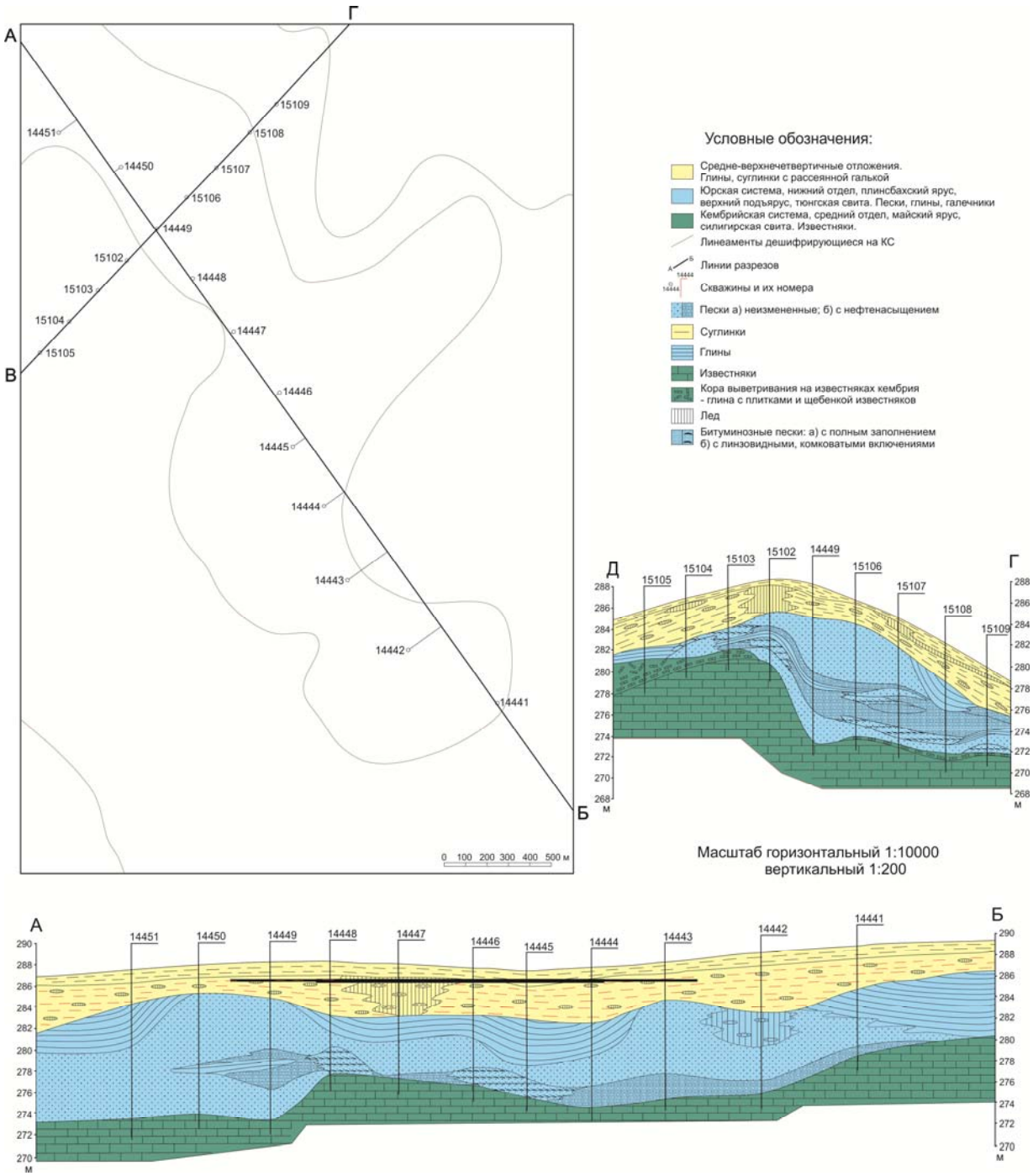


Рис.2. Строение залежи битуминозных песчаников нижней юры на водоразделе верховьев рек Мунакан-Чимидикээн. Макетировано Сивцевым А.И. по данным производственного объединения «Аэрогеология»

Представлены нижнеюрские отложения преимущественно песками (около 70% всего разреза), в основании встречаются линзы (0,1-0,5 м) базальных галечников и гравелитов, в кровле развиты глины. Разрез отложений непостоянен. Пески залегают в виде крупных линз и невыдержанных прослоев мощностью до 10 м, протяженностью до 10 км. Наиболее мощные из них приурочены к западинам кембрийского рельефа. Глины располагаются на неровной поверхности песков или на кембрийском основании, мощность их – до 5 м. судя по характеру осадков и фауны (толстостенным раковинам пелеципод) нижнеюрские отложения сформировались в прибрежно-морских условиях в краевой части седиментационного бассейна.

Нефтепроявление «Верхнечимидикээнское» было выявлено в процессе поисково-картировочного бурения по двум взаимно-перпендикулярным профилям. На первом профиле северо-западного простирания, совпадающем с простиранием водораздела рек Чимидикээн-Мунакаан, нефть встречена в 10 смежных скважинах, удаленных друг от друга на расстояние 300 м. Общая протяженность залежи – 3,2 км. В скважинах, расположенных северо-западнее и юго-восточнее признаки нефтеносности отсутствуют. Залежь представляет собой горизонт в основании нижнеюрского разреза, в котором пески, иногда гравелиты и галечники, насыщены густой окисленной нефтью, образуя своеобразный горизонт слипшихся пород темно-коричневого и черного цвета. Нефтенасыщенные пески по резкой волнистой границе перекрываются рыхлыми, несцементированными песками.

Проявление нефтегазоносных песков имеет вид линзовидного тела, выполняющего западину кембрийского цоколя на глубине 7-12 м от дневной поверхности. Протяженность тела 3,2 км, максимальная мощность 3,7 м. В юго-восточном направлении тело постепенно выклинивается по мере воздымания кембрийского цоколя; на северо-западном окончании залежи фиксируется раздув нефтесодержащего песка до 2,5, приуроченный, в отличие от остального тела, к внутренней части песчаной толщи.

На втором, поперечном, профиле – северо-восточного простирания, нефть зафиксирована в 7 скважинах на протяжении 1,5 км (интервалы между скважинами 0,2 км). нефтеносный песок в поперечном сечении образует сложно-построенную линзу мощностью до 3,7 м. Залежь «висячая», оторвана от кембрийского цоколя слоем неизмененного, без битума, песка мощностью до 3 м и перекрыта также неизмененным песком мощностью до 5,7 м.

По результатам люминесцентного макро- и микроскопического изучения большинство образцов керна из нефтеносного горизонта характеризуется равномерным интенсивным насыщением песков нефтью, достигающим, по данным экстракции, 10-12% к весу породы. Нефть заполняет в породе все межзерновое пространство и формирует базальный тип цементации. Результаты геохимического изучения извлеченного из породы битума подтверждают его нефтяную природу. Битум представлен легкоплавкими разностями черного цвета, его плотность достигает 1,1 г/см^3. По данным элементного и группового состава, он представляет собой продукт гипергенного превращения нефти до уровня асфальтов и асфальтитов [1].

По данным инфракрасной спектрометрии в его составе преобладают ароматические структуры при резко подчиненной роли метановых углеводородов. Элементный состав битума изменяется в широких пределах. Его наибольшие изменения, выражающиеся в увеличении доли гетероэлементов и содержания кислорода в их составе, фиксируется в кровельной части нефтеносных песков.

Таким образом, Верхнечимидикээнское нефтепроявление представляет собой пластовую литологически экранированную залежь, связанную с региональным выклиниванием юрских отложений. Генезис нефтепроявления требует дальнейшего изучения. Нефтеносность нижнеюрских песков может быть связана либо с разрушенной залежью марковского типа – с подгоном нефти из подстилающей кембрийской толщи. Однако в работе [3, с.345] в результате изучения карбонатных пород верхнего протерозоя и нижнего палеозоя пишут: *«В бассейнах рек Муна, Тюнг и др. содержание битумов в породах среднего кембрия резко падает (0,008-0,05%) и находится на уровне рассеянной битуминозности карбонатных пород...»*. Вариант латеральной миграции нефти из юрских отложений Вилюйской синеклизы, весьма вероятен, здесь имеются большие мощности и глинисто-песчаный состав отложений, которые благоприятны для формирования и сохранения промышленных залежей нефти и газа.

Последними исследованиями показано существование нефтяной оторочки в нижнеюрской залежи в пределах Мастахского и Соболох-Неджелинского месторождений (Хапчагайский мегавал, Вилюйская синеклиза) [4, 5]. Признаки нефтеносности юрских отложений также установлены Берге-Олойских скважинах (Лунгхино-Келинская впадина, Предверхоянский прогиб), Томпорукских скважинах (Томпонская впадина, Предверхоянский прогиб).

В связи с этим возникает вопрос о возможности существования в пределах Вилюйской синеклизы не только газовых и газоконденсатных месторождений, но и перспектив этой территории на обнаружение здесь крупных зон нефтенакопления, в том числе, за счет юрских очагов нефтеобразования. В частности, В.А. Каширцев (2003) на основе изучения особенностей биомаркеров нижнеюрских битумов Мунского поднятия выделяет юрский очаг нафтидообразования на восточном обрамлении Сибирской платформы аналогичный юрским материнским отложениям норвежского сектора Северного моря [2].

Предварительно запасы Верхнечимидикээнского месторождения тяжелых нефтей можно оценить в 3200 м × 2000 м × 2 м × 2200 кг × 0,1 = 2816000000 кг, или 2,816 млн. тонн. Здесь 3200 – протяженность залежи, 2000 – поперечник залежи, 2 – средняя толщина нефтеносного песчаника, 2200 – плотность песчаника, 0,1 коэффициент насыщенности нефтью в весовом отношении к породе.

Ожидаемый рост цен на углеводороды, положительный отечественный и зарубежный опыт, комплексный подход к обустройству и оснащению промыслов с использованием открытых методов добычи являются условиями для экономически оправданной эксплуатации месторождений тяжелых нефтей в приповерхностных условиях.

Список литературы:

1. Каширцев В.А., Сафронов А.Ф. Изосимова А.Н., Чалая О.Н., Зуева И.Н., Трущелева Г.С., Лифшиц С.Х., Карелина О.С. Геохимия нефтей востока Сибирской платформы. – Якутск: Изд-во ЯНЦ СО РАН. – 2009. – 164 с.

2. Каширцев В.А. Органическая геохимия нафтидов востока Сибирской платформы. /Отв. ред. А.Э. Конторович. Якутск: ЯФ Изд-ва СО РАН. 2003г. 160 с.,илл.

3. Макаров К.К., Косолапов А.И. Геологическое строение и нефтегазоносность восточной части Сибирской платформы и прилегающих районов //Материалы Всесоюзного совещания по оценке нефтегазоносности территории Якутии - изд-во Недра, Москва,1968. С. 342-351.

4. Сафронов А.Ф. Нефтеносность нижнемезозойских отложений Хапчагайского мегавала Вилюйской синеклизы [Текст]/Сафронов А.Ф., Сивцев А.И., Черненко В.Б. // Геология и геофизика. – 2014. т.55, №8, С. 1263-1269.

5. Черненко В.Б., Сивцев А.И., Ситников В.С. Особенности геологического строения и перспективы нефтеносности Соболох-Неджелинского газоконденсатного месторождения// Наука и образование, 2013, №4, С.18-26.

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ МИКРОЭЛЕМЕНТНОГО СОСТАВА НЕФТЕЙ ЮЖНО-КАСПИЙСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАССЕЙНА

Бабаев Ф.Р.* (Азербайджанский технический университет), Пунанова С.А. (Институт проблем нефти и газа РАН)

В рамках геохимических исследований изучению микроэлементного (МЭ) состава нафтидов придается большое значение. Особая роль отводится V и Ni, как хорошо изученным биогенным элементам нефти. Нефти отдельных нефтегазоносных областей, или нефти отдельных нефтегазоносных комплексов по содержанию V, Ni и их отношению создают устойчивые геохимические типы. Отношение V/Ni, так же как и абсолютные концентрации этих элементов, используются как корреляционный параметр при сопоставлении нефть – нефть, нефть – органическое вещество (ОВ) пород и как генетический индикатор, поскольку они характеризуют среду нефтеобразования и фациально-генетический тип исходного ОВ и наиболее тесно связаны с физико-химической и углеводородной характеристикой нефтей. Качественное и количественное изучение МЭ используется в нефтегазопоисковой геохимии, переработке нефти и нефтепродуктов, а также при извлечении из нафтидов отдельных рудных элементов (V, Ni и др.), т.е. данные о составе МЭ учитываются в достаточно широком спектре областей знаний.

Доклад посвящен результатам детального анализа содержаний МЭ в нефтях различных регионов Южно-Каспийского нефтегазоносного бассейна (НГБ), выявлению основных закономерностей их распределения по разрезу и площади региона. На основе изучения состава флюидов продуктивной толщи (нижний плиоцен) месторождений Азербайджана, содержаний в них МЭ и металлопорфириновых комплексов выявлены их значения в качестве индикаторов геохимических процессов и корреляционных признаков. Наряду с новейшими аналитическими данными, полученными непосредственно авторами, также использованы результаты опубликованных работ (Д.И. Зульфугарлы, Ш.Ф. Мехтиев, Ф.И.Самедова и др.) и фондовых материалов. Ф.Р.Бабаевым, начиная с 1966 года, проводится комплексное изучение распространения МЭ в нефтях месторождений Азербайджана, в том числе морских месторождений [1-5, 7].

Крупнейшие месторождения нефти, газа и конденсата Азербайджана связаны с продуктивной толщей неогена. Она широко распространена на западном борту Южно-Каспийской впадины. Стратиграфическим аналогом продуктивной толщи является мощная красноцветная толща, представляющая основной нефтегазоносный объект на восточном борту Каспия и на всей Западно-Туркменской низменности. Нефтегазоматеринские толщи установлены в отложениях нижнего и верхнего мела, эоцена, олигоцена, нижнего, среднего, верхнего миоцена и среднего плиоцена [6, 8, 9]. Геохимические условия формирования отложений – от окислительных до восстановительных в пределах Бакинского архипелага, Апшеронского района и центральной части Нижнекуринской впадины. Толща содержит сапропелево-гумусовое ОВ с кларковыми концентрациями ОВ ($C_{орг}$=0,5-1,0%). Тип ОВ и степень его катагенетического преобразования очень изменчивы [6, 8]. В районах, приуроченных к бортовым частям Нижнекуринской впадины, ОВ гумусового и сапропелево-гумусового типов, а степень катагенеза ОВ в этом районе изменяется от градации $ПК_1$ до $МК_1$. Для Апшеронского района, Бакинского архипелага и ряда участков внутренней зоны Нижнекуринской впадины характерно присутствие ОВ, богатого сапропелевым материалом, преобразованного в основном до градаций катагенеза $ПК_3$-$МК_1$, иногда до $МК_3$. Эти особенности характерны и для красноцветной толщи западной Туркмении, аналога продуктивной толщи Азербайджана.

В целом, плиоценовые нефти Азербайджана являются по углеводородному составу нафтено-парафиновыми и парафино-нафтеновыми и по классификации Ал.А. Петрова относятся к химическим типам Б-1 (месторождения Сураханы, $N_2КС$, Грязевая Сопка $N_2КаС$), Б-2 (месторождения Балаханы, Сураханы); А-2 (месторождения Дуванный море, Нефтяные Камни) [6, 9]. Плотность их изменяется от 0,81 до 0,94 г/см^3. Содержание серы колеблется от 0,08 до 0,37%, асфальтенов от 0,05 до 0,13%. Количество твердых парафинов широко варьирует (0,12-17,5%), силикагелевых смол меняется от 5,6 до 17,5%. Содержание фракции НК-300^0 С составляет 8,91-83%. Глубины залегания нефтей типа Б-1 составляют 1006-1674 м. Значения пластовых температур

колеблются в диапазоне 35-78^{0}C, пластовые давления изменяются в интервалах 6,6-25 МПа. Газовые факторы равны 55-75,5 м^3/т. Плиоценовые нефти химического типа Б-2 обнаружены в интервале глубин 900-2574 м; пластовых температур 40-98^0 С, пластовых давлений 14,6-37 МПа.

В исследуемых нефтях обнаружено до 40 различных химических элементов. Главными компонентами золы нефтей Азербайджана являются Ni, Fe, V, Co, которые содержатся в целых и десятых долях процента (на золу). Состав нефтей различных месторождений Азербайджана по содержанию МЭ во многом сходен, что свидетельствует об общности геохимических условий их образования [6]. Ведущим элементом является никель или железо, содержание которых преобладает над содержанием ванадия, хром в этих рядах занимает последнее место. По преобладанию среди химических элементов Ni или Fe выделяется никелевый или железистый типы нефтей. Отношение V/Ni также как и отношение V/Fe < 1, как и в большинстве кайнозойских нефтей других регионов. Концентрации практически всех МЭ низкие. Содержание основных биогенных МЭ нефтей – V и Ni – < 15 г/т. При этом средние концентрации Ni меняются в нефтях Азербайджана от 2,3 до 14,4 г/т, а V – от 0,07 до 0,9 г/т. Порфирины нефтей, также как и изопреноидные углеводороды, являются реликтовыми компонентами нефтей. Содержание изопреноидных УВ в нефтях колеблется в пределах 0,65-5,96%, а никель-порфиринов (Nip) от «следов» до 31 г/т нефти. В нефтях изученных месторождений обнаружены только Nip комплексы. Это, по-видимому, связано с тем, что нефти содержат незначительное количество серы, генерированы в окислительно-восстановительной обстановке, благоприятной для образования и сохранения Nip.

Выявлена корреляционная связь между содержанием никель-порфиринов и отношением пристан/фитан (рисунок). Наибольшее значение отношения (1,2-5) отмечено для нефтей, лишенных Nip (Сангачалы-Дениз, Дуванны-Дениз, о-ва Хара-Зира, Булла-Дениз, Гум-Дениз, Бахар). При содержании Nip 10-31 г/т отмечено снижение величины отношения пристан/фитан до 1,1-1,5 (Нефт Дашлары и Гюнешли).

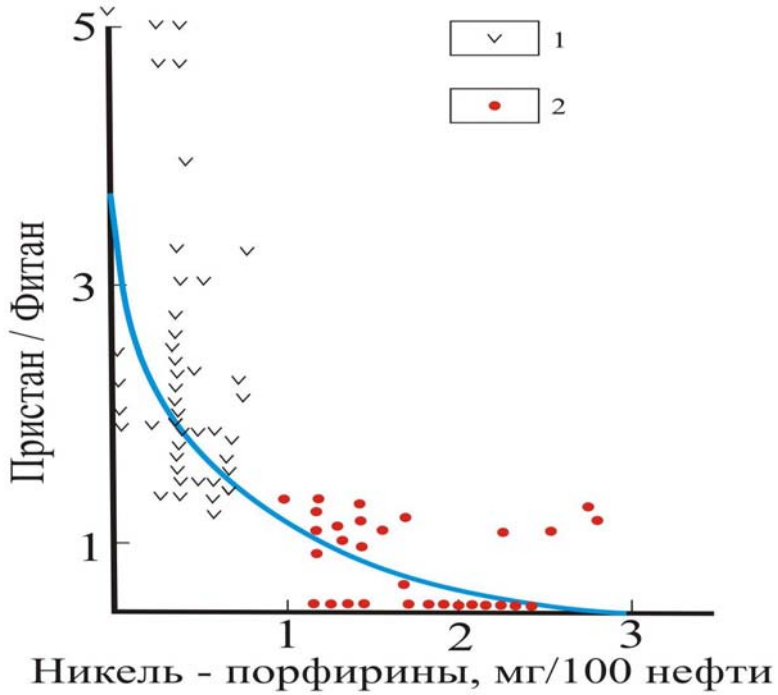


Рисунок. *Зависимость содержания в нефтях никель-порфиринов от отношения пристан/фитан. 1 – область нефтей с низким содержанием Nip и высоким пристан-фитановым отношением; 2 – область нефтей с высоким содержанием Nip и низким пристан-фитановым отношением.*

Составлены карты распределения величин зольности нефтей, а также содержаний ванадия, никеля и железа (на золу нефтей). Линии равных величин зольности названы нами изозолами. Закономерности пространственного размещения нефтеносных структур в определенной мере отражаются в характере изозол. Наибольшая кучность линий изозол отмечена в районе Бакинского архипелага в пределах месторождения Сангачалы – Дуванный – о. Булла. Наибольшее расхождение отмечено в районах о. Песчаный и Бахар. Характерной изозолой для западного борта Южно-Каспийской впадины является изозола со значением 0,04%. Для содержания ванадия на золу нефтей в зависимости от месторождения характерны следующие изолинии: в пределах Бакинского архипелага – 0,1%, Апшеронского архипелага – 0,15-0,2%. Характерная изолиния содержания никеля в нефтях Бакинского и Апшеронского архипелагов – 3-4,5%. Для нефтей месторождений обоих архипелагов характерной изолинией содержания железа является 3-4%. В целом для нефтей исследованных месторождений характерны следующие парагенезисы: Апшеронский архипелаг – никель, ванадии, медь и хром; Бахар и Песчаный – никель, медь, хром; Бакинский архипелаг и Челекен – никель, медь, ванадий.

В ходе исследований проведено сопоставление средних содержаний МЭ в золе нефтей и в глинах, установлены элементы-индикаторы, позволяющие определить принадлежность нефти к конкретным стратиграфическим единицам и прогнозировать структуры, содержащие аналогичную нефть. Для сравнения характеристики элементного состава золы нефтей и нефтеносных толщ использованы средние значения содержания того или иного элемента в золе нефти и величины вычисленных коэффициентов $К_к$, где К соответствует кларку элементов в глинистых породах по В.И. Вернадскому. Для сравнения были использованы данные по кайнозойским нефтям других регионов [8]. Отмечено, что Ni, V, Cu и Cr в образцах зол нефтей Южно-Каспийской впадины и других сравниваемых регионах содержатся в количествах выше кларковых, а содержания Fe и Mn (за исключением Южно-Таджикской депрессии) в кларковых концентрациях или ниже. Максимальный $К_к$ никеля определен для месторождений Пираллахи (1655,1), Палчыг Пилпиляси (1551,7), Банка Дарвина (913,4), Гюргяны-море (896,5), Нефт Дашлары (844,8). По значению $К_к$ в нефтях как Апшеронского, так и Бакинского архипелага второе место занимает ванадий. Наблюдается некоторая корреляционная связь между ванадием и никелем. В золе нефтей месторождений Сангачалы-море и Дуванны-море содержится довольно большое количество меди. В этом смысле указанные нефти схожи с нефтями СевероВосточного Кавказа и Таджикской депрессии. А самый низкий коэффициент концентрирования для практически всех элементов характерен для зол нефтей месторождений Челекена и Банки Дарвина.

Подводя итог изучению распределения микроэлементов в нефтях месторождений Азербайджана, можно сделать следующие выводы.

1. Главными компонентами нефтяной золы являются Ni, Fe, V, Co. Установлены концентрационные ряды элементов в нефтях, сходство которых свидетельствует об общности геохимических условий формирования состава нефтей. Содержание никеля в нефтях морских месторождений Азербайджана наиболее высокое по сравнению с нефтями третичных отложений других районов бывшего СССР. Наличие в золе нефтей сидерофильных элементов и меди свидетельствует о том, что нефтевмещающие породы в основном сформированы в результате сноса и осаждения древних основных и ультраосновных пород, имеющих широкое развитие в центральных частях Большого и Малого Кавказа.

2. По преобладающим элементам можно выделить следующие типы нефтей: никелевый (Нефт Дашлары, Палчыг Пилпиляси, банка Дарвина, Пираллахи, Гюргяны-море), железистый (о. Гум Адасы, Бахар, Сангачалы-море, Дуванны-море и месторождения Туркмении).

3. При всем разнообразии геолого-геохимических условий для изученных нефтей сохраняется общий признак – величина отношения V/Ni, как в большинстве палеоген-неогеновых нефтей, меньше единицы, что может служить генетическим признаком, позволяющим производить сопоставление различных нефтей. Относительное постоянство отношений V/Ni и Fe/Ni в нефтях нижнего отдела продуктивной толщи морских месторождений Азербайджана также имеет корреляционное значение.

Список литературы

1. Бабаев Ф.Р., Гаджи-Касумов А.С. Геохимия нефти. Баку: «Маариф», 1997. 168 с.
2. Бабаев Ф.Р., Мартынова Г.С. Геохимия нефти (геохимические показатели). Баку, Indigo Print. 2012. 52 с.
3. Бабаев Ф.Р., Пунанова С.А. Геохимические аспекты микроэлементного состава нефтей. Под научной редакцией академика НАНА И.С. Гулиева. М.: ООО «Издательский дом Недра», 2014. 181 с.
4. Бабаев Ф.Р.,Пунанова С.А., Мартынова Г.С. Типизация нефтей Южно-Каспийского региона на основе микроэлементного состава // Нефтепромысловое дело. 2014. № 7. С 38-42.
5. Багир-заде Ф.М., Нариманов А.А., Бабаев Ф.Р. Геолого-геохимические особенности месторождений Каспийского моря. М.: «Недра», 1988. 208 с.
6. Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа Предкавказья и Азербайджана. Том V. Азербайджанская ССР. Авт. Али-Заде А.А., Алиев А.К., Надиров С.Г. и др. Тр. ИГиРГИ. М.: Недра.1976. 192 с.
7. Пунанова С. А. Геохимические особенности распределения микроэлементов в нафтидах и металлоносность осадочных бассейнов СНГ // Геохимия. 1998. № 9. С. 959-972.
8. Пунанова С.А, Виноградова Т.Л. Геохимия нефтей ранней генерации прибрежно-дельтовых и морских мелководных фаций // Геология нефти и газа. 2009. № 2. С. 41-51.
9. Справочник. Нефтяные и газовые месторождения СССР (в двух томах). Под редакцией С.П. Максимова. М.: Недра, 1987. 661 с.

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ ПРОГНОЗА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ТЕРРИГЕННЫХ ПОДСОЛЕВЫХ ДЕВОНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ПРИПЯТСКОГО ПРОГИБА

Б.А. Соловьев (ФГУП «ВНИГНИ»), М.Б.Келлер (ФГУП «ВНИГНИ»), С.П. Левшунова (ФГУП «ВНИГНИ»)

Задачей настоящей работы явилось рассмотрение перспектив нефтегазоносности терригенного комплекса девона как на основе обобщения имеющейся геолого-геохимической информации, так и с применением новых методических разработок, часть из которых защищена тремя авторскими свидетельствами на изобретения и одним патентом.

В основу прогноза нефтеносности положена флюидодинамическая модель нефтегазообразования (Б.А.Соколов и др., 2000, 2001). Ее суть заключается в том, что нефтегазоносность осадочных комплексов определяется следующими условиями: погружением отложений в обстановке растяжения консолидированной коры, их значительной мощностью и интенсивным прогревом восходящими флюидными газоводяными потоками. Эти потоки, состоящие из струй паров воды, углекислого газа, водорода, азота, гелия, представляют собой как продукты дегазации верхней мантии, интрузивных и эффузивных пород, так и газообразные продукты, генерируемые породами нижних слоев осадочной толщи, находящимися в главной зоне газообразования.

Особого внимания в этом случае заслуживает присутствие в составе глубинных тепломассоносителей водорода.

Теоретическими и экспериментальными исследованиями (С.П. Левшунова, 1991 г., 1994 г., S. P. Levshunova. 1992) установлены особенности формирования УВ под влиянием водорода внешних источников раздельно для терригенных и карбонатных пород. Под влиянием вхождения свободного водорода в кристаллическую решетку карбонатных минералов, благодаря отсутствию пленки связанной воды и непосредственному контакту с ОВ, происходит гидрирование ОВ и генерация повышенного количества УВ. При этом также происходит водородное охрупчивание карбонатных минералов, что впоследствии, при наложении соответствующих тектонических напряжений ведет к росту трещиноватости.

Методика, заключающаяся в поиске зон генерации водорода, интенсифицирующего образование УВ и облагораживающего (облегчающего) состав генерированных нефтей, в общем

комплексе традиционных геохимических исследований впервые была применена к прогнозу нефтегазоносности терригенного подсолевого комплекса Припятского прогиба.

Поиск зон генерации водорода шел по следующим направлениям: выявление зон высокой концентрации радиоактивных элементов в породах, а также зон серпентинизации базальтов и обработка гамма-каротажных диаграмм с целью локализации участков высокой гамма-активности пород.

В результате проведения данных исследований установлено следующее. Радиоактивность пород фундамента определяется содержанием радиоактивных элементов (урана и тория). Максимальная их концентрация (8-17x10-4%) установлена на северном борту Припятского прогиба, минимальная (2-4x10-4%) – на юге (А.М. Пап, 1977; А.С. Махнач, В.И. Шкуратов, Н.В. Веретенников, 1980; А.В. Кудельский, В.М. Шиманович, А.А. Махнач, 1985 и др.)

Г.В. Богомолов и Я.Г.Грибик (1982) указывают, что тепловой поток из фундамента в северной части Припятского прогиба выше, чем в центральной и южной, что обусловлено дополнительным привносом тепла из очага, расположенного в мантии и приуроченного к наиболее подвижной северной зоне.

В результате проведенных исследований выявлена способность породами фундамента, нижнего и среднего рифея и венда генерировать водород разных категорий: глубинного, радиогенного и за счет серпентинизации базальтов. При этом областями его преимущественного распространения являются северный и западный борта Припятского прогиба.

Выявлена приуроченность высоких концентраций водорода в составе ВРГ среднепротерозойских отложений к западному (скв.1 Кузьмичевская 3,07-4,26%) и северному (скв.13 Давыдовская 37,74%) бортам Припятского прогиба, которым сопутствует гелий, очень высокие концентрации которого (до 6,06-6,59%) подтверждают глубинный генезис рассматриваемых газов.

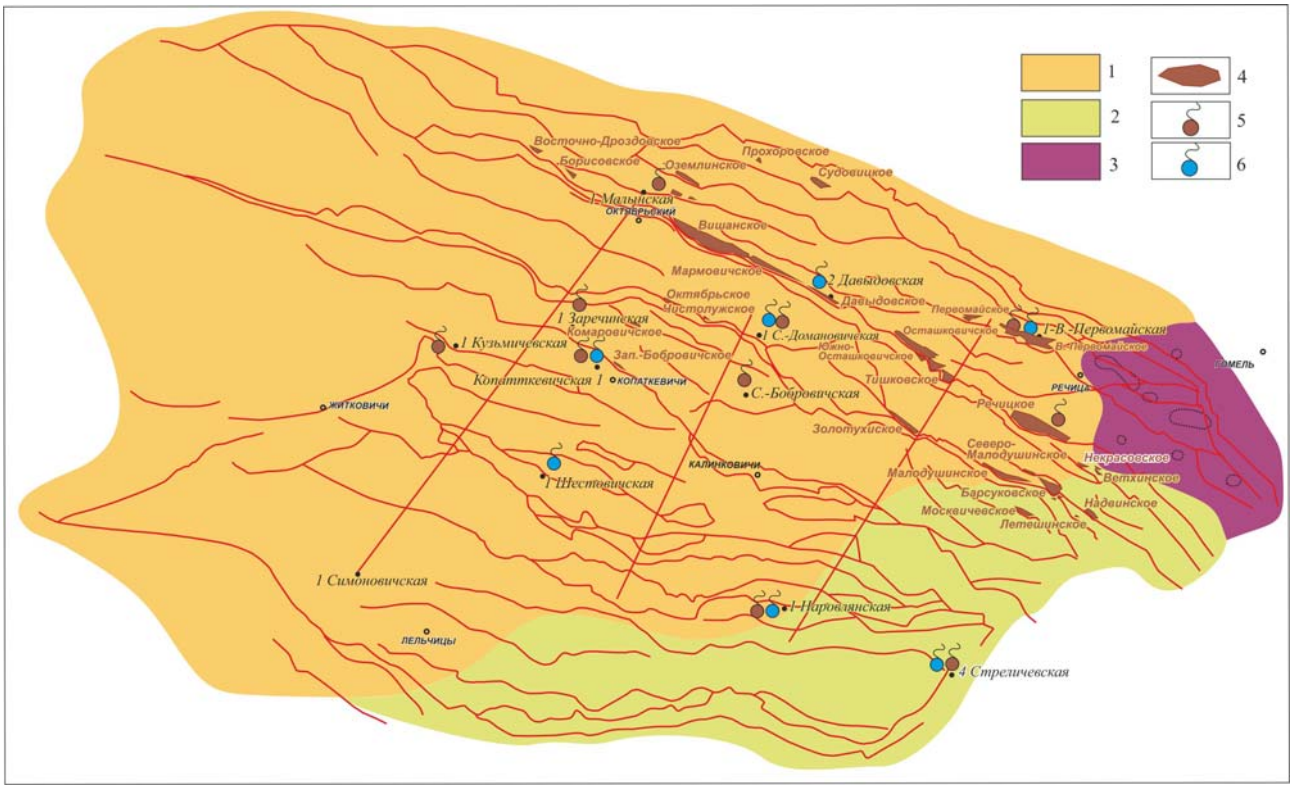


Рисунок 1. *Зоны образования УВ в терригенных подсолевых девонских отложениях*

Условные обозначения: 1-2 области возможной генерации УВ в терригенных подсолевых девонских отложениях: 1- благоприятная, 2-менее благоприятная; 3- зона проявления вулканизма в нижнем фране; 4-месторождения нефти в отложениях терригенного подсолевого комплекса; 5-6 проявления УВ: 5-нефти, 6-газа.

Анализ распределения содержаний водорода в составе ВРГ терригенного комплекса девона показал обогащенность им северных и западных разрезов, по сравнению с площадями Южного ареала, что указывает на разную задействованность глубинных прогретых водородсодержащих флюидов в степени преобразованности заключенного в терригенном комплексе ОВ. По нашему мнению, это объясняется тем, что Южно-Припятский краевой разлом, как установлено работами В.С.Конищева и А.М.Ковхуто (2002), хотя и является мантийным, но в кровле мантии упирается в плоскость Червонослободско-Малодушинского разлома, что, соответственно, обусловливает поступление по нему глубинных водородсодержащих флюидов в южный борт по остаточному принципу, что уменьшает степень катагенетичесой превращенности ОВ и практически ликвидирует задействованность глубинного водорода в интенсификации образования УВ в результате гидрирования ОВ.

Северный борт буквально пронизан водородсодержащими прогретыми глубинными флюидами, а поднимающийся снизу водород скапливается под солевой покрышкой, достигая значения 97% в составе ВРГ в подсолевом карбонатном комплексе девона (Сосновская площадь). На высокую степень прогретости указывает очень высокое содержание твердых парафинов в составе наровских легких нефтей Речицкого месторождения – 51%.

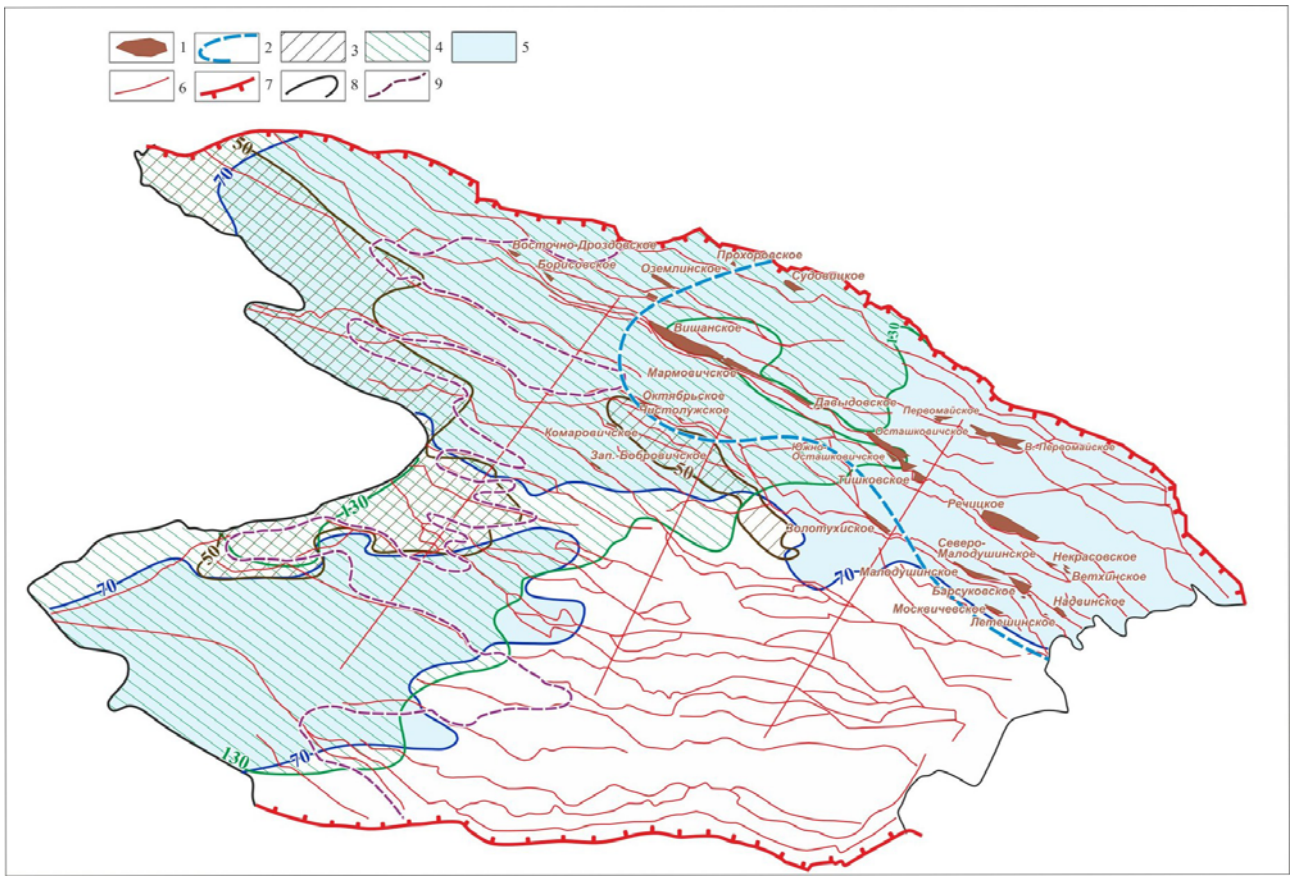


Рисунок 2. Схема расположения зоны доказанной промышленной нефтеносности подсолевого терригенного комплекса девона и распределения областей повышенных мощностей его отдельных горизонтов (очагов возможной генерации УВ) в пределах Припятского прогиба. Условные обозначения: 1- месторождения нефти в отложениях подсолевого терригенного комплекса, 2- граница доказанной промышленной нефтеносности подсолевого терригенного комплекса девона, 3-5* -области повышенных мощностей горизонтов: 3-ланского (более 50 м), 4- полоцкого (более 130 м), 5-витебско-наровского (более 70 м), 6-тектонические нарушения, 7- краевые тектонические ограничения Припятского рифта, 8* – западная и восточная границы пределов аккумуляции и консервации УВ Припятского нефтегазоносного бассейна, 9* –граница периферийной части сектора генерации нефти в подсолевом комплексе девона.

*Примечание: Фактические данные, приведенные на схеме согласно условным знакам 3, 4, 5, 8 и 9, даны по материалам В.Н. Бескопыльного, Е.Ф. Никуленко, Р.Е. Айзберга, Я.Г. Грибика, 2012 г.

В терригенном комплексе девона наилучшие геохимические обстановки преобразования ОВ установлены в витебско-наровских отложениях, в которых выявлены благоприятные и хорошие (а в центре впадины, возможно, и превосходные) НМ породы. Присутствующие в разрезе витебско-наровских отложений карбонатные породы являются ловушками для диффундирующего в земной коре водорода, который, находясь в непосредствееном контакте с ОВ, начинает его гидрировать с образованием УВ. В вышележащих полоцких и ланских отложениях установлены следы миграции из нижележащих отложений. Все это переводит витебско-наровские отложения в разряд комплекса-доминанты в отношении генерации УВ в подсолевом терригенном девонском комплексе.

Прогноз фазового состояния УВ дан, исходя из установленной на северо-западе стадии катагенетической превращенности ОВ МК3 и прогнозируемой из-за высокой прогретости на севере до МК4.

В терригенном девонском комплексе на севере и в центре Припятского прогиба прогнозируется распространение смеси легких нефтей с высоким газосодержанием и газоконденсатов. Возможна локальная дегазация флюидов и рост концентраций твердых парафинов из-за приближения к термоисточнику. В качестве региональной покрышки рассматриваются глины ланского горизонта, в качестве локальной покрышки на севере, в области Шатилковской депрессии – пласты каменной соли в эйфеле.

На юге терригенный комплекс девона развит, в основном, в неблагоприятных фациях, за исключением осовецких слоев. Наиболее благоприятными, по нашему мнению, в терригенном девоне являются северная, центральная и западная части Припятского прогиба (рис. 1, 2). Однако последовавший размыв девонских отложений в пределах Микашевичско-Житковичского выступа ограничил перспективы терригенного комплекса девона непосредственно в его обрамлении.

1. А.С.Махнач, В.П.Корзун, В.П.Курочка и др. «Литология и геохимия девонских отложений Припятского прогиба в связи с их нефтеносностью» – Минск, «Наука и техника», 1966, с.309.
2. S. P. Levshounova “Hydrogen in petroleum geochemistry” – “Terra Nova”, №3, 1992, p.p. 579-585.

ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТЕЙ И ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА ПОРОД УГЛЕНОСНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ БАССЕЙНОВ ДАЛЬНЕГО ВОСТОКА

Грецкая Е.В.* (ОАО «Дальморнефтегеофизика»)

Месторождения нефти и газа и многочисленные нефтепроявления в бассейнах Дальнего Востока обнаружены в отложениях от нижнего-среднего эоцена до верхнего миоцена, различающихся по вещественному составу и условиям осадконакопления. Нефти месторождений и нефтепроявлений различаются по физико-химическим свойствам, групповому и углеводородному составам, отражающим как природу исходного органического вещества (ОВ), так и последующие изменения, происходящие в процессе миграции флюида и его существования в залежи. Наиболее полно и детально современными геохимическими методами изучены нефти и нефтематеринские породы Северо-Сахалинского бассейна.

В настоящей работе рассматриваются характеристики нефтей и ОВ пород угленосных толщ Сахалина, Западной Камчатки и Анадырской впадины с целью установления генетического единства и определения уровня их зрелости, что весьма важно как для уточнения моделей нефтегазообразования в регионе, так и при оценке перспектив нефтегазоносности. Для сравнения используются данные по УВ-составу силицитов (опока) и УВ-составу нефтей терригенно-кремнистых и терригенных отложений (Табл. 1, 2).

Таблица 1

Биомаркерные параметры состава нефтей

№ [x]	Месторождение, площадь (№ скважины)	Интервал, м	Возраст	Алканы			C30H/ C29SR	C31HSR	Стераны, %		
				Pr/ Ph	Pr/ n-C_{17}	Ph/ n-C_{18}			C_{27} *	C_{28} *	C_{29} *
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Сахалин											
1	Окружное (1)	1793-1818	~~P_3~~	1.84	3.23	1.82	1.07	0.54	42/33	33/39	26/28
2а	Восточно-Кайганское (1)	3890-3920	N_1^{1-2}	1.30	1.86	1.41	0.83	0.55	37/36	33/37	30/27
3	Полярнинское (1)	2356-2773	N_1^1	1.49	0.86	0.80	1.82	0.49	42/31	20/25	38/44
4	Лунское (2)	2136-2145	N_1^{1-2}	1.56	0.69	0.47	0.97	-	24/27	15/33	61/40
5	Георгиевское (1)	-	~~P_2~~	9.36	4.64	0.41	2.92	0.58	40/18	16/18	44/64
6	Маячная (1)	2826-2845	~~P_3~~	3.13	1.69	0.59	1.50	0.56	21/22	12/22	67/56
7	Южно-Невельская (6)	2580	~~P_2~~	8.4	2.37	0.25	2.02	0.58	40/8	31/18	29/74
8	Шебунинская (1)	1264-1274	~~P_2~~	7.08	3.62	0.40	3.39	0.63	70/20	14/25	16/55
Западная Камчатка											
9	Средне-Кунжикское (1)	2892-2873	~~P_2~~	7.93	2.85	0.30	3.22	0.59	40/11	18/17	42/72
10	Средне-Кунжикское (3)[xx]	-	~~P_2~~	8.49	1.73	0.2	2.44	-	13/-	27/-	60/-
11	Северо-Колпаковское (3)[xx]	-	~~P_2~~	4.84	1.5	0.38	0.83	-	32/-	21/-	47/-
12	Нижнее-Квакчикское (3)	2401-2429	~~P_2~~	6.55	1.43	0.23	1.40	-	30/40	20/25	50/35
Анадырская впадина											
13	Верхне-Эчинское (16)	1211-1225	N_1^{1-2}	7.30	1.10	0.14	2.71	0.58	30/6	15/15	55/79
Хатырский прогиб											
14	Угловое (37)	1636-1658	N_1^{1-2}	3.36	1.19	0.40	1.48	0.58	27/24	17/24	56/52

Примечание: [x] – номер на рисунках 1и 2; [xx] – по данным [6] - данные отсутствуют.

Таблица 2

Биомаркерные параметры состава хлороформенных битумоидов пород

№ x	Место отбора, интервал	Литология	Возраст	Содержание, $C_{орг.}$,%	Алканы			Стераны, %		
					Pr/ Ph	Pr/ n-C_{17}	Ph/ n-C_{18}	C_{27} *	C_{28} *	C_{29} *
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Западная Камчатка (Голыгинский прогиб)										
1	Крестовская 1 2500 м	опока	~~P_3~~	1.6	1.87	2.40	1.48	44/45	29/20	27/35
Сахалин										
2	Малкинская 1 1198 м	углистый аргиллит	~~P_2~~	12.8	9.95	4.0	0.32	30/9	17/20	53/71
3	Малкинская 1[xx] 1330-1341 м	алевролит	~~P_2~~	0.22	4.58	0.93	0.18	-	-	-
4	Малкинская 1[xx] 1351-1365 м	алевролит	~~P_2~~	1.23	4.55	3.62	0.39	-	-	-
5	р. Сара, обнажение	углистый аргиллит	K_2	8.5	5.12	4.17	0.72	-	-	-
6	Загорское урочище, карьер	уголь	~~P_2~~	70.7	3.51	2.55	0.77	-	-	-

Примечание: [x] – номер на рисунках 1и 2; [xx] по данным [2]; - данные отсутствуют.

О разнообразии состава исходного ОВ материнских пород и уровне его катагенетической преобразованности свидетельствует диапазон изменения соотношения нормальных и изопреноидных алканов (Pr/n-C_{17} и Ph/n-C_{18}), установленный в исследуемых нефтях и хлороформенных битумоидах пород (Рис. 1).

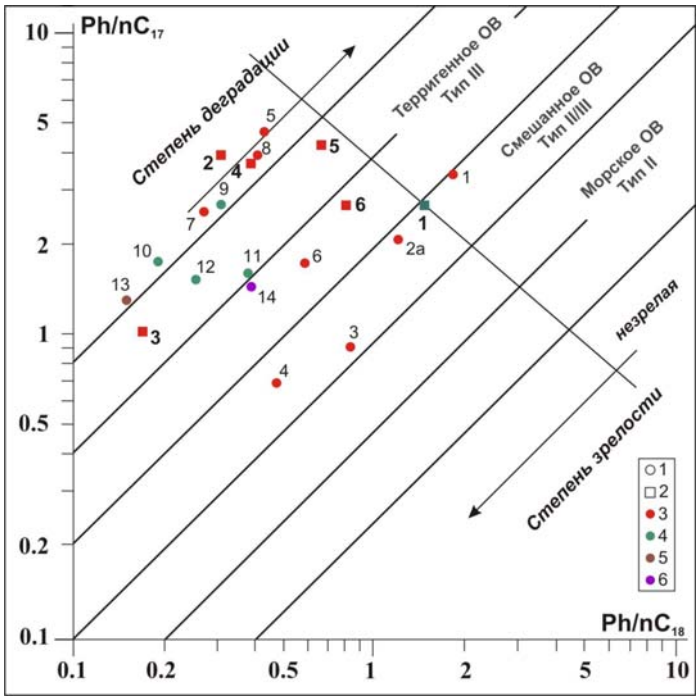


Рисунок 1. *Зависимость Кеннона-Кессоу. Корреляция нефтей и хлороформенных битумоидов по соотношению нормальных и изопреноидных алканов*
Условные обозначения: 1 – нефть; 2 – порода; 3 – Сахалин; 4 – Западная Камчатка; 5 – Анадырская впадина; 6 – Хатырский прогиб. Номера образов нефтей и пород согласно таблице 1 и таблице 2

ОВ смешанного состава является источником нефтей Окружного, Восточно-Кайганского, Полярнинского и Лунского месторождений Сахалина и ОВ опоки (Голыгинский прогиб). С особым типом исходного вещества, подобным веществу углистого аргиллита (номер 2), связаны нефти

Георгиевского, Средне-Кунжикского и Верхнее-Эчинского месторождений и Невельской и Шебунинской площадей юго-западного Сахалина.
По отношению изоалканов (Pr/Ph) и регулярных стеранов ($C_{27}/C_{27}+C_{29}$) выделяется несколько подгрупп нефтей и ОВ пород (Рис.2 а).

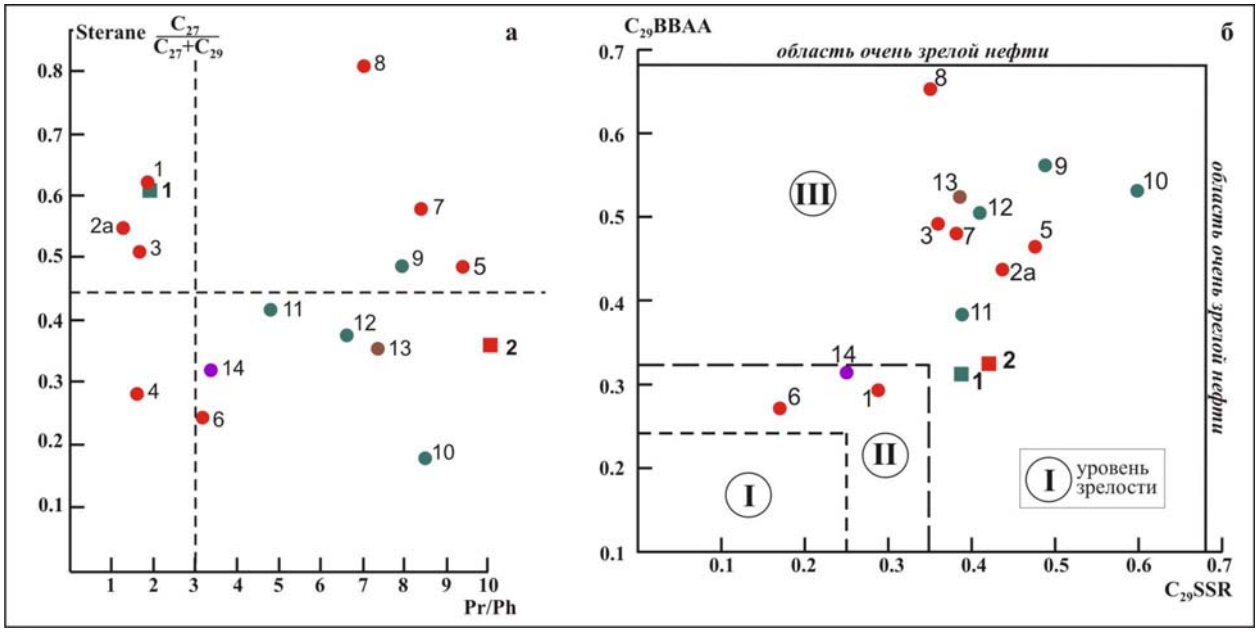


Рисунок 2. *Типизация нефтей и ОВ пород по составу исходного органического вещества (а) и катагенетической преобразованности (б). Условные обозначения см. на рисунке 1.*

По выбранным критериям четко обособляется группа «морских» нефтей (Pr/Ph меньше 3.0). Здесь исключение составляет нефть Лунского месторождения, характеризующаяся относительным высоким содержанием стерана C_{29} (Табл. 1). Среди «терригенных» выделяются «пристановые» нефти (Pr/Ph более 6.5), различающиеся по соотношению стеранов. По нашим данным нефть Углового месторождения не относится к «пристановым» (Pr/Ph - 7.75), как считалось ранее [1]. Также Н.Н. Гурко с соавторами приведены более высокие значения Pr/Ph для нефти Южно-Невельской площади (11.0) и Верхне-Эчинского месторождения (9.27-12.67).
Источником «терригенных» нефтей являются породы угленосных толщ, для которых установлен широкий диапазон вариаций отношения Pr/Ph (Табл. 2). Повышенное содержание пристана (Pr/Ph 3.2-6.2) характерно и для битумоидов пород гагаринской свит Анадырской впадины [2, 3]. К сожалению, к настоящему времени «пристановый» битумоид (образец 2) является единственным из изученных в бассейнах Дальнего Востока. Следует отметить, что на о. Хоккайдо (Япония) не установлены «пристановые» нефти. В изученных образцах «терригенных» нефтей Pr/Ph варьирует от 3.0 до 5.31 [4].

В соответствие с зависимостью Кеннона-Кессоу флюиды и ОВ пород различаются по степени зрелости (см. рис. 1). Авторы настоящей работы разделяют мнение [2], что сравнительную оценку зрелости корректно проводить для биоценотически идентичного ОВ. В целом, среди «терригенных» нефть Верхнее-Эчинского месторождения является самой зрелой, а Георгиевского месторождения – наименее зрелой. Среди рассматриваемых нефтей, образованных из ОВ смешанного состава, нефть залежи Окружного месторождения, сформированной в силицитах, является традиционным примером слабозрелой нефти, а нефть Лунского газоконденсатного месторождения – катагенетически преобразованной нефти. Зрелость ОВ опоки, установленная по УВ-показателям, хорошо согласуется со зрелостью пород ($МК_1$) в разрезе скважины Крестовская.
По соотношению регулярного и изо-стерана C_{29} близкой катагенетической преобразованностью, соответствующей градации $МК_1$, характеризуется ОВ опоки и углистого аргиллита (см. рис. 2 б). Максимальной зрелостью отличается нефть Шебунинской площади, которая подтверждается также гопановым показателем (C 31HSR). В группе «терригенных» нефтей наблюдаются значительные вариации в относительном содержании регулярных стеранов (Табл. 1). Так, низкое относительное

содержание регулярного стерана C_{29} и высокое содержание изостерана C_{29} в нефтях Георгиевского месторождения, Южно-Невельской и Шебунинской площадей юго-западного Сахалина может отражать повышенный уровень зрелости (см рис. 2 б). По [5] с ростом метаморфизма угля в смолах увеличивается содержание изостеранов C_{28} и C_{29}. «Аномально» высокое относительное содержание регулярного стерана C_{27} и низкое C_{29} в нефти Шебунинской площади является, вероятно, результатом хроматографического эффекта, приводящего к уменьшению концентрации исходного биологического эмимера C_{29} стерана при миграции.

Широкое распространение «терригенных» нефтей в бассейнах Дальнего Востока обеспечивается генерационным потенциалом угленосных толщ. По имеющимся данным [6, 7] в палеогеновых отложениях Сахалина и Западной Камчатки и неогеновых отложениях Сахалина распространены углистые породы и угли, способные генерировать не только газ, но и жидкие УВ (Рис. 3). Угли с аналогичными нефтематеринскими свойствами распространены на о. Хоккайдо [4]. Генетический потенциал ОВ (водородный индекс, HI) этих пород сравним с генетическим потенциалом силицитов. В Анадырской впадине угли и углистые породы встречаются в разных частях разреза и обеспечивают типичный «терригенный» состав нефтей Эчинского месторождения и других разведочных площадей.

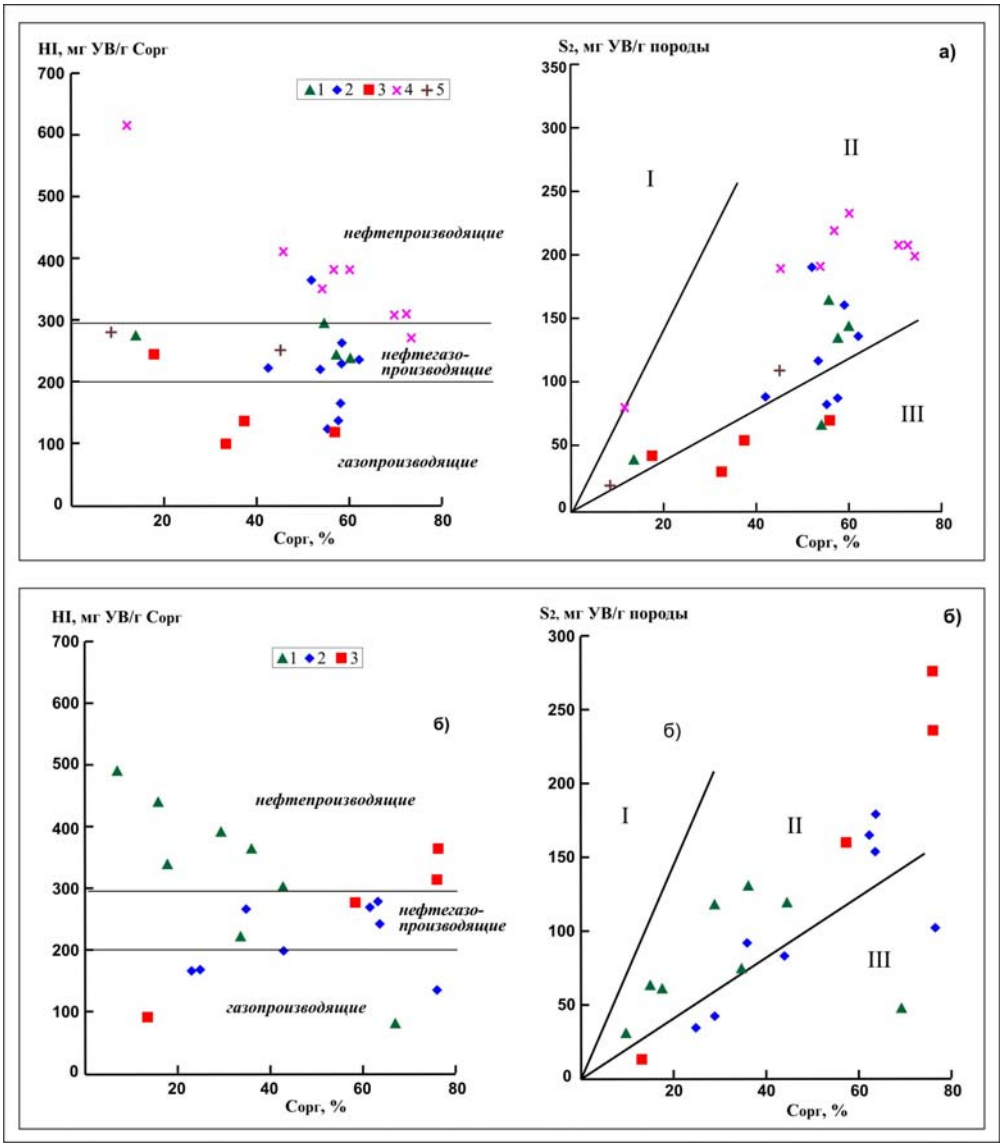


Рисунок 3. *Углеводородный потенциал органического вещества и пород угленосных толщ Сахалина (а) и Западной Камчатки (б). Условные обозначения: Сахалин: 1-3 – нижний-средний миоцен, районы: 1 – Дагинский, 2 – Углегорский; 3 – Макаровский; 4 – эоцен; 5 – верхний мел. Западная Камчатка: 1 – палеоцен; 2-3 – средний эоцен: 2 – междуречье Рассошина и Напаны, 3 – бухта Квачина*

На Сахалине лучшими нефтематеринскими свойствами характеризуются липоидные угли и углистые породы эоценового возраста, накопление исходного материала которых происходило в палеоценовый климатический оптимум. Угли и углистые породы миоценового возраста являются источником нефти и газа. Вклад такого типа исходного ОВ отражается в повышенном содержании стерана C_{29} составе нефтей дагинского комплекса. В настоящей работе в качестве примера приведена нефть Лунского месторождения.
На Западной Камчатке высоким водородныи индексом характеризуются углистые породы палеоцена [6], накопление которых также фиксирует тропический климат.

Результаты проведенного исследования показали необходимость дальнейшего изучения пород угленосных толщ с целью выявления разностей, являющихся источником «пристановых» нефтей, и условий, определяющих изменение УВ-состава нефтей и пород.

Список литературы

1. Гурко Н.Н., Васильева В.Ф., Кондакова Т.Н и др. Нефти и конденсаты осадочных бассейнов Чукотки и Камчатки //Тихоокеанская Геология. 1986. № 4. С. 111-116.
2. Баженова Т.К., Шапиро А.И. Алифатические углеводороды синбитумоидов как показатель фациально-генетического типа органического вещества // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2008. http://www.ngtp.ru/1/28_2008.pdf
3. Полудеткина Е.Н., Баженова О.К., Фадеева Н.П. Геохимическая характеристика органического вещества и нефтей Анадырского бассейна // Сборник материалов научно-практической конференции «Геологические проблемы развития углеводородной и сырьевой базы Дальнего Востока и Сибири». СПб.: «Недра», 2006. С. 186-192.
4. Waseda A., Nishita H. Geochemical characteristics of terrigenous- and marine-sourced oils in Hokkaido, Japan // Organic Geochemistry. 1998. Vol. 28. № 1/2. P. 27-41.
5. Шевкопляс В.Н., Бутузова Л.Ф., Стефанова М., Маринов С., Янева Н.Д. Идентификация и распределение реликтовых соединений (биомаркеров)в смолах пиролиза углей // Вопросы химии и химической технологии. 2009. № 5. С. 61-70.
6. Li M., Stasiuk L., Maxwell R., Monnier F., Bazhenova O. Geochemical and petrological evidence for Tertiary terrestrial and Cretaceous marine potential petroleum source rocks in the western Kamchatka coastal margin, Russia // Organic Geochemistry. 2006. Vol. 37. P. 304-320.
7. Грецкая Е.В., Дахнова М.В. Углеводородный потенциал угленосных отложений Южного Сахалина // ДАН. 2010. Т. 432. № 6. С. 801-804.

ОСОБЕННОСТИ МОДЕЛИРОВАНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ В РЕГИОНАХ СО СЛОЖНЫМ ГЕОЛОГИЧЕСКИМ СТРОЕНИЕМ

Керимов В.Ю., Бондарев А.В.*, Мустаев Р.Н., Осипов А.В. (РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина)

Большое значение для успешного прогноза нефтегазоносности и поисков скоплений углеводородов (УВ) в пределах регионов со сложным геологическим строением имеет создание эффективных технологий прогноза, базирующихся на системном анализе эволюции осадочных бассейнов. В настоящей работе рассмотрены особенности моделирования углеводородных систем в регионах с проявлением *магматизма* (Восточная Сибирь), *галокинеза* (южная часть Предуральского прогиба) и *эрозии* (Западная и Восточная Сибирь). Эти процессы, определяющие особенности структурно-тектонического строения территории оказывают огромное влияние на температурную историю осадочного бассейна, на процессы уплотнения, образования избыточного давления, и, разумеется, на генерацию, миграцию и аккумуляцию углеводородов.

Отличительной особенностью геологического строения южной части Предуральского прогиба является наличие сформированной в кунгурском веке мощной толщи сульфатно-галогенных осадков, которые, с одной стороны, являются покрышкой для углеводородных систем нижнепермского нефтегазоносного комплекса (НГК), а с другой – оказывают существенное влияние на процессы трансформации органического вещества (ОВ) всех нефтегазоматеринских пород выделенных в разрезе и на их способность генерировать УВ. При этом нужно учитывать, что мощность соленосной толщи не оставалась постоянной. Вплоть до конца раннего триаса соленосная толща залегала согласно вмещающим осадкам и имела мощность порядка 2 км. К концу раннего триаса последняя орогеническая стадия инициировала и энергетически обеспечила мощный галокинез Предуральского краевого прогиба и смежных с ним территорий юго-восточного склона Волго-Уральской антеклизы и Прикаспийской синеклизы. Эти явления обусловили проявление соляного диапиризма. В современном строении соляного комплекса мощность эвапоритов варьирует от 50 м в межкупольных мульдах до 5 км в пределах некоторых куполов (*Рисунок 1*).

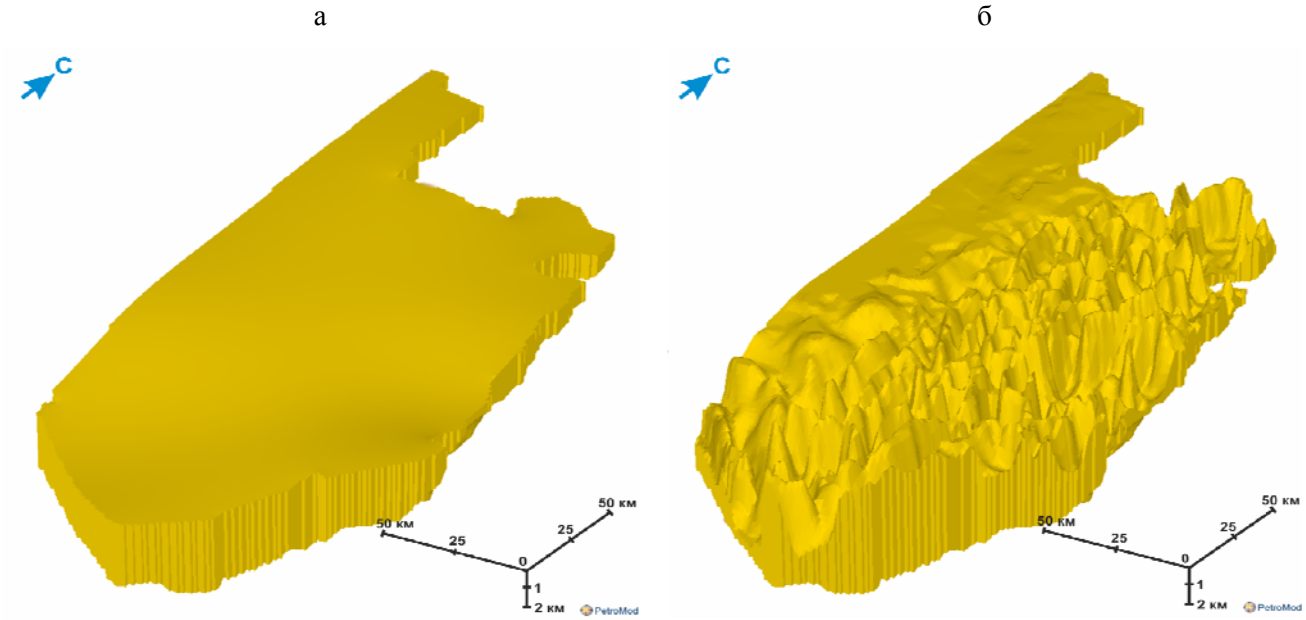


Рисунок 1. *Трансформация соляного комплекса отложений (P_1k) в процессе эволюции осадочного бассейна (а – 270,6 млн. лет назад, б – к настоящему времени).*

Моделирование углеводородных систем южной части Предуральского прогиба позволило реконструировать геологические события в процессе развития углеводородных систем: установить периоды формирования нефтегазоматеринских пород, пород-коллекторов, пород-флюидоупоров,

ловушек, подстилающих и перекрывающих пород, определить периоды генерации, миграции, аккумуляции, консервации углеводородов. Созданная прогнозная модель нефтегазоносности южной части Предуральского прогиба позволила провести ранжирование изучаемой территории с точки зрения перспектив поисков скоплений УВ по каждому НГК. Наиболее перспективным районом в пределах изучаемой территории является южная часть исследуемой области Предуральского прогиба, где скопления углеводородов прогнозируются во всех четырех изученных нефтегазоносных комплексах: нижнедевонско-франском, франско-турнейском, визейско-башкирском и нижнепермском.

Байкитская антеклиза и Курейская синеклиза характеризуются температурным воздействием Сибирских *интрузий* (Сибирского суперплюма) и *эрозионных процессов*, что необходимо учитывать при создании моделей углеводородных систем (*Рисунок 2*). Температурное влияние интрузии выражается в мгновенном приросте температур в ячейках, затронутых интрузивным процессом и дальнейшим распространением температур в окружающие осадочные слои. Распространение тепла от интрузивного тела происходит очень быстро, в связи, с чем при моделировании были созданы дополнительные временные точки для расчета процесса распространения тепла (*Рисунок 3*). В двухмерных моделях по опорному геофизическому профилю «Батолит», где магматические процессы происходили на рубеже пермского и триасового времени (250 млн. лет назад), дополнительные временные точки были созданы через 1, 2, 5, 10, 50 тыс. лет после внедрения интрузии. Согласно полученным моделям, в результате внедрения интрузии образовался аномальный фон температур, который не вернулся к фоновым значениям и по сей день. Этот всплеск энергии повлек за собой смещение катагенетической преобразованности вверх по разрезу и создал условия для генерации углеводородов в верхних отделах рифейской системы.

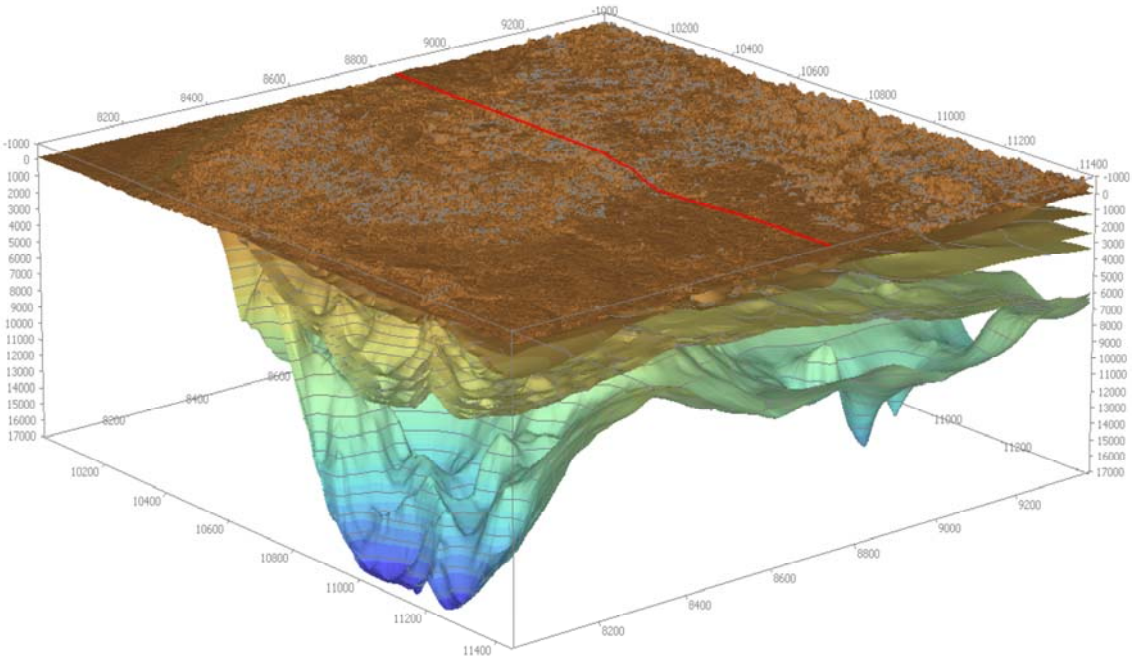


Рисунок 2. *Структурно-тектонический каркас 3D модели юго-западной части Сибирской платформы (Байкитская антеклиза и Курейская синеклиза).*
Красная линия – расположение регионального сейсмического профиля «Батолит».

Интрузии проникали в толщи осадочных пород, «раздвигая» их. Благодаря этому в местах прорыва расплавов совокупная толщина чехольного комплекса локально увеличилась на 150-250 м. Начальная температура базитовой магмы, принятая нами для проведения расчетов, составляет 1200 °С, а температура ее кристаллизации 900 °С. Температурное воздействие интрузивных процессов происходит двояко: во-первых, интрузивные тела, которые практически мгновенно передают свое тепло окружающим толщам. Во-вторых, возрастающий в период магматических процессов тепловой поток из недр влияет задолго до начала интрузивных процессов, продолжаясь долгое время после.

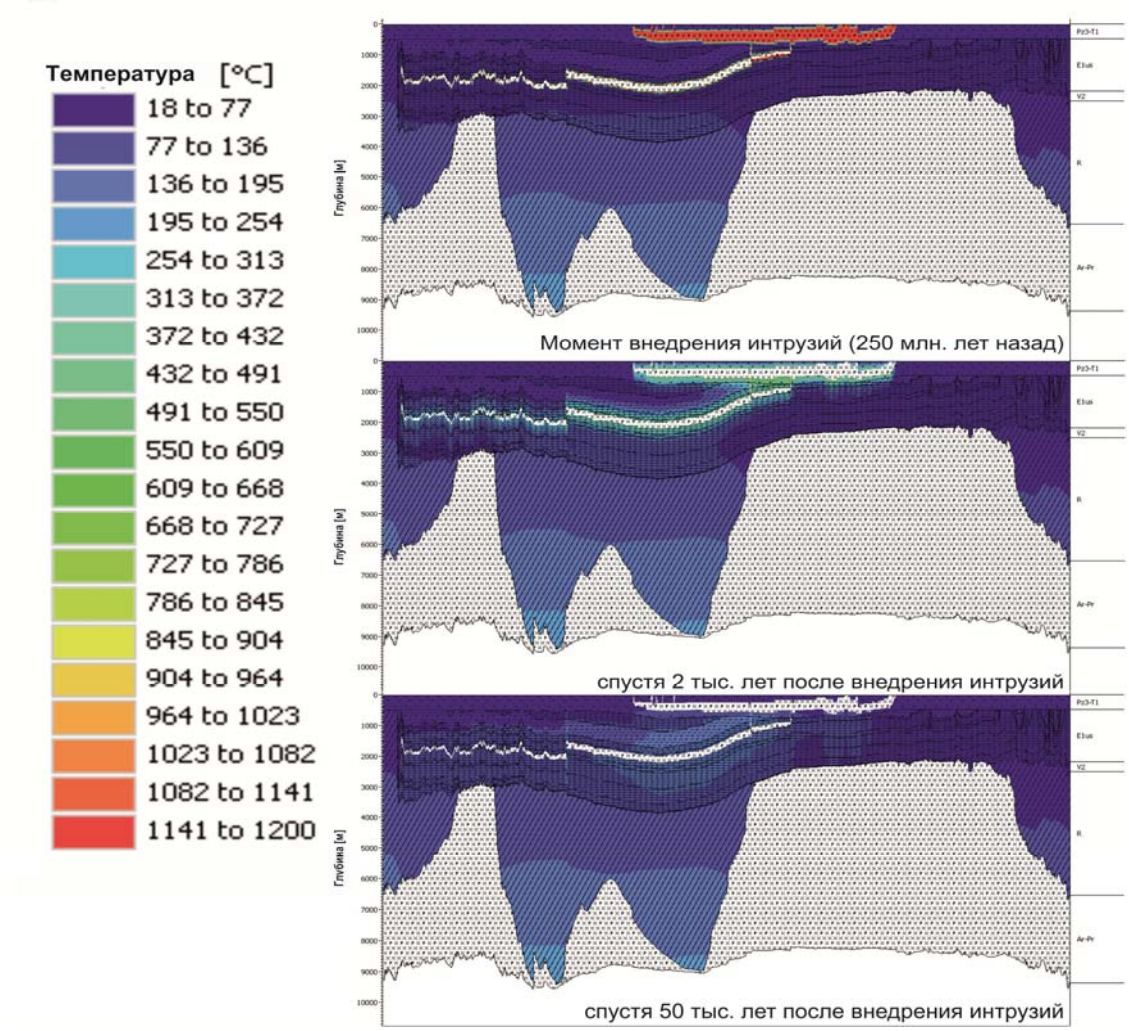


Рисунок 3. *Влияния интрузивных процессов на эволюцию углеводородных систем.*

Расчет отражающей способности витринита и температурного влияния интрузии, позволил определить закономерности распространения зон нефтегазогенерации на каждый из региональных комплексов (*Рисунок 4*). Как видно из расчетов, в результате внедрения интрузий, области сохранения жидких УВ, значительно сократились по обоим рассматриваемым НГК. На основе этих представлений о сохранности УВ в различных термобарических условиях были разделены зоны газонакопления и зоны нефтегазонакопления. Процессы эмиграции углеводородов и аккумуляции их в рифовых коллекторах происходили параллельно. При этом, в пермское время наблюдается небольшое снижение ресурсов углеводородной системы за счет происходящего в это время вторичного крекинга нефти в газ. Интрузивные процессы (трапповый магматизм) вызвали резкий скачок в эмиграции УВ из материнских пород кембрия, что, в свою очередь, с некоторым запаздыванием повышает аккумулированные ресурсы всего комплекса. Таким образом, результаты исследования показывают, что тепловое воздействие Сибирского плюма привело к полной «выработанности» генерационного потенциала всех рифейских и большей части вендских материнских пород. Проведенные исследования позволили определить, что основные перспективы нефтеносности связаны с южными территориями, в то время как на севере прогнозируются только газообразные углеводороды. Выделяются нефтеносная Южнобахтинская зона, и газоносная Таначи-Моктаконская зона и перспективная Илимпейская нефтяная зона. Моделированием плотностей генерации было показано, что тирский и даниловский горизонты наибольшее количество УВ отдали именно в южной части территории, и только непский горизонт генерировал УВ преимущественно в центральной, северной и северо-западной частях территории. Весьма интересна для поисков месторождений УВ Сенгачангдская зона – цепь рифовых образований расположенных в пограничной полосе между Байкитской антеклизой и Курейской синеклизой и являющаяся западным продолжением Западно-Якутского рифа.

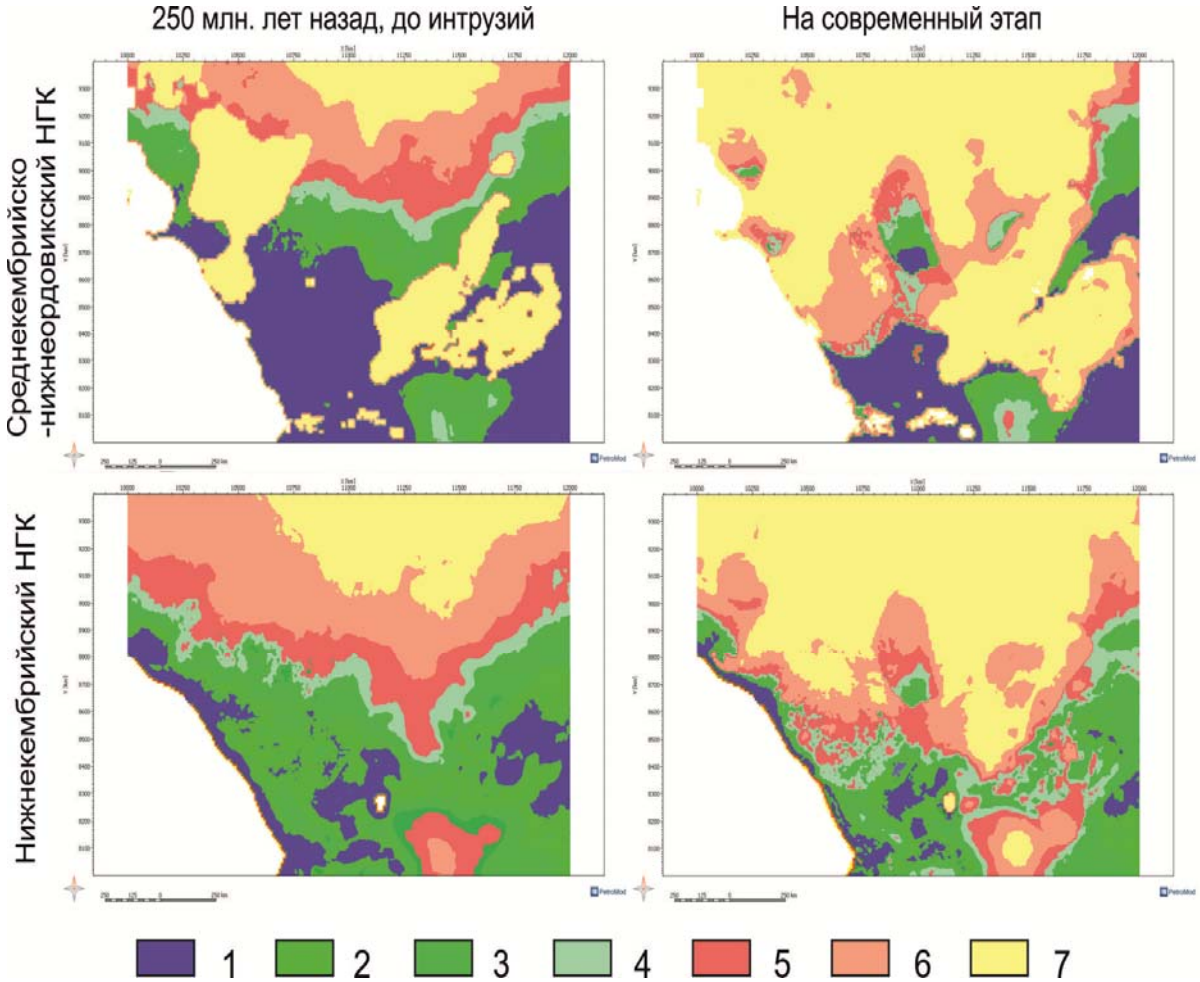


Рисунок 4. *Карты зон генерации УВ полученные по результатам моделирования. Расчетная отражающая способность витринита, зоны генерации, EasyRo%: 1 – биогенные, низкотемпературные УВ (<0,55), 2 – начало генерации нефти (0,55-0,7), 3 – основная зона генерации нефти (0,7-1,0), 4 – начало генерации газа, остатки нефти (1,0-1,3), 5- генерация жирного газа (1,3-2,0), 6- генерация сухого газа (2,0-4,0), 7 – зона генерации безуглеводородных газов (>4,0).*

Проявлением *эрозионных процессов* характеризуется и Большехетская впадина (Западная Сибирь). В результате неогеновой эрозии в пределах впадины, породы юрской и нижнемеловой систем, которые находились в газоконденсатной зоне нефтегазообразования, сместились в нефтяную зону, за счет чего процессы генерации УВ в материнских породах остановились. С учетом этих осложняющих факторов были созданы модели углеводородных систем Большехетской впадины (*Рисунок 5*). Проведенные исследования позволили рекомендовать в качестве первоочередных для поисков скоплений УВ Среднемессояхскую, Тематическую, Сояхскую, Нянгускую структуры. Северная часть впадины, в пределах которой находятся выделенные структуры, более погружена и, следовательно, успела сгенерировать большее количество УВ. Предполагаемый региональный разлом на границе с Нижнемессояхским мегавалом служил путем миграции УВ в верхние комплексы. Таким образом, достаточный размер и объем ресурсов этих ловушек повышают вероятность рентабельности ожидаемых месторождений, по сравнению с мелкими структурами в северо-восточной части впадины.

Таким образом, применение нетрадиционных подходов и инновационных методов моделирования углеводородных систем в регионах со сложным геологическим строением обеспечивает решение задач выявления очагов генерации углеводородов, установления путей их миграции и локализации областей аккумуляции. Это в свою очередь позволяет оптимизировать выбор направлений геологоразведочных работ и существенно снизить затраты на глубокое бурение.

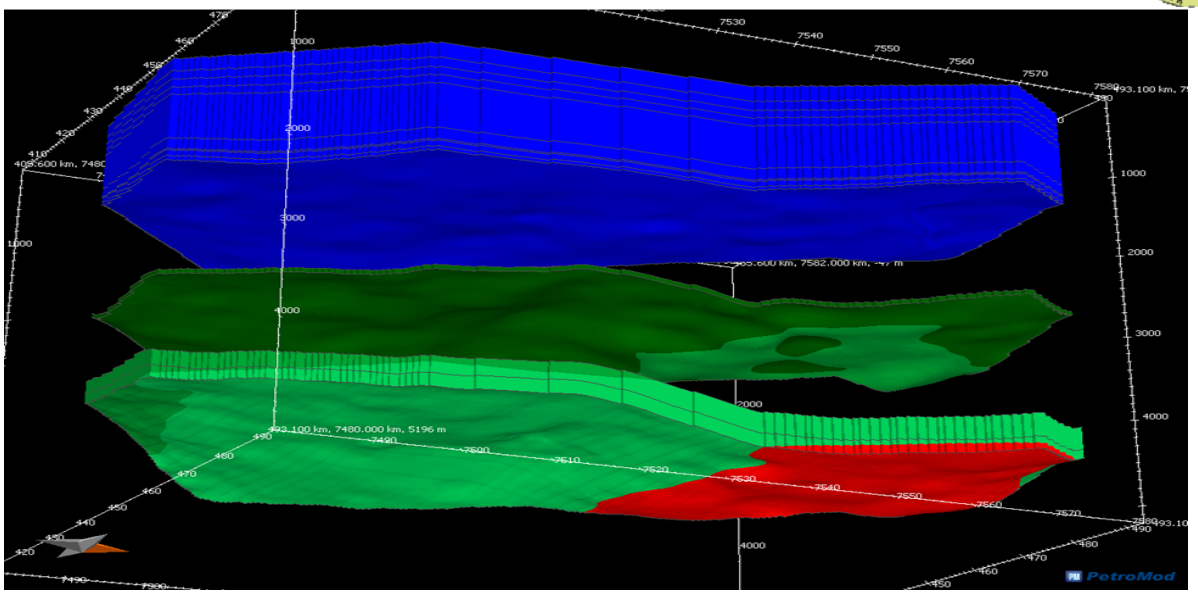


Рисунок 5. *Трехмерная модель положения зон нефтегазогенерации УВ после эрозии.*

Исследования проведены при финансовой поддержке со стороны Минобрнауки России в рамках выполнения базовой части государственного задания проект №2330 «Проведение научно-исследовательских работ (фундаментальных научных исследований, прикладных научных исследований и экспериментальных разработок)».

Список литературы

1. Керимов В.Ю., Осипов А.В., Лавренова Е.А. Перспективы нефтегазоносности глубокопогруженных горизонтов в пределах юго-восточной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции // Нефтяное хозяйство. – Москва, 2014. - №4. - С. 33-35
2. Керимов В.Ю., Бондарев А.В. Условия формирования и перспективы поисков скоплений УВ в меловых и юрских отложениях Большехетской впадины // Нефтяное хозяйство. – Москва, 2014. - №6. – С. 30-34
3. Керимов В.Ю., Гулиев И.С., Лавренова Е.А., Мустаев Р.Н., Осипов А.В., Серикова У.С. Прогнозирование нефтегазоносности в регионах со сложным геологическим строением. – М.: ООО «Издательский дом Недра», 2014. – 404 с.
4. Vagif Kerimov, Alexander Bondarev, Alexander Osipov, Rustam Mustaev Modeling of petroleum systems in regions with a complex tectonic structure // Canadian Journal of Science, Education and Culture, “Toronto Press”, 2014, № 2 (6). – P. 1002-1011

КОНЦЕПЦИЯ РАСТУЩЕЙ ЗЕМЛИ И ПРОБЛЕМА ОБРАЗОВАНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ

Бетелев Н.П. (НИИ оснований и подземных сооружений им. Н.М.Герсеванова, Москва)

При изучении возможности глубинного неорганического образования углеводородов многие исследователи рассматривают схему образования нефтяных углеводородов за счет выделения газов, первично находившихся в глубинных геосферах и ядре Земли [9]. Однако может существовать и другой источник глубинных газов, связанный с их новообразованием в земных глубинах по схеме, принимаемой в концепции растущей Земли. Эта концепция привлекает внимание многих исследователей [4,10] и обсуждалась на ряде международных научных конференций [11, 16, 17, 18]. У истоков этой концепции стоял русский ученый И.О.Ярковский [14], который раньше А.Эйнштейна обратил внимание на возможную эквивалентность массы и энергии и возможность их взаимопревращения в природных процессах. Согласно И.О.Ярковскому и его последователю У. Кэри [10], во внутренних частях вращающихся по орбитам и гравитирующих космических тел происходит новообразование массы вещества и энергии вследствие поглощения этими телами материи и энергии космического вакуума (эфира, гравиполя). Новообразование энергии и материи вызывает рост энергии, массы и объема космических тел. В.А. Ацюковский [1] объясняет увеличение массы и объема небесных тел поглощением ими частиц эфира амеров из космического пространства. Эфиром [1] называется мировая среда, заполняющая все пространство, образующая все виды вещества и осуществляющая все виды взаимодействия. Эфир представляет собой чрезвычайно разреженный газ, сжимаемый в широких пределах и состоящий из мельчайших частиц амеров, хаотически движущихся с огромными скоростями. По расчетам [1], плотность эфира составляет $8.85\cdot10^{-12}$ кг/м^3, масса амера < $1.5\cdot10^{-114}$ кг, диаметр амера < $4.6\ 10^{-45}$ м, число амеров > $5.8\cdot10^{102}$ в м^3. В результате поглощения амеров масса Земли ежегодно увеличивается на $5.6\cdot10^{16}$ кг, а ее радиус на ~ 0.6 мм. Прирост энергии Земли вследствие поглощения потока эфира составляет $2.3\cdot10^{32}$ Дж/год. Обогащение Земли энергией вызывает ускорение во времени прохождения многих геологических процессов, вследствие чего развитие Земли можно рассматривать как антиэнтропийное [4]. Е.В.Барковский [2] разработал новую теорию тяготения небесных тел - физическую теорию гравитации, которая, в отличие от кинематической теории И.Ньютона, предполагает существование материальных частиц носителя гравиполя (физического вакуума). Увеличение массы небесных тел во времени Е.В.Барковский объясняет поглощением ими частиц материального носителя гравиполя, в противном случае возникает "проблема парадокса импульса". Размер этих частиц очень мал $\cdot10^{-34}$ м, масса $\cdot10^{-46}$ кг. На основе применения закона сохранения импульса в таком материальном гравиполе Е.В.Барковский вывел уравнение, описывающее закон изменения во времени массы тяготеющих тел (например, Земли):

$$\frac{dM_3}{dt} = \frac{4\pi \cdot m_p \cdot G \cdot M_3}{\sigma_{реф} \cdot C}, \qquad (1)$$

где M_3 - масса тяготеющего тела (Земли) $6\cdot10^{24}$ кг, m_p - масса протона (как пробного тела) $1.67\cdot10^{-27}$ кг, G - универсальная гравитационная постоянная $6.67\cdot10^{-11}$ м^3/кг·с^2, $\sigma_{рэф}$ - эффективное сечение протона $1.8\cdot10^{-28}$ м^2, C - скорость света $3\cdot10^8$ м/с.

Из уравнения (1) следует, что, для того, чтобы наша планета реализовывала фактически наблюдаемое тяготение, Земля должна увеличивать свою массу на определенную величину. Подставляя в уравнение (1) конкретные величины, получим прирост массы Земли $\frac{dM_3}{dt} \approx 1.55\cdot10^8$ кг/с $\approx 1.3\cdot10^{13}$ кг/сут. $\approx 4.9\cdot10^{15}$ кг/год. Увеличение

массы нашей планеты вызывает увеличение ее объема и радиуса. По расчетам [2], объем Земли увеличивается ежегодно на ~ 550 км^3, а радиус на ~ 1.5 мм. На основании закона сохранения энергии гравиполя Е.В.Барковский вывел уравнение, описывающее полный поток энергии гравиполя $W_{гр}$, поглощаемой Землей в единицу времени:

$$\frac{dW_{гр}}{dt} = \frac{4\pi \cdot m_p \cdot G \cdot C \cdot M_3}{\sigma_{реф}}, \quad (2)$$

Подставив в уравнение (2) вышеприведенные значения параметров, получим: $\frac{dW_{гр}}{dt}$ = $1.4 \cdot 10^{25}$ Дж/с $\approx 4.4 \cdot 10^{32}$ Дж/г.

S.T.Tassos [15] объясняет увеличение массы и объема Земли преобразованием поглощаемой Землей космической волновой энергии в массу с образованием химических элементов. Этот процесс происходит во внутреннем ядре Земли. Внутреннее ядро рассматривается как точка Лагранжа, т.е. как участок равновесия высокого напряжения и, следовательно, высокой частоты, где энергия-непарные стоячие волны-преобразуется в материю-парные стоячие волны, так что не нарушается принцип сохранения, и образуются химические элементы, т.е. избыточная масса. Последовательность образования химических элементов зависит от их энергии ядерной связи на один нуклон, измеряемой в мегавольтах (MeV).^{1}H с одним протоном и, следовательно, O MeV энергии ядерной связи образуется первым и ^{56}Fe с максимальной энергией ядерной связи ~8.8 MeV образуется последним (рис. 1).

На рис.1 показана зависимость средней энергии связи на один нуклон от числа нуклонов в ядрах химических элементов. На графике имеются две ветви-слияния ядер химических элементов и их расщепления в результате радиоактивного распада. Разделяющей линией является пик ^{56}Fe.

Различаются три фазы роста Земли (рис. 1):

I. Первая до-Fe (u до-U), когда образуются ^{1}H (O MeV), ^{2}H (~1.1 MeV), ^{3}He (~2.5 MeV), ^{3}H (~2.9 MeV), ^{6}Li (~5.3 MeV), ^{7}Li (~5.7 MeV), ^{9}Be (~6.5 MeV), ^{11}B (~6.9 MeV), ^{4}He (~7.1 MeV), ^{14}N (7.5 MeV).

II. Вторая до-Fe и после -U начинается с образования ^{238}U (~7.6 MeV) на стороне расщепления ядер и ^{12}C (~7.7 MeV) на стороне слияния ядер.

III. Третья после -Fe, начавшаяся ~ 200 млн. лет назад с образования ^{56}Fe и продолжающаяся по настоящее время. Таким образом находит своё физическое объяснение отсутствие обогащённых железом пород и океанической коры старше ~ 200 млн. лет.

Все элементы образуются во внутреннем ядре Земли, затем элементы атом за атомом располагаются вокруг него и, в зависимости от внутренних напряжений,могут уходить или образовывать соединения, кристаллы, минералы и горные породы. Первыми породами, образовавшимися на поверхности Земли, были прото-пегматиты, обогащённые литием, бериллием и бором. Позже, почти сопутствуя образованию ^{238}U, начал образовываться ^{12}C и входить в кристаллическую структуру прото-пегматитов, формируя прото-кероген, исходную породу для образования почти свободного от водорода антрацита. Углерод при соединении с водородом давал метан, исходную молекулу для образования углеводородов. На этой ранней стадии большая часть метана уходила в атмосферу, как это происходит сейчас на поверхности Титана.

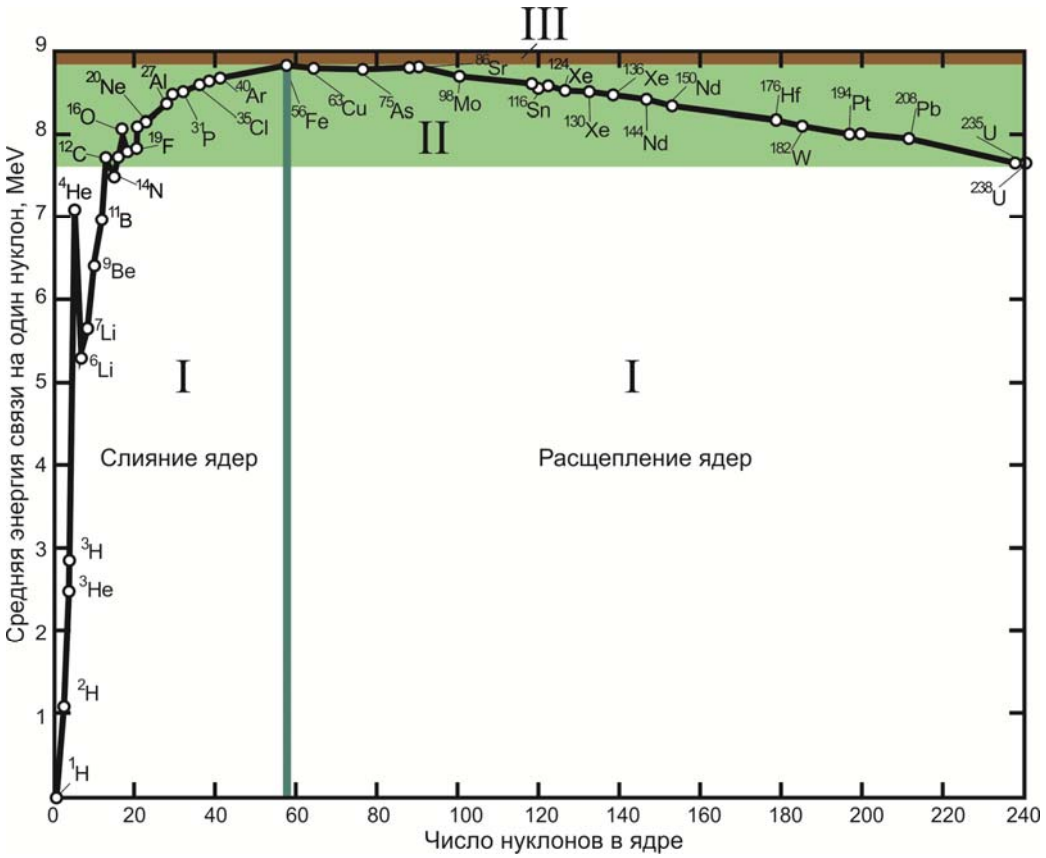


Рисунок 1. Зависимость средней энергии связи на один нуклон от числа нуклонов в ядрах химических элементов. Фазы образования химических элементов и увеличения размера Земли: I - до Fe (и до U); II - до Fe (и после U); III - после Fe.

Так как постоянное расширение пространства и, следовательно, возрастание частоты обеспечивало более высокие энергии связи на один нуклон, через слияние ядер образовывались кислород, натрий, магний, алюминий, кремний, сера, калий и кальций и через расщепление ядер торий и цезий. Эти элементы входили в кристаллическую структуру прото-пегматитов. В результате формировались минералы полевой шпат и кварц; прото-пегматиты постепенно превращались в пегматиты и окончательно в граниты и прото-кероген в кероген. В конце второй до-Fe фазы вся окружающая пегматито-гранитная континентальная кора покрывала поверхность меньшей по размеру ~0.6 её современного диаметра Земли. В заключение в течение третьей после-Fe фазы в продолжение последних ~ 200 млн. лет с образованием железа и его внедрением в структуру существовавших кварцево-полевошпатовых микрокристаллических минералов образовывались слюды и более мафические оливиновые и пироксеновые минералы и из них породы типа габбро и базальта. Это вызвало увеличение объёма мантии Земли, и планета выросла до своего теперешнего размера. Увеличение объёма мантии привело к раскалыванию пегматито-гранитной котинентальной коры и относительному перемещению континентов, которые, оставаясь на своих местах, отдалялись друг от друга вследствие увеличения объёма обогощавшейся железосодержащими горными породами мантии Земли (рис. 2). По расчётам [15], в настоящее время радиус Земли увеличивается на ~2.6 см/год, а прирост массы Земли составляет $6.45 \cdot 10^{16}$ кг/год.

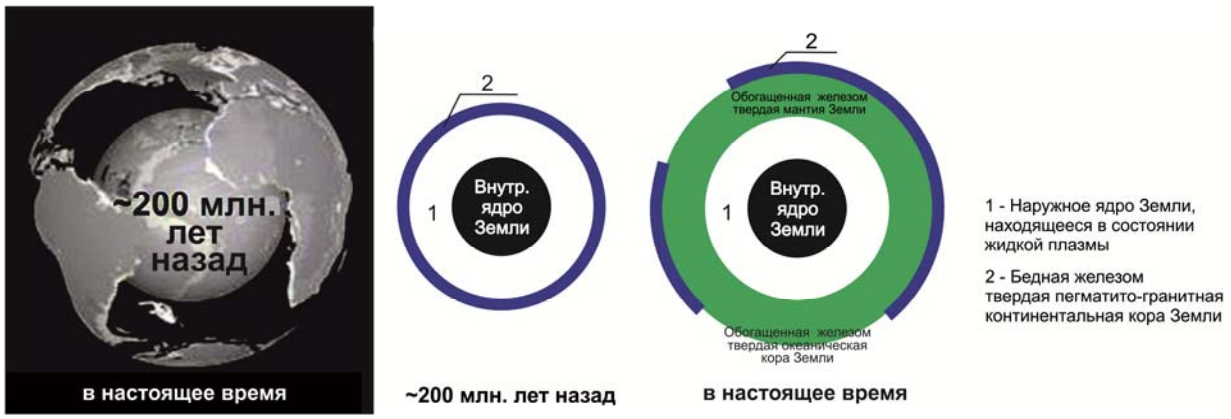


Рисунок 2. Изменение размера и строения Земли за последние ~ 200 млн. лет (по [15] с упрощениями).

По данным В.И.Кафтана и Е.Н.Цыбы (ЦНИИГАиК) [7], основанным на измерениях высокоточными методами космической геодезии по GPS наблюдениям в 100 точках, приблизительно равномерно расположенных на поверхности Земли, увеличение среднего радиуса твердой поверхности планеты составило ~ 0.6 мм/год в интервале 1999 - 2006 г.г. Эта величина совпадает с величиной прироста радиуса Земли по расчетам [1]. Поглощаемые Землей из космического пространства материальные частицы (амеры эфира, материальные носители гравиполя) концентрируются в глубоких центральных частях планеты и преобразуются в химические элементы таблицы Д.И.Менделеева [3]. В первую очередь образуются легкие химические элементы, расположенные в начале таблицы (водород, гелий, азот и др.) и затем простые химические соединения. Эти элементы и простые химические соединения (метан, сероводород, вода, диоксид углерода) в больших количествах поступают в атмосферу по тектоническим разломам (особенно по пересекающимся разломам) и в составе газов вулканов, в том числе грязевых. По данным [6], на основании суммирования выделения газов в разных геоструктурных зонах, в земную атмосферу ежегодно поступает $6.1 \cdot 10^{12}$ г водорода, $24.7 \cdot 10^{12}$ г азота, $272.9 \cdot 10^{12}$ г диоксида углерода и $223.5 \cdot 10^{12}$ г углеводородов, среди которых преобладает метан, имеющий, как показывает относительно тяжелый изотопный состав его углерода, не биохимическое происхождение. Поступление в верхние горизонты земной коры и выделение с поверхности Земли огромных количеств глубинного гелия, образование которого не связано с распадом урановых руд, отмечено в [13]. В рамках концепции растущей Земли, допускающей непрерывное поступление в недра планеты материи и энергии из космического пространства, находят объяснение фактически наблюдаемые процессы современного восполнения запасов разрабатываемых нефтяных месторождений. Так, в пределах Татарстана, по данным татарских геологов, доманиковые нефтематеринские породы могли произвести 709 млн. т нефти, а фактически из недр этой республики уже извлечено почти 3 млрд. т нефти [8]. Месторождение "Белый тигр" во Вьетнаме, залегающее в гранитах, дает по 12 млн. т нефти в год в течение 20 лет и дебит скважин из фундамента достигает 2 тыс. $м^3$/сутки. При этом нет никаких доказательств существования осадочных пород под фундаментом [12]. Современное восполнение запасов известно и на многих других нефтяных месторождениях. По-видимому, поступающая из космического пространства материя в недрах Земли, в результате процессов в открытых каталитических системах [12], преобразуется в нефтяные углеводороды. Возможно, что этот постоянно идущий современный процесс обеспечивает наблюдаемое восполнение запасов разрабатываемых месторождений углеводородов. В работе [12] отношение количества нефти, образовавшейся из органического вещества биосферы, к количеству нефти, образовавшейся из глубинных газов, оценивается как ~ 1/800. Образование гигантских

скоплений углеводородных газов в виде газогидратов [5] логичнее объяснять представлениями о непрерывном образовании углеводородов в глубинах Земли, принимаемом в концепции растущей Земли, чем образованием углеводородов за счёт органического вещества осадочных горных пород. То же можно сказать и о генерации гигантских скоплений твёрдых битумов в песчаниках Атабаски, Ориноко и др. [5].

Список литературы

1. Ацюковский В.А. Общая эфиродинамика. М.: Энергоатомиздат, 2003. 584 с.
2. Барковский Е.В. По закону сохранения энергии //Техника-молодежи, 2001. № 10. С. 56-60.
3. Бетелев Н.П. О концепции растущей Земли //Вулканология и сейсмология, 2009. № 5. С. 70-77.
4. Блинов В.Ф. Растущая Земля: из планет в звезды. Изд-во Едиториал УРСС, 2003. 271 с.
5. Валяев Б.М. Нетрадиционные ресурсы и скопления углеводородов: особенности процессов нефтегазонакопления // Дегазация Земли и генезис нефтегазовых месторождений. М. : ГЕОС, 2011. С. 390-404.
6. Войтов Г.И. Химизм и масштабы современного потока природных газов в различных геоструктурных зонах Земли //Жур. Всесоюз. химического об-ва им. Д.И.Менделеева, 1986. Т. 31. № 5. С. 533-540.
7. Кафтан В.И., Цыба Е.Н. Оценка изменений среднего радиус-вектора пунктов глобальной геодезической сети //Геодезия и картография, 2008. № 10. С. 14-21.
8. Киреев Ф.А. Граниты и их нефтегазоносность //Дегазация Земли и генезис нефтегазовых месторождений. М.: ГЕОС, 2011. С. 442-455.
9. Кудрявцев Н.А. Генезис нефти и газа. Л.: Недра, 1973. 216 с.
10. Кэри У. В поисках закономерностей развития Земли и Вселенной. М.: Мир, 1991. 447 с.
11. Проблемы расширения и пульсаций Земли. М.: Наука, 1984. 191 с.
12. Руденко А.П., Кулакова И.И. Глубинный синтез углеводородов нефти и газа в открытых каталитических системах и возможность существования месторождений с самовозобновляемыми запасами //Генезис углеводородных флюидов и месторождений. М.: ГЕОС, 2006. С. 68-83.
13. Яницкий И.Н. Состав и свойства вещества в недрах Земли. М.: Редакционно-издательский центр (РИЦ) ВИМС, 2005. 48 с.
14. Ярковский И.О. Всемирное тяготение как следствие образования весомой материи внутри небесных тел. М.: Типо-литография товарищества И.Н. Кушнеров и К^{o}, 1889. 388 с.
15. Tassos S.T. The Solid, Quantified, Radiating and Growing Earth. Электронное научное издание Альманах Пространство и Время. Т. 2. Вып. 1. 2013. http://e-almanac.space-time.ru/assets/files/Tom%202%20Vip%201/rubr6-planeta-zemlya-st2-tassos-2013.pdf
16. The Earth Expansion Evidence: A Challenge for Geology, Geophysics and Astronomy /EMFCSC, Erice, Sicily, 4-9 October, 2011. 226 p.
17. The Expanding Earth /Ed. Carey S.W. Australia: Univ. of Tasmania, 1983. 423 p.
18. Why Expanding Earth ? /Ed. Scalera G. and Jacob K.-H. JNGV Publicatiom, Roma, 2003. 465 p.

КРУГЛЫЙ СТОЛ – 3. ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫЕ РЕСУРСЫ. ОЦЕНКА РЕСУРСОВ И ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА В ВЫСОКОУГЛЕРОДИСТЫХ ФОРМАЦИЯХ

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАЗРАБОТКИ ЗАПАСОВ БИТУМИНОЗНЫХ ПЕСКОВ И ГОРЮЧИХ СЛАНЦЕВ. ОПЫТ США И КАНАДЫ.

Соколов Антон Николаевич (Институт проблем нефти и газа СО РАН), Сафронов Александр Федотович (Институт проблем нефти и газа СО РАН).

Битуминозные пески и горючие сланцы считаются нетрадиционными источниками углеводородов. Особенностью разработки данных источников является высокая себестоимость добываемых углеводородов. Высокие издержки разработки связаны с большими начальными инвестициями и энергозатратами.

Наибольшая часть добываемых углеводородов используется как источник энергии. Поэтому представляется важным дать оценку энергетической эффективности разработки нетрадиционных источников углеводородов и сравнить с разработкой традиционных.

Энергетическая эффективность определяется как отношение полученной энергии к затраченной (EROI – Energy returned on invested). Расчет EROI возможно производить оперативно по году или итогом за весь жизненный цикл проекта [1].

К настоящему времени в США и Канаде был опробован ряд методов разработки запасов битуминозных песков и горючих сланцев. В Канаде запасы битуминозных песков разрабатываются методами [2]:

1. Карьерная добыча и сепарация битума от песка с помощью горячей воды. Далее «обогащение» битума на установках гидрокрекинга.
2. Подземная добыча битума методом SAGD (Steam Assisted Gravity Drainage). И далее «обогащение» битума на установках гидрокрекинга.

В США при разработке запасов горючих сланцев формации Green River в Колорадо в тестовом режиме был опробован метод ICP (In-situ Conversion Process). Метод заключается в постепенном подземном электронагреве сланцев с целью выделения из керогена углеводородов и последующей их добычей (метод подземного ретортинга). Проект с данным методом получил название OST (Oil Shale Test project). На основе этого проекта был смоделирован и просчитан проект промышленного масштаба (рис.1). Также был смоделирован и просчитан (но не опробован) проект разработки сланцев методом карьерной добычи с последующим извлечением углеводородов (ретортингом) по технологии ATP (Alberta Taciuk Process) [3].

На основе опубликованных данных возможно произвести расчет энергетической эффективности добычи углеводородов из залежей битуминозных песков и горючих сланцев (таблица 1,2,3).

Рассчитанные значения энергетической эффективности разработки запасов битуминозных песков и горючих сланцев являются очень низкими. Для сравнения, в России EROI добычи нефти составляет 20-35 и газа 70-120. [1].

Маржинально низкие значения EROI вызывает вопрос об энергетической целесообразности реализации данных проектов. Может быть, будет проще и эффективнее использовать тот газ, который расходуется в процессе извлечения углеводородов из битуминозных песков, использовать напрямую в качестве моторного топлива?

Для дальнейших исследований в этой области следует задать направление, что в конечном итоге требуется расчет EROI производства готовой продукции: бензинов, дизеля, керосина, а не нефти и газа. Для этого необходимо знать итоговый объем готовой продукции

и энергозатраты по всей цепочке: добыча, транспортировка и переработка. В этом случае мы получим оценку того, сколько энергоресурсов в виде кубометров газа, тонн ГСМ, электроэнергии требуется для получения моторного топлива из углеводородов, добытых из нетрадиционных источников. В случае некоторых технологий и залежей низкого качества может случиться так, что разработка окажется бессмысленной именно с точки зрения отношения энергетического эквивалента готовой продукции и энергозатрат.

В связи с фундаментальной долгосрочной тенденцией перехода от добычи легких запасов УВ к тяжелым, расчет энергетической эффективности должен стать такой же стандартной практикой, как и расчет экономической эффективности. Особенно это касается нетрадиционных источников углеводородов.

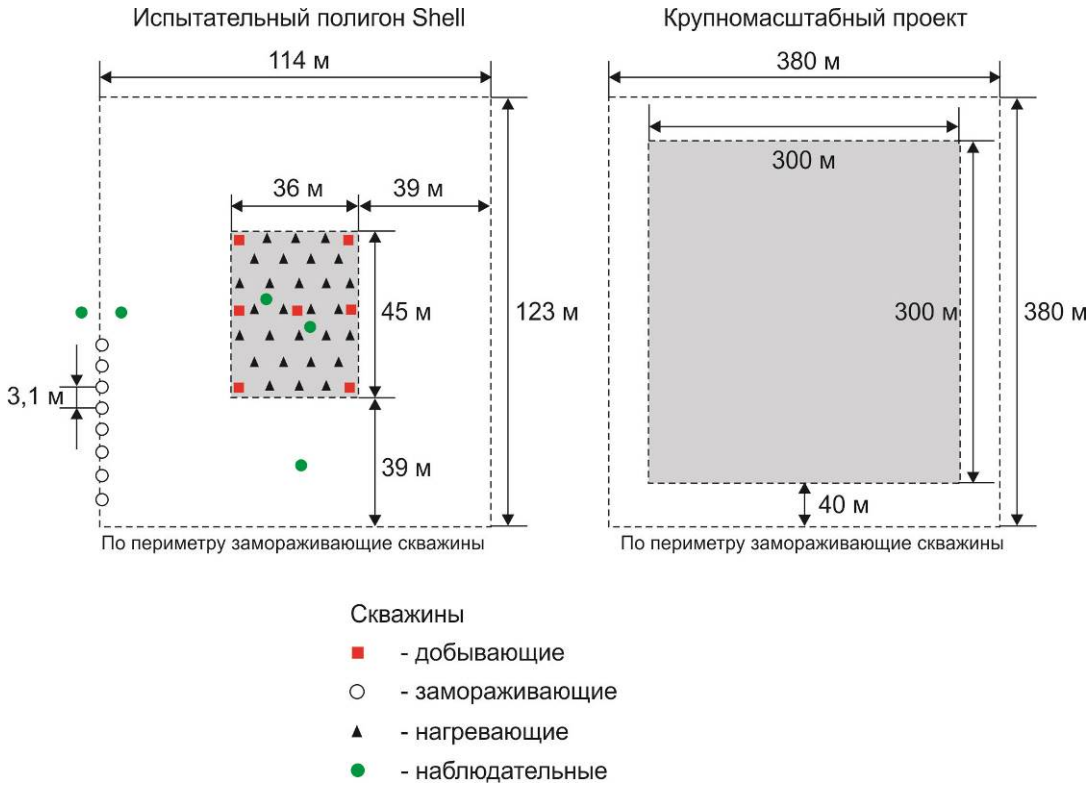


Рисунок 1. *Схема разработки запасов горючих сланцев методом ICP (подземного электонагрева) формации Green River в штате Колорадо, США.*

Таблица 1. Проектный $EROI^{итоговый}$ разработки запасов битуминозных песков в Канаде

№	Итоговые параметры за 30 лет, млн. тонн нефтяного эквивалента (т.н.э.)	Метод разработки		
		SAGD и обогащение (раздельно)	**Карьер и обогащение (совместно)**	**Карьер и обогащение (раздельно)**
1	Производство нефти	149,39	149,39	149,39
2	Капитальные инвестиции	4,81	7,88	6,85
3	Капитальные затраты на начальном этапе	2,54	3,02	2,63
4	Постоянные (не энергия)	8,93	12,61	12,61
5	Природный газ	57,27	21,70	35,42
6	Электроэнергия	1,50	1,06	-0,26
7	**EROI = 1/(2+3+4+5+6)**	**2,0**	**3,2**	**2,6**

Таблица 2. Проектный EROI^{итоговый} разработки запасов горючих сланцев в США методом подземного ретортинга (ICP).

№	Параметры, т.н.э.	Оптимистичный вариант	Пессимистичный вариант
1	Производство нефти до переработки	1000	1000
2	Производство газа	232	158
	Удельные энергозатраты на добычу 1000 т.н.э.		
3	Подготовка	0,30	0,33
4	Бурение	2,07	3,95
5	Откачка воды	0,59	1,32
6	Заморозка	21,32	52,32
7	Прочее	10,07	11,19
8	Ретортинг	345,87	546,23
9	Рекультивация земли	11,55	24,35
10	**EROI = (1+2)/(3+4+5+6+7+8+9)**	**3,1**	**1,8**

Таблица 3. Проектный EROI^{итоговый} разработки запасов горючих сланцев методом наземного ретортинга (ATP)

№	Параметры, т.н.э.	Оптимистичный вариант	Пессимистичный вариант
1	Производство нефти	1000	1000
2	Производство газа	24	15
	Удельные энергозатраты на добычу 1000 т.н.э.		
3	Подготовка	0,3	0,3
4	Шахтная (карьерная) добыча	49,4	93,1
5	Транспортировка	2,4	4,8
6	Измельчение	2,8	2,8
7	Ретортинг		
8	*Электричество*	30,2	37,7
9	*Газ*	52,2	61,4
10	*Кокс*	127,8	127,8
11	Обогащение	15,7	21,4
12	**EROI (NER) =(1+2)/(3+4+5+6+8+9+10+11)**	**3,6**	**2,9**
13	**EROI (ERR) = =(1+2)/(3+4+5+6+8+9+11) *без кокса**	**6,7**	**4,6**

Список литературы

1. Сафронов А.Ф. Соколов А.Н. Предварительный расчет энергетической эффективности добычи нефти, газа и производства светлых нефтепродуктов в России // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2014. – Т.9. - №3. URL: http://www.ngtp.ru/rub/3/34_2014.pdf
2. Canadian oil sands supply costs and development projects (2014-2048) // CERI Study No 141. - July 2014.
3. Brandt, A. Converting Oil Shale to Liquid Fuels: Energy Inputs and Greenhouse Gas Emissions of the Shell in situ Conversion Process // Environmental Science & Technology. - August 23, 2008. - vol. 42, no. 19.

МЕТОДИКА ПОИСКОВ И КОЛИЧЕСТВЕННОЙ ОЦЕНКИ РЕСУРСОВ УВ В СЛАНЦЕВЫХ ФОРМАЦИЯХ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

А.М. Жарков Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт (ФГУП «ВНИГРИ»), СПб, Литейный пр. 39

Из нетрадиционных источников нефти и газа наиболее динамично развивается добыча сланцевых УВ. Это обстоятельство обуславливается однотипными условиями разработки сланцевых формаций. Опыта добычи сланцевых УВ в России нет. Понимание проблемы базируется на теоретических разработках российских специалистов и зарубежном опыте.

Территория РФ достаточно изучена и основные сланцевые формации перспективные на содержание УВ известны, это доманиковая свита Восточно-Европейской платформы, кумская и худумская - Предкавказья, баженовская свита Западной Сибири и куонамская - Восточной Сибири.

Методика поисков нефти и газа в сланцевых формациях сводится к следующму:

1. *Локализация областей развития прогнозных сланцевых формаций* базируется на изучении разреза отложений осадочного чехла вскрытых скважинами, выделении толщ обогащённых органическим веществом (ОВ), у которых имеются верхние и нижние флюидоупоры. Затем выделенные поверхности прослеживаются по сейсмическим данным и уточняются по разбивкам скважин.

В результате исследований мы получим базовые карты изучаемой формации, структурные карты и карты мощностей сланцевой формации, нижнего и верхнего флюидоупоров.

2. *Определение содержания ОВ и степени его преобразованности (катагенеза) в выявленных прогнозных сланцевых формациях.* На базовых картах сланцевой формации, в точках бурения скважин, определяются значение содержания органического вещества (ОВ) (стандартными аналитическими методами) и составляются карты содержаний ОВ. Участки карты изопахит с содержанием ОВ менее 1% из дальнейшего анализа исключаются как бесперспективные.

На оставшейся области сланцевого поля в точках бурения скважин определяется катагенез ОВ (аналитическими методами) и исключаются из дальнейшего анализа участки, не отвечающие по катагенезу ОВ условиям генерации нефти или газа.

Таким образом, мы оконтурили область сланцевой формации способную генерировать газ в промышленных масштабах.

3. *Изучение структурных и палеоструктурных характеристик прогнозных сланцевых формаций.* Осуществляется с целью определения участков сланцевых формаций находящихся близко от дневной поверхности, испытавших инверсию (горсты, взбросы) или опускание (грабены, сбросы) в процессе геологического развития, зон выклинивания отложений, закономерностей утонения или наращивания мощностей и связи этих участков сланцевого поля с содержанием ОВ, а так же нарушенностью сланцевых формаций дизъюнктивной тектоникой.

4. *Изучение литологических особенностей строения прогнозных газосланцевых формаций и их коллекторских свойств.* Следующим шагом нужно определить какая часть исследуемого сланцевого поля будет технологически приемлема для разработки, то есть обладала бы минимальными коллекторским потенциалом (не менее 3%), при этом породы должны содержать хрупкую составляющую (не менее 30% от состава формации) для удержания сетки трещин образующихся при гидроразрыве. Таким образом, как

технологически не перспективные исключаются участки сланцевой формации, содержащие примесей карбонатов или кремнистости менее 30% и пористости менее 5%.

5. Оценка надёжности флюидоупоров, ограничивающих прогнозные сланцевые формации. Оценка осуществляется на основе картирования литологического состава отложений. Участки распространения покрышек, имеющие в составе пород свыше 20% хрупких составляющих, будут исключаться. Так же исключаются из дальнейшего изучения покрышки обладающие «критической» толщиной, десять и менее метров.

Далее изучается открытость покрышек за счёт развития разрывных нарушений. Следовательно, нам нужно исключить из дальнейших исследований районы наиболее интенсивного проявления разрывной тектоники.

Вероятность проявления разрывных нарушений картируется величинами первой производной поверхности рельефа по площади. Выбраковываются районы с максимальной напряженностью поверхности рельефа.

В итоге, из области развития сланцевой формации исключаются участки с не надёжными флюидоупорами по структурным и литологическим условиям строения.

6. *Контур прогнозных газосланцевых полей* определяется последовательным исключением из области развития сланцевых формаций участков с содержанием ОВ менее 1 %, обладающих пористостью менее 3%, с не стабильными структурными и палеотектоническими условиями, не имеющих в своём составе хрупких компонентов, с не надёжными по структурно-литологическим свойствам флюидоупорами.

В результате из первоначального поля развития газосланцевой формации выбраковываются участки, отвечающие пяти отрицательным геологическим условиям не сопоставимым с геологическими и технологическими возможностями добычи сланцевых УВ. Предполагается изучение внутренней структуры оконтуренного сланцевого поля с дифференциацией его на очаги генерации УВ, более или менее перспективные районы.

Оценку ресурсов сланцевого газа и сланцевой нефти целесообразно осуществить методом геологических аналогий, взяв за основу внешние эталоны (американские). Для сравнения дать оценку ресурсов УВ объёмно-генетическим методом.

В практике разработки газосланцевых полей встречаются участки с резко увеличенными притоками, американцы называют их “Sweet Spots” – “Лакомые кусочки”. Геологическая сущность этих участков в российской терминологии - очаги генерации УВ. В американской практике такие участки ищут сейсмическими методами трехкомпонентной (3К) сейсморазведки. Этот метод приблизительно в 2 раза дороже метода 3Д. Геологических методик выделения таких объектов пока нет. Тем не менее, по комплексу полученных данных предполагается наметить участки, отвечающие очагам генерации УВ, они будут выделяться повышенными мощностями сланцевой формации, с максимальными значениями содержания ОВ и надежными покрышками.

Таким образом, по материалам бурения и сейсморазведки изучаются крупные по распространению сланцевые формации, последовательно исключаются из их состава участки, не отвечающие необходимым свойствам, производится нефтегазогеологическое районирование перспективной части формации. Первоначально, в предполагаемых очагах генерации УВ проводится сейсморазведка для определения развития трещиноватых коллекторов, а в последующем осуществляется разведочное бурение и использованием горизонтальных стволов скважин и гидроразрывом пласта. В дальнейшем бурение может распространяться на всю перспективную часть формации.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ БАССЕЙНОВОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРИ ОЦЕНКЕ РЕСУРСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ В ТРАДИЦИОННЫХ РЕЗЕРВУАРАХ И СЛАНЦЕВЫХ ФОРМАЦИЯХ

Докладчик М.Л. Сен-Жермес* (ООО "Бейсип-ГеоТехнологии")

Моделирование процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления традиционно используется при оценке перспективности исследуемых территорий. Разработка в последнее десятилетие прошлого века Программного обеспечения 2Д и 3Д позволило комплексно моделировать разнообразные и, как правило, взаимовлияющие процессы, которые определяют наличие залежей нефти и газа в нефтегазоносном бассейне и их характеристики.

На сегодняшний день численное бассейновое моделирование позволяет не только проанализировать функционирование нефтегазоносной системы и выявить основные геологические риски образования скоплений УВ, но и непосредственно используется для оценки перспективных ресурсов УВ поисковых объектов и выбора участков, перспективных для дальнейшего проведения ГРР.

В докладе приведены примеры реальных проектов. На примере проекта на территории Гыданского полуострова показана методология проведения проектов с использованием бассейнового моделирования от региональной стадии до оценки перспективности отдельных ловушек в пределах лицензионных участков.



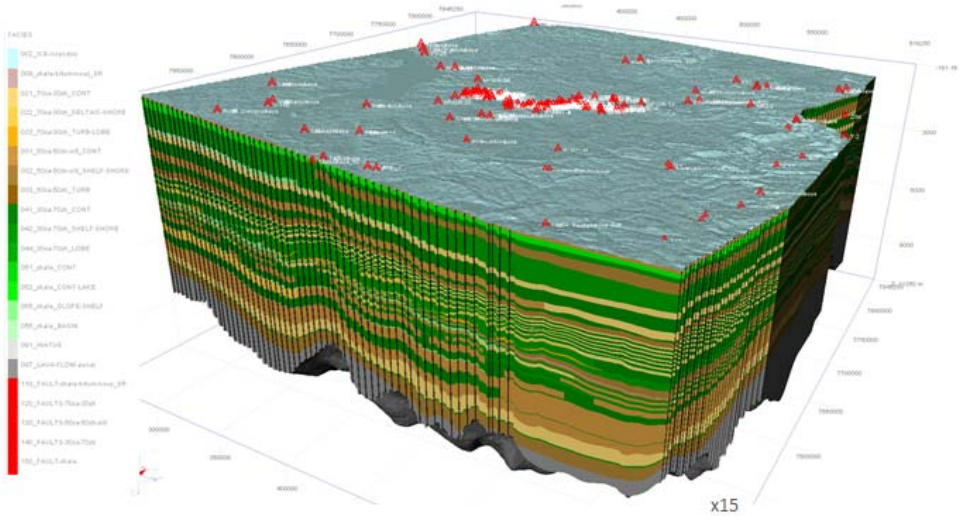
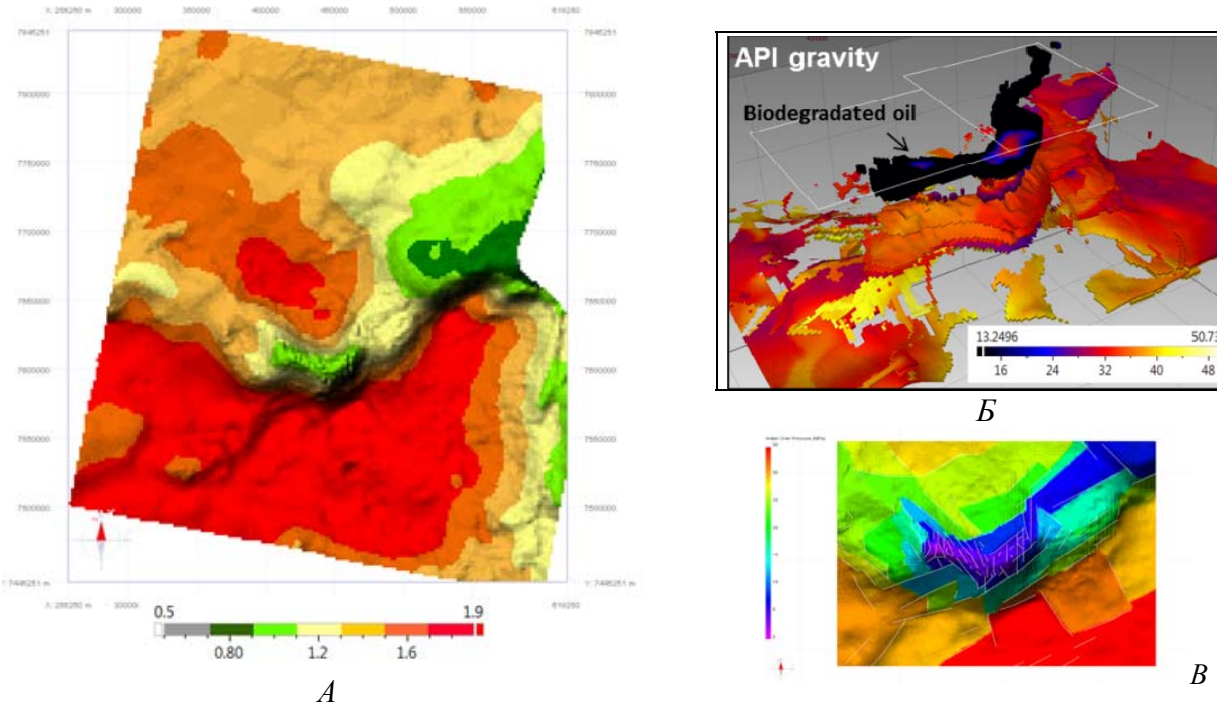


Рисунок 1. *Территория Гыданского полуострова в пределах которой проводилось региональное и детальное моделирование процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления.*

Региональная модель содержит 63 горизонта, охватывая разрез от нижнего триаса до современных отложений. Для прогноза распределения осадочных фаций и формирования литостратиграфических ловушек использовалось лито-стратиграфическое моделирование. Геохимическая база данных проекта включала результаты пиролиза Rock-Eval НМП и капиллярной хромато-масс-спектрометрии нефтей и битумоидов. По результатам геохимических анализов и предварительного моделирования были построены карты исходных характеристик нефтематеринских пород (содержаний ОВ и генерационного потенциала). При моделировании термической истории исследуемой области учитывались процессы рифтогенеза, изменения климата, формирования и деградации криолитозоны в позднечетвертичное время, эрозии, образования и разрушения газовых гидратов.



А *Б* *В*

Рисунок 2. *Некоторые результаты моделирования. А- Современная зрелость верхнеюрских НМП ; Б- плотность нефтей в градусах API ; В-прогноз АВПД в пределах лицензионного участка*

Бассейновое моделирование является неотъемлемой частью проектов по оценке УВ ресурсов сланцевых формаций, однако его применение требует нестандартных подходов. Общий порядок работ приведен на Рисунке 3 .

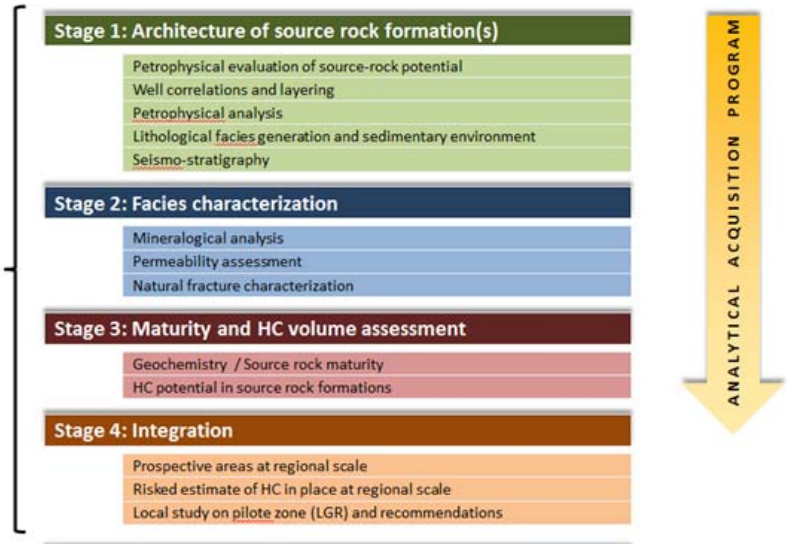


Рисунок 3. *Пример порядка работ при оценке перспективности сланцевых формаций*

Основываясь на геохимических анализах, моделирование процессов преобразования ОВ с учётом кинетических особенностей и общего баланса масс позволяет оценить количество свободных УВ в пористом пространстве минеральной матрицы и в пористом пространстве, образованном за счет преобразования керогена, учитывая при этом процессы адсорбции УВ. За счет образования « органической » пористости, классически рассчитываемые при бассейновом моделировании объемы УВ эмигрированных из материнских толщ в традиционные резервуары получаются значительно ниже.

В докладе приведен пример проекта по оценке ресурсов нетрадиционных коллекторов сланцевой формации. Проведенные исследования позволяют уточнить катагенетическую зональность нефтематеринских толщ по площади исследований, оценить объемы сгенерированных углеводородов, а также оценить собственный ресурсный потенциал сланцевых формаций.

ИЗОТОПЫ УГЛЕРОДА *Н*-АЛКАНОВ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА СРЕДНЕВОЛЖСКИХ ГОРЮЧИХ СЛАНЦЕВ ВОСТОЧНО-ЕВРОПЕЙСКОЙ ПЛАТФОРМЫ И БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ.

Бушнев Д.А. (ИГ Коми НЦ УрО РАН), Бурдельная Н.С. (ИГ Коми НЦ УрО РАН), Гончаров И.В. (ОАО ТомскНИПИнефть), Самойленко В.В. (ОАО ТомскНИПИнефть)

Геохимические методы исследования широко применяются на различных уровнях исследования нефтегазоносных бассейнов, групп и отдельных месторождений, единичных залежей углеводородов. Часто употребляемым приёмом таких исследований является корреляция, то есть сопоставление между собой нефтей из разных объектов, нефтей и битумоидов пород, битумоидов между собой. Развитие молекулярных методов исследования привело к нарастающему использованию сначала распределения *н*-алканов и изопреноидов, затем полициклических биомаркеров, которые в настоящее время считаются надёжным инструментом корреляционных построений. Исторически изотопные методы стояли несколько особняком т.к. изотопный анализ часто базировался на анализе нефтей, битумоидов или их фракций, но не отдельных соединений. Развитие аналитической техники привело к появлению метода GC-IRMS (газовая хроматография – изотопная масс-спектрометрия или Compound Specific Isotope Analysis of n-Alkanes (CSIA-n-Alkanes), который даёт возможность анализа изотопного состава элементов в отдельных соединениях.

Баженовская свита является основной нефтематеринской породой Западной Сибири и одним из самых перспективных объектов для добычи сланцевой нефти. Палеогеографически формирование баженовской формации происходило в условиях относительно глубоководного морского бассейна соединённого с мировым океаном широким проливом в северной части и отделённого от синхронных бассейнов европейской части России формирующимся Уральским хребтом. Здесь были сформированы углеродистые осадки, литогенез которых привёл к образованию нефтепроизводящих битуминозных пород баженовской свиты. На территории Восточно-Европейской платформы в позднеюрское время также формировались обогащённые органическим веществом осадки – превратившиеся в ходе литогенеза в средневолжские горючие сланцы. Палеогеографически зона накопления углеродистых осадков позднеюрского моря к западу от Урала являла собой систему сообщающихся с мировым океаном в северной и южной частях системы мелководных внутренних морей. В ходе своей термической эволюции они не достигли стадии «oil window» и сохранили свой изначальный нефтематеринский потенциал. Сланцы являются объектом разработки для передела в сланцевую смолу, которая, впрочем, характеризуется высокой сернистостью.

Прямое сопоставление состава углеводородов горючих сланцев и баженовской свиты невозможно вследствие несоответствия уровней термического преобразования органического вещества. Зрелость органического вещества горючих сланцев отвечает значениям T_{max} пиролиза Rock-Eval 410 ^{o}C, что соответствует стадии $ПК_2$. Зрелость органического вещества баженовской свиты значительно выше, и достигает значений T_{max} 445-450 ^{o}C, что соответствует стадии $МК_{2-3}$. Эта разница и ограничивает

сопоставление состава углеводородов, в частности *н*-алканов и изопреноидов двух толщ на молекулярном уровне и первоначально свидетельствует об их кардинальном различии (рис. 1). Распределение н-алканов экстрагированных из горючего сланца совершенно необычно для природных нефтей. Низкое отношение пристана к фитану указывает на резко восстановительные условия фоссилизации исходной биомассы, а значительное преобладание нечётных алканов C_{25}, C_{27}, C_{29} однозначно указывает на вклад высшей наземной растительности, захоронение которой в таких условиях не может протекать. Это указывает на то, что изопреноидные углеводороды и *н*-алканы имеют различные предшественники.

Если экспериментальная возможность ретроспективного понижения катагенеза ОВ естественным образом отсутствует, то его вполне возможно искусственно повысить, например, путём постановки гидротермального эксперимента. В результате прогрева горючих сланцев J_3v_2 Сысольского района при 300 ^oC в автоклаве в присутствии воды (в течение 24 часов) нами был получен термобитум, распределение *н*-алканов в котором имеет принципиальное отличие от битумоида исходной породы. А самое главное, что в этом распределении проявляются черты сходства с углеводородами баженовской свиты, образовавшихся в результате естественной термической эволюции в недрах. И в термобитуме, полученном из горючих сланцев путём искусственного прогрева и в битумоидах баженовской формации присутствуют характерно доминирующие пики углеводородов состава *н*-C_{24} и *н*-C_{26} (рис. 2).

Переход к изотопному уровню исследований дал возможность подтвердить неслучайный характер сходства в распределении нормальных алканов в органическом веществе и нефтях баженовской свиты и термобитуме, полученном при термическом воздействии на ГС в лабораторных условиях. Исследования, выполненные методом CSIA, свидетельствуют о наличии изотопной аномалии углеводорода *н*-C_{26}. Его углерод, как свидетельствуют результаты анализов, примерно на 1.5 ‰ легче углерода других нормальных алканов в случае баженовской свиты и на 4 ‰ в случае термобитума, полученного при искусственном катагенезе средневолжских горючих сланцев (рис. 3). Наблюдаемая разница между абсолютными значениями изотопного состава углерода *н*-алканов термобитума горючих сланцев и битумоида баженовской толщи может быть связана с имеющими место реальными различиями условий формирования углеродистых осадков, а величина изотопной аномалии углерода *н*-C_{26} легко объяснима большим его доминированием в молекулярной-массовом распределении *н*-алканов в термобитуме по сравнению с битумоидом баженовской свиты, здесь видимо сказывается влияние катагенеза (рис. 2).

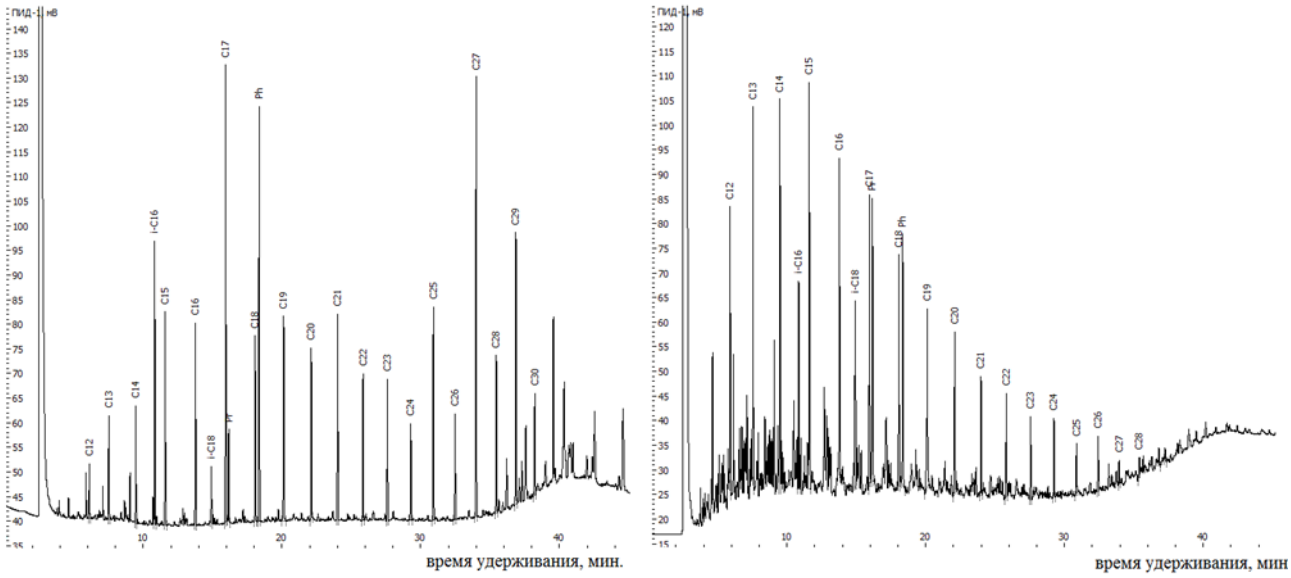


Рис. 1. Хроматограммы алифатической фракции битумоида средневолжского горючего сланца (К-2) Русской плиты (слева) и алифатической фракции битумоида баженовской свиты (скв. 15-Двуреченское, 2666,5-2672,5 м).

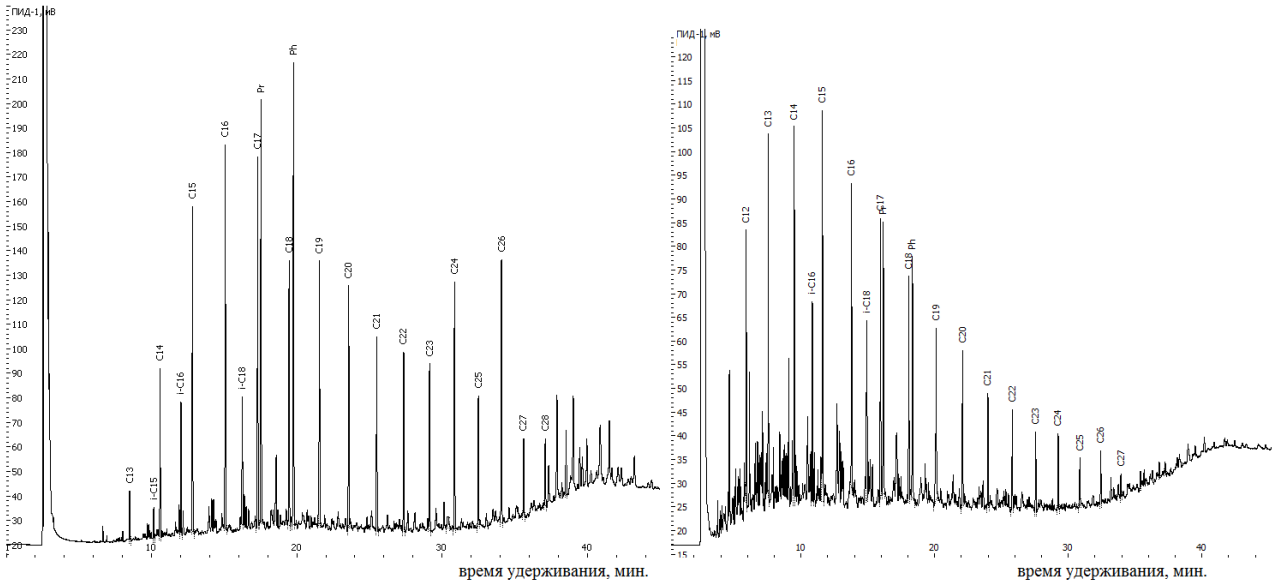


Рис. 2. Хроматограммы алифатической фракции термобитума, полученного при искусственном созревании органического вещества горючего сланца К-2 (слева) и алифатической фракции битумоида баженовской свиты (скв. 15-Двуреченское, 2666,5-2672,5 м).

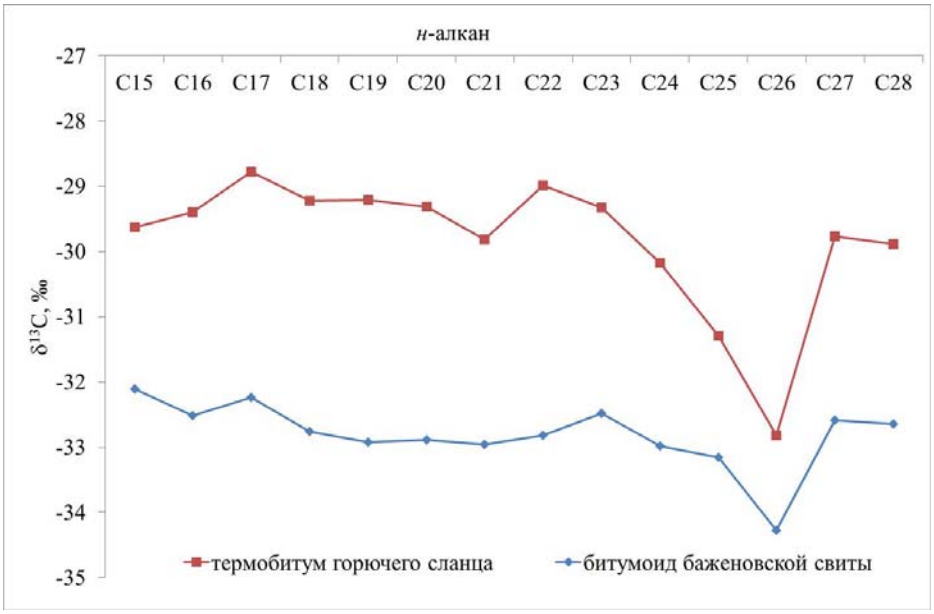


Рис. 3. Сравнение изотопных профилей н-алканов термобитума, полученного при гидротермальном воздействии на горючий сланец К-2 и битумоида баженовской свиты (скв. 15-Двуреченское, 2666,5-2672,5 м).

Таким образом, нами впервые представлены доказательства, основанные на результатах экспериментальных исследований с применением изотопно-молекулярного подхода, генетической общности территориально разобщённых и принципиально катагенетически различных углеродистых объектов России. Это с одной стороны баженовская свита Западной Сибири, с другой – горючие сланцы Восточно-Европейской платформы. Несмотря на существенные палеогеорафические отличия бассейнов седиментации, определившие, в том числе формирование литологически весьма несхожих толщ, трудности прямого сопоставления состава углеводородов битумоида органического вещества сланцев и пород баженовской свиты мы зафиксировали генетический признак исходного органического вещества двух сопоставляемых толщ, заключающийся в присутствии изотопно лёгкой *н*-алкильной структуры состава C_{26}, присутствие которой, с нашей точки зрения должно отражать вклад некоего, характерного для обоих бассейнов специфического биопродуцента в состав исходного органического вещества.

ИЗОТОПНЫЙ СОСТАВ УГЛЕРОДА ФРАКЦИЙ БИТУМОИДОВ ДОМАНИКОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ И НЕФТЕЙ ПОЗДНЕГО ДЕВОНА ТИМАНО-ПЕЧОРСКОГО БАССЕЙНА

Бурдельная Н.С. (ИГ Коми НЦ УрО РАН), Валяева О.В. (ИГ Коми НЦ УрО РАН), Бушнев Д.А. (ИГ Коми НЦ УрО РАН), Смолева И.В. (ИГ Коми НЦ УрО РАН)

Фракционирование углерода начинается в биогенном цикле, и происходит уже на стадии фотосинтеза, который приводит к обогащению легкого изотопа ^{12}C [1]. Далее распределение изотопов ^{12}C и ^{13}C происходит в осадке за счет биохимического разложения органического вещества (ОВ), на которое существенное влияние оказывает геологическая среда [2, 3]. Тем самым, изотопный состав углерода (ИСУ) ОВ пород формируется из ИСУ исходной биомассы и ее последующей трансформации под воздействием биохимических и физико-химических факторов геологической среды [4]. Под действием катагенетических факторов также происходит диспропорционирование уже сложившегося изотопного состава углерода ОВ пород [5].

В настоящее время исследование ИСУ отдельных фракций нефтей и битумоидов ОВ осадочных пород является широко используемым методом для изучения генезиса ОВ нефтематеринских отложений и нефтей и последующего корреляционного сопоставления в системе нефть – ОВ, нефть – нефть.

Доманиковые отложения широко распространены на территории Тимано-Печорского бассейна (ТПБ), занимающего северо-восточную часть Восточно-Европейской платформы. Они приурочены к семилукскому горизонту (соответствующий доманиковому горизонту) среднефранкского подъяруса. Известно, что позднедевонские отложения Тимано-Печорского бассейна содержат нефти нескольких генотипов, наши исследования подтверждают, что состав нефтей в позднедевонских резервуарах Тимано-Печорского бассейна неоднороден [6].

Целью данной работы являлось изучение ИСУ отдельных фракций, выделенных из битумоидов доманиковых отложений ТПБ, и сопоставление полученных данных с изотопным составом углерода фракций нефтей из того же бассейна.

Исследования ИСУ узких фракций битумоида и нефтей производились с использованием масс-спектрометра DeltaVAdvantage (Thermo), сопряженного с элементным анализатором FlashEA.

Для анализа нами были выбраны образцы керна скважин (Восточно-Возейская (ВВ), Помолесь-Шор (ПШ), Колвинская (Кл) (Хорейверская впадина), любезно предоставленные Т.К. Баженовой, и пробы нефтей – Тобойская, Медынская (северная часть Варандей-Адзъвинской зоны), Западно-Тэбукская (южная часть Ижма-Печорской синеклизы), нефть месторождения им. Требса (Хорейверская впадина), Южно-Юрьяхинская и Верхнегрубешорская (Денисовский прогиб). Фракционирование битумоидов и нефтей осуществлялось по стандартной методике: сначала осаждали асфальтены (растворенный в бензоле образец, разбавляли 40-кратным по объему количеством *н*-гексана), затем полученную мальтеновую фракцию последовательно делили на оксиде алюминия на аполярную и полярную (смолы) фракции. Аполярная фракция была разделена на силикагеле на насыщенную и ароматическую. Далее, изучали изотопный состав углерода полученных фракций (полярной, насыщенной и ароматической), а также был проанализирован ИСУ исходного битумоида.

Газо-хроматографический анализ углеводородной фракции битумоидов и нефтей дает типичную для доманикового ОВ картину – наблюдается мономодальное распределение н-алканов с максимумом в области C_{13} – C_{15} и плавное снижение углеводородов в высокомолекулярной области (рис. 1). Для битумоидов характерно 2 типа распределения, основанное на соотношении н- и изо-алканов: Восточно-Возейская и Помолесь-Шор характеризуются высоким содержанием н-алканов и низкой концентрацией изопреноидных алканов (Pr/Ph ниже 1), в Колвинской резко возрастает содержание изо-алканов. Характер распределения н- и изо-алканов для исследуемой выборки нефтей также соответствует картине, наблюдаемой для битумоидов. Различия также наблюдаются в соотношении н- и изо-алканов, при этом в ряде нефтей отношение Pr/Ph выше 1 (Тобойская, Медынская).

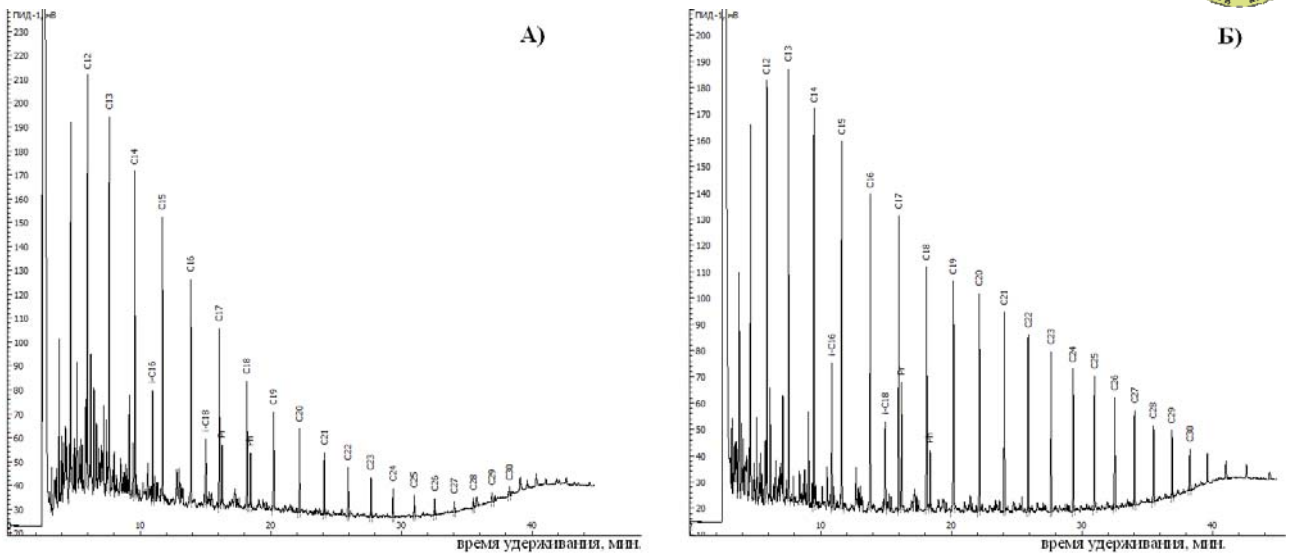


Рисунок 1. Хроматограммы насыщенной фракции А) битумоида черного известняка Помолесь-Шор и Б) Южно-Юрьяхинской нефти (гл. 3268 –3273 м).

$\delta^{13}C$ полученных фракций битумоидов колеблется в пределах -27.6 – -30.8 ‰, причем наблюдается вариативность изменения изотопного состава среди образцов битумоидов, нежели среди фракций (рис. 2, нижний профиль). Так, органическое вещество образца ПШ в целом является изотопно более тяжелым, $\delta^{13}C$ фракций лежит в интервале -27.6 – -28.45 ‰. Интересно, что и кероген образца ПШ обогащен более тяжелым изотопом углерода относительно исследуемых образцов – ВВ и Кл и соответствует -27.6 ‰. Для фракций образцов ВВ и Кл интервал составляет от -29.1 до – 30.8 ‰.

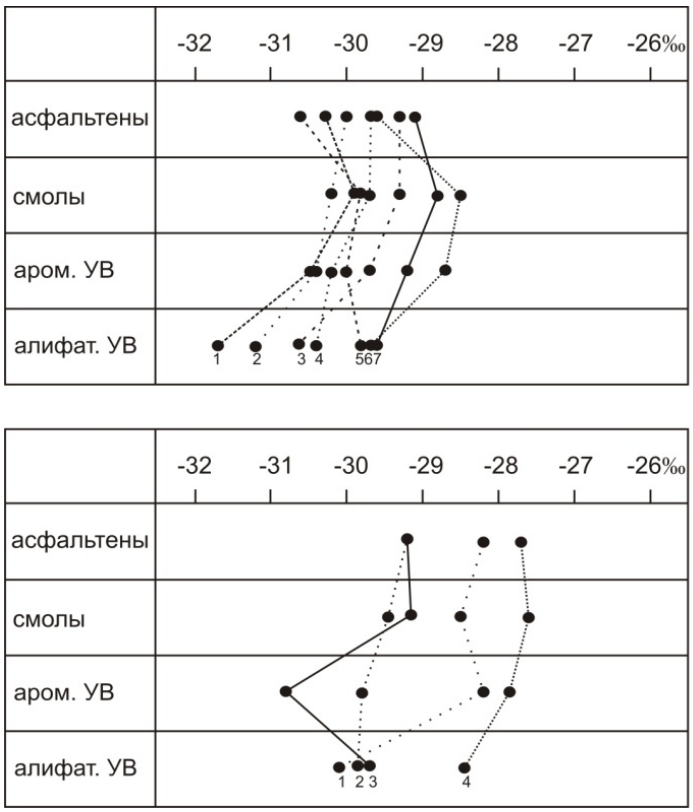


Рисунок 2. Изотопно-фракционные кривые нефтей (сверху): 1 – Медынская, 2 – Тобойская, 36, 3 – Западно-Тэбукская, 4 – Тобойская, 35, 5 – им. Требса, скв.9, 6 – Южно-Юрьяхинская, 7 – Верхнегрубешорская; битумоидов доманиковых пород (снизу): 1 – Чуть, 2 – Колвинская, 3 – Восточно-Возейская, 4 – Помолесь-Шор.

Анализ отдельных фракций битумоидов показал, что углерод насыщенной и ароматической фракций изотопно легче по сравнению с углеродом асфальтенов и полярной фракции, но разница незначительна. Изотопно-фракционные кривые, полученные для нефтей, имеют достаточно схожую форму между собой (рис. 2, верх). Значения $\delta^{13}C$ находятся в интервале -28.5 – -31.7 ‰. Сравнивая полученные результаты изотопного состава углерода битумоидов и нефтей, можно наблюдать практически полное совпадение форм представленных профилей, некоторым исключением является образец битумоида ВВ, где углерод ароматической фракции оказывается намного изотопно легче, чем ИСУ остальных выделенных фракций. Изотопно-фракционная кривая битумоида ПШ имеет идентичную нефтям форму, но углерод ОВ здесь несколько тяжелее, чем углерод исследуемых образцов. Нельзя сказать, что данные значения $\delta^{13}C$ не типичны для доманиковых отложений, поскольку ранее нами были изучены горючие сланцы, отобранные из обнажений по рр. Чуть (Ухтинский район) и Шарью (поднятие Чернышева). ИСУ битумоидов и керогена находился в интервале -27.7 – 28.2 ‰ (для образцов, отобранных из обнажения по р. Шарью) и -28.4-28.5 (для ухтинских образцов).

Таким образом, сходство изотопно-фракционных кривых для доманиковых битумоидов и нефтей ТПБ может свидетельствовать об их генетической близости. Дополнительным подтверждением связи ОВ исследуемых битумоидов и нефтей является интервал значений $\delta^{13}C$ узких фракций, разница между которыми составляет 2 – 2.5 ‰.

Список литературы

1. Вернадский В.И. Очерки геохимии. Горгеонефтеиздат, 1934.
2. Галимов Э.М. Геохимия стабильных изотопов углерода. М. “Недра”, 1968, 226 с.
3. Галимов Э.М. Изотопы углерода в нефтегазовой геологии. М. “Недра”, 1973, 384 с.
4. Кодина Л.А., Галимов Э.М. Формирование изотопного состава углерода органического вещества “гумусового” и “сапропелевого” типов в морских отложениях // Геохимия, 1984. № 11. С. 1742 – 1755.
5. Bjorøy M., Hall P.B., Hustad E., Williams J.A. // Org. Geochem. 1992. V. 19. P. 89.
6. Бушнев Д.А., Валяева О.В. Условия образования и направления миграции нефтей верхнедевонского комплекса северной части Печорского бассейна // Нефтехимия. 2000. Т. 40, № 5. С. 334 – 343.

СЕДИМЕНТАЦИОННАЯ МОДЕЛЬ ФОРМИРОВАНИЯ БАЖЕНОВСКОГО ГОРИЗОНТА НА ПАЛЬЯНОВСКОЙ ПЛОЩАДИ КАК ОСНОВА ДЛЯ ВЫЯВЛЕНИЯ ЗАКОНОМЕРНОСТЕЙ ЕГО СТРОЕНИЯ

Ф.Р. Грабовская, Д.Е. Заграновская
ООО «Газпромнефть НТЦ»

Баженовский горизонт распространен на значительной территории Западно-Сибирской плиты (свыше 1 млн. км^2) и соответствует волжскому ярусу – низам берриаса. Его образуют породы смешанного состава, обогащенные биогенным органическим веществом. Их вещественные, структурные и текстурные характеристики существенно изменяются по вертикали и латерали. При этом одной из ключевых проблем остается детальное расчленение и обоснованная корреляция разрезов этого стратиграфического интервала. В этой ситуации для выявления закономерностей строения баженовского горизонта актуально реконструировать эволюцию условий и обстановок его формирования. Кроме того, разрез баженовского горизонта на Пальяновской площади, расположенной в зоне перехода от периферического обрамления Западно-Сибирского палеобассейна к его центральным районам образует широкий спектр разнофациальных отложений, что позволяет использовать их для выявления полного латерального ряда ландшафтов баженовского времени. Представляемая работа базируется на детальном макроскопическом описании керна, результатах описания шлифов и лабораторных исследований.

Анализ фактического материала позволил установить, что разрез баженовского горизонта Пальяновской площади формируют пять пачек.

I (нижняя) пачка образована горизонтальными чередованиями темно-серых силицитов глинистых низкоуглеродистых (содержание минералов кремнезема более 60 %, С орг < 3%) и светло-серых силицитов (содержание минералов кремнезема более 80%) низкоуглеродистых. Преобладающая структура пород пелитоморфная, на фоне которой отмечаются остатки былых биопродуцентов, кремневые скелеты радиолярий в виде мелких светлых сфер диаметром 0,05 – 0,15 мм. Взаимные переходы между литотипами постепенные. Присутствуют раковины двустворок, округлые стяжения сульфидов (размеры в среднем 2х3 см), редко мелкие разнонаправленные ходы илоедов.

II пачка сложена темно-бурыми силицитами углеродистыми (3 < С орг < 6%) с органогенно-пелитоморфной структурой, близкой к описанной для пород пачки I. Присутствуют стяжения сульфидов и фосфоритов. В прикровельной части локализуется маломощный слой силицитов светло-серых, низкоуглеродистых, с биозернистой структурой (остатков радиолярий более 50%). По латерали происходит замещение силицитов с биозернистой структурой на их карбонатизированные разности, низкоуглеродистые, темно-серого цвета, с реликтовой радиоляриевой структурой.

III пачку образуют темно-бурые глинисто-кремнистые сильноуглеродистые породы (сумма глинистых минералов и минералов кремнезема более 80%, Сорг > 6%), с пелитоморфной структурой, массивные или с тонкой горизонтальной слойчатостью. Присутствуют микропрослои, состоящие из остатков радиолярий различной сохранности, отпечатки раковин аммонитов на межслойковых поверхностях, фосфатизированные остатки морской фауны, округлые стяжения сульфидов. В верхней половине пачки установлены тонкие (до 1,5 см) карбонатные прослои, образованные скоплениями раковинного детрита.

IV пачка сложена темно-бурыми глинисто-кремнисто-карбонатными (каждого компонента меньше 60%, сумма любых двух компонентов менее 80%) сильноуглеродистыми породами. Структура пелитоморфная на фоне которой отмечаются реликты остатков радиолярий (менее 10%). Карбонатная часть обнаруживается на снимках РЭМ и представлена остатками микроскопических водорослей кокколитофорид. Основная вмещающая масса «набита» овальными, шаровидными и уплощенными карбонатными, кремнисто-карбонатными низкоуглеродистыми стяжениями со сферо-микритовой структурой (округлые образования от 10 до 50 % и более крупноалевритовой размерности, сложены кристаллическим кальцитом, реже доломитом, межкомпонентное пространство заполнено микритом). Верхняя часть пачки содержит карбонатно-фосфатные углеродистые породы с зернистой структурой, которую образуют фосфатные округлые копролиты песчаной размерности (от 0,05 мм до 0,5 мм). Копролиты сцементированы поровым или базальным карбонатным спаритовым цементом. Текстура массивная. Эти породы образуют линзовидные прослои и округлые желваки.

V пачка, завершающая разрез баженовского горизонта, сложена глинисто-пиритово-кремнистыми углеродистыми и сильноуглеродистыми, пелитоморфными породами, темно-бурого цвета с металлическим блеском. На межслойковых поверхностях присутствуют остатки морской фауны.

По содержанию органического вещества пачка I является низкоуглеродистой, пачка II – углеродистой, пачки III и V – сильноуглеродистыми, а в пачке IV чередуются низкоуглеродистые и сильноуглеродистые породы. При этом в породах I и II пачек присутствует органическое вещество II-III типов. В породах III, IV и V пачек преобладает органическое вещество II типа.

Выявленные характеристики пород позволяют заключить, что в баженовское время осадконакопление происходило в центральной зоне шельфа, в условиях увеличения осадкоемкого пространства, т.е. трансгрессии. При этом, эволюция формирования баженовского горизонта включает два этапа: 1 – ускоренный подъем уровня моря и 2 – стабилизация уровня моря.

На этапе ускоренного повышения уровня моря в центральной зоне шельфа происходило накопление глинисто-кремнистых и кремнистых осадков (пачка I и II). Вначале накапливались преимущественно глинисто-кремнистые осадки в условиях неблагоприятных для консервации органического вещества, т.к. значительная его часть успевала окислиться (пачка I). Дальнейшее повышение уровня моря привело к дефициту кислорода, и возникновению условий, благоприятных для частичной консервации органического вещества. Вместе с тем выросла доля биогенной кремнистой составляющей в осадке (пачка II). В середине баженовского времени на максимуме повышения уровня моря скорость накопления скелетов радиолярий резко возросла, и за счет быстрого захоронения, осадок сохранил первичную органогенную структуру (верхняя часть II пачки – силициты с остатками радиолярий более 50% хорошей сохранности).

Затем возник этап стабилизации уровня моря. После выработки нового профиля равновесия в бассейне седиментации при стабильном базисе эрозии доля терригенной глинистой составляющей в осадке начала расти. В результате стали накапливаться тонкие глинисто-кремнистые отложения в условиях благоприятных для консервации большого количества органического вещества (пачка III). Подобные условия сохранялись вплоть до конца баженовского времени (пачка V). При этом в пачках III – IV фиксируются следы небольших регрессий. Отражением этих эпизодов являются присутствие в породах тонких, местами частых прослоев, сложенных раковинным детритом (верхняя половина III пачки), мобилизуемым во время штормов из более мелководных зон, и различных по морфологии образований копролитовых фосфоритов (верхняя половина IV пачки). Основным первичным концентратором фосфора являлся фитопланктон (Лапо А.В., 1987). В осадок эти соединения попадали, главным образом, в виде фекальных пеллет зоопланктона, из которых в раннем диагенезе образовывались различные по морфологии и структуре стяжения.

Появление глинисто-кремнисто-карбонатных сильноуглеродистых осадков (пачка IV), карбонатная часть которых состоит преимущественно из известковых нанофоссилий (кокколитофорид), вероятно свидетельствуют о том, что доминировавших ранее в планктоне баженовского моря радиолярий сменили кокколитофоридовые водоросли. По мнению Эдера В.Г., Замирайловой А.Г. и др. (2013) это связано с глобальной перестройкой геохимической обстановки в океанических водах северного полушария на границе юры и мела, которая привела к снижению концентрации растворенного кремнезема, что ухудшило условия обитания радиолярий и благоприятствовало развитию карбонатного фитопланктона.

Высокая концентрация карбонатного материала в углеродистых осадках, вероятно, определила особенности диагенетических процессов, приведших к формированию карбонатных стяжений, которыми изобилует IV пачка. При этом в разрезе чередуются сильноуглеродистые породы глинисто-кремнисто-карбонатного состава и низкоуглеродистые карбонатные и кремнисто-карбонатные стяжения, размеры которых прямо пропорциональны расстоянию между ними. Механизм возникновения карбонатных стяжений в углеродистых илах детально рассмотрен Я.Э. Юдовичем и М.П. Кетрис (Геохимия черных сланцев, 1988, с. 192 – 196) на основании изотопного анализа карбонатного углерода.

Список литературы

1. *Лапо А.В.* Следы былых биосфер. М.: Знание, 1987. – 208 с.
2. *Юдович Я.Э., Кетрис М.П.* Геохимия черных сланцев. Л.: Наука, 1988. – 272 с.
3. *Эдер В.Г., Замирайлова А.Г., Занин Ю.Н., Ян П.А., Хабаров Е.М.* Особенности формирования баженовской свиты на границе юры и мела в центральной части Западной Сибири // Материалы литологического совещания: Осадочные бассейны, седиментационные и постседиментационные процессы в геологической истории, Новосибирск, 2013. – С. 309 – 312

НЕФТИ ПАЛЕОЗОЯ ЦЕНТРАЛЬНЫХ РАЙОНОВ УРАЛО-ПОВОЛЖЬЯ И НЕФТЕМАТЕРИНСКАЯ ДОМАНИКОВАЯ ТОЛЩА

Мухаметшин Р.З.* (Казанский федеральный университет), Пунанова С.А. (Институт проблем нефти и газа РАН)

Исследование посвящено геохимическим особенностям нефтей нефтегазоносных комплексов (НГК) Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (ВУ НГП) с целью установления их генетических связей с доманикитами, которые на востоке Восточно-Европейской платформы являются по мнению многих специалистов едва не единственной высокоуглеродистой формацией в палеозое. При обобщении использовались как результаты исследований (в том числе аналитических), выполненных авторами, так и литературные, фондовые источники, в том числе справочного характера.

В палеозойском осадочном чехле Волго-Уральской НГП имеются толщи, которые в определенных геолого-геохимических условиях считаются способными к продуцированию нефти. Как в возрастном, так и в литофациальном плане это самые разные отложения, но чаще всего к нефтепроизводящим относят отложения доманикового типа, или доманикиты. Важной особенностью этих отложений является высокое содержание в них рассеянного органического вещества (РОВ) сапропелевого типа (Сорг от 1,4 до 13,5%) [11].

Интерес ученых к этим отложениям резко возрос в связи с открытием месторождений нефти в Урало-Поволжье (первое в Верхнечусовских городках - 1929 г.). С тех пор отношение к кремнисто-карбонатным высокоуглеродистым образованиям доманикового горизонта как к возможно нефтематеринской толще на разных отрезках времени неоднократно менялось. Крайние точки зрения по этому вопросу – от представления доманикитов в качестве единственного источника углеводородов выявленных месторождений нефти (среди которых уникальные и крупные) до полного отрицания роли этой высокоуглеродистой формации в формировании скоплений нефти промышленного значения.

Получение промышленных притоков нефти из доманикитов на ряде месторождений дает основание связывать с ними определенные перспективы наращивания запасов углеводородного сырья, что не может не повышать к ним интереса, особенно в «старых» нефтедобывающих районах. Поэтому доманикиты продолжают представлять интерес не только в отношении теоретических вопросов, связанных с генерацией и аккумуляцией УВ в осадочных толщах, но и в плане изучения возможностей освоения выявленных в них залежей. Новый всплеск внимания специалистов уже в XXI веке обусловлен созданием технологий добычи так называемой сланцевой нефти, на которую человечество возлагает особые надежды в связи с высокими темпами выработки традиционных источников УВ-сырья. На территории центральных районов ВУ НГП перспективы развития нефтесланцевых полей связывают в первую очередь именно с породами доманикитов верхнего девона (доманиковым, или семилукским, а также с мендымским, или речицким, горизонтами) и доманикоидами центральной и бортовой зон Камско-Кинельской системы некомпенсированных прогибов [8, 13].

С целью оценки роли доманикитов в формировании скоплений нефти в осадочной толще Урало-Поволжья в последние десятилетия выполнены исследования с применением инструментальных методов [1-4, 6, 7, 10, 11, 14 и др.]. Как показали исследования (Р.З. Мухаметшин, А.И. Иванов, 2004; [10]), реконструкция условий формирования скоплений УВ в той или иной мере возможна на основании изучения сопутствующих тектоническим процессам индикаторов, например, включений микрофоссилий в нефти, состава растворенного в нефти газа. К подобным индикаторам относятся физико-химические свойства нефтей и их микроэлементный состав, в частности, содержание таких металлов, как V и Ni [10, 14]. Так, обобщение геохимических данных позволило нам вслед за ранее предложенной типизацией нефтей [2, 14] выделить в пределах палеозойского разреза ВУ НГП не только «девонский», «каменноугольный» и «пермский» геохимические типы нефтей, отличающиеся по УВ и МЭ составу, плотностной характеристике, содержанию смолисто-асфальтеновых веществ, серы и выходу легких фракций [10, 14], но и две геохимические разновидности нефтей:

«поддомаником вая» (среднедевонско-нижнефранская) и «домаником вая+наддомаником вая» (в основном среднефранско-фаменско-каменноугольная) [9, 10]. Это, на наш взгляд, отмеченные геохимические разновидности нефтей отражают факт преимущественно вертикальной миграции, когда что при миграции легкой нефти из залегающих ниже пластов в результате контакта с доманикитами происходит их обогащение V, Ni и серой [9, 12]. Важно отметить, что формирование нефтей, обогащенных асфальтено-смолистыми веществами и МЭ – V, Ni, Co, Mo и др., – приурочено к осадочным бассейнам с развитием доманикоидов кремнисто-карбонатного состава низкой стадии преобразованности (И.С. Гольдберг, 1994; С.А. Пунанова, Т.Л. Виноградова, 2010). Высокая обогащенность МЭ отмечается не в самих доманикитах, а в битумоидах, извлеченных из кремнисто-карбонатных пород [5]. В этом плане примечательно, что даже в случае более легкой нефти в нижнем карбоне по сравнению с нефтями в терригенном комплексе девона (как это наблюдается на месторождениях Бузулукской впадины) в последних содержание V заметно меньше [2]. Это также можно трактовать в пользу вероятной генерации части УВ доманикитами [9, 12]). Следовательно, отмеченная нами практически региональная ванадиеносность тяжелых высокоциклических нефтей каменноугольных отложений, очевидно, связана со среднефранско-турнейскими кремнисто-карбонатными доманикитами, ОВ которых явилось исходным для нефтеобразования. По мнению [4], высокий нефтегенерационный потенциал семилукских пород, в частности на Южно-Татарском своде, вероятно, обусловил генерацию и эмиграцию УВ еще на стадии протокатагенеза.

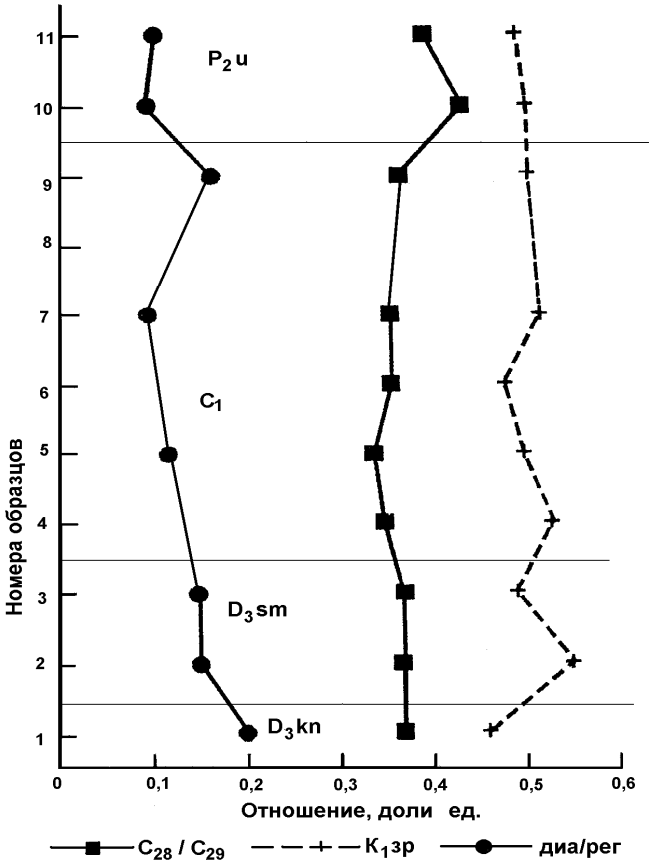


Рисунок 1. *Распределение стеранов по продуктивным горизонтам палеозоя Ашальчинского месторождения (по Г.Н.Гордадзе)*

Определенный интерес для познания вопросов миграции нефти представляют исследования органического вещества в породах основных нефтесодержащих породах, выполненные на основе специально подобранной коллекции образцов с Ашальчинского месторождения нефти (западный склон Южно-Татарского свода) [12]. Однотипный характер распределения высших биомаркеров - стеранов и гопанов по разрезу исследованных толщ (рис.) свидетельствует о высокой и близкой степени их катагенетической преобразованности и об их генерации в карбонатных породах девонского возраста, что подтверждает наличие миграционных процессов вверх по разрезу разновозрастных отложений рассматриваемого месторождения.

Представляют интерес выполненные в ИОФХ КазНЦ РАН исследования (в том числе с применением метода «Rock-Eval») двух групп образцов пород семилукского горизонта Южно-Татарского свода:1) без признаков и 2) с признаками нефти. Это, наряду с выявлением неоднородности состава ОВ в доманикитах как по площади, так и по разрезу отдельных скважин, позволило установить очень важное с точки зрения решения вопросов миграции УВ различие двух групп образцов: оказалось, что в образцах с выпотами нефти по сравнению с таковыми без признаков жидких УВ наблюдаются возрастание общего содержания ОВ, снижение плотности экстрактов, содержания VO-порфиринов, смол (за счет спирто-бензольной части), но несколько увеличивается массовая доля УВ (масел). Сопоставление результатов исследований экстактов из пашийско-тиманских нефтенасыщенных алевропесчаников и из доманикитов дало возможность придти к

выводу, что при попадании легкой нефти в последние происходит их обогащение ванадиловыми порфиринами, серой и смолисто-асфальтеновыми компонентами. По компонентному же составу в целом экстракты подобны сверхвязким нефтям (битумам) пермской системы, но заметное содержание *н*-алканов отличает их от биодеградированных нефтей в отложениях карбона и перми. Отсутствуют и явные признаки «незрелости» ОВ доманиковой формации. Анализ биомаркеров (стеранов и терпанов) в экстрактах указывают на генетическое единство УВ рассматриваемых формаций, подтверждая сапропелевое происхождение и тех, и других, а также высокую степень катагенетического созревания УВ в доманикитах, почти соответствующую главной фазе нефтеобразования [12].

Рассматривая доманикиты в целом, нельзя не отметить двойственную роль кремнисто-карбонатных отложений семилукского и речицкого горизонтов в отношении УВ-потенциала. *Во-первых,* на территории Татарстана нефтепроявления, а также промышленные скопления нефти в семилукском и речицком горизонтах ранее были выявлены как в центральной части Южно-Татарского свода (на ряде Ромашкинского месторождения) и его западного (Ерсубайкинское, Березовское и др. месторождении), северо-восточного и северного склонов, так и на юго-восточном склоне Северо-Татарского свода [**8**]. Согласно работам Е.Д. Войтовича (1975), Р.С. Хисамова и др. (2006, 2010) залежи связаны со сложнопостроенными коллекторами, которые тяготеют к линейным зонам повышенной трещиноватости.

Во-вторых, доманикиты являются вместилищем так называемой сланцевой нефти, возникшей in situ. Специалисты из МГУ считают [4], что доманиковый горизонт содержит значительное количество УВ, еще не эмигрировавших. Это дает право рассматривать доманиковую толщу как единую неструктурную залежь УВ, из которой часть УВ мигрировала в структурные ловушки, а большая часть осталась. Специфика отложений доманикового типа заключается в их принципиальной возможности генерировать углеводороды, способные к эмиграции (перемещению в вышележащие и совмещенные толщи), и сохранению (аккумуляции) генерированных в этой толще углеводородов при относительно недалеком их перемещении, т.е. практически в одном месте [**13**]. Из этого следует, что на территории Татарстана перспективы развития нефтесланцевых полей могут быть связаны в первую очередь с породами доманиковой фации верхнего девона (семилукским, или доманиковым, а также с речицким, или мендымским горизонтами), и доманикоидами центральной и бортовой зон Камско-Кинельской системы некомпенсированных прогибов [**8**].

Список литературы

1. Аширов К.Б. О геологическом времени формирования месторождений Урало-Поволжья // Геология нефти и газа. – №9. – 1990. С.16-20.
2. Ботнева Т.А., Грайзер Э.М. Об особенностях состава генетических типов нефтей девонских и нижнекаменноугольных отложений Волго-Уральской НГП // Геология нефти и газа. – №11. – 1988. С.46-49.
3. Галимов Э.М., Камалеева А.И. Источник углеводородов супергигантского нефтяного месторождения Ромашкино (Татарстан) - приток из кристаллического фундамента или нефтематеринские осадочные отложения? // Геохимия. – №1. – 2015. С.103-122.
4. Доманиковые отложения Тимано-Печорского и Волго-Уральского бассейнов / Т.А.Кирюхина, Н.П.Фадеева, А.В.Ступакова и др. // Геология нефти и газа. – №7. – 2013. С.76-87.
5. Гольдберг И.С., Мицкевич А.А., Лебедева Г.В. Углеводородно-металлоносны е провинции мира, их формирование и размещение // Проблемы оценки ресурсов и комплексного освоения природных битумов, высоковязких нефтей и сопутствующих им металлов. – Л.: ВНИГРИ, 1990. С.49-60.
6. Гордадзе Г.Н., Тихомиров В.И. Об источниках нефтей на северо-востоке Татарстана // Нефтехимия. – Т.7. – №6. – 2007. С.422-431.
7. Киселёва Ю.А., Можегова С.В. Генетические группы нефтей центральных районов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – Т.7. – №3. – 2012. – http://www.ngtp.ru/rub/1/36_2012/pdf.

8. Муслимов Р.Х., Плотникова И.Н. О сланцевой нефти Республики Татарстан // Нефтяное хозяйство. - №1. – 2014. С.12-15.
9. Мухаметшин Р.З., Каюкова Г.П. Геохимические аспекты формирования залежей нефти Южно-Татарского свода // Геохимическое моделирование и материнские породы нефтегазоносных бассейнов России и стран СНГ: Докл. Междунар. конфер. 11-14 мая 1999 г., Санкт-Петербург: – СПб: ВНИГРИ, 2000. С.119-127.
10. Мухаметшин Р.З., Пунанова С.А. Геохимические особенности нефтей Урало-Поволжья в связи с условиями формирования месторождений // Геология нефти и газа. – №4. – 2011. С.74-83.
11. Нефтегазообразование в отложениях доманикового типа / С.Г.Неручев, Е.А.Рогозина, И.А.Зеличенко и др. – Л.: Недра, 1986. 247 с.
12. Особенности составов и свойств углеводородов по разрезу Ашальчинского месторождения / Г.П.Каюкова, Р.З.Мухаметшин, Г.Н.Гордадзе и др. // Приоритетные методы увеличения нефтеотдачи пластов и роль супертехнологий. – Казань: Новое Знание, 1998. С.339-345.
13. Прищепа О.М., Аверьянова О.Ю., Жарков А.М. Нефтегазоносные отложения доманикового типа – резерв поддержания добычи углеводородов в промышленно освоенных районах // Георесурсы. – №4(54). – 2013. С.18-22.
14. Пунанова С.А., Гордадзе Т.И. Геохимические особенности нефтегазоносных комплексов палеозойских отложений Волго-Уральской провинции // Разведка и охрана недр. – №3. – 1999. С.51-57.
15. Пунанова С.А., Мухаметшин Р.З. Сланцевые формации Урало-Поволжья, их металлогения и нефтеносность // Трудноизвлекаемые и нетрадиционные запасы углеводородов: опыт и прогнозы: Матер. Междунар. научн.-практич. конфер. – Казань: Изд-во «Фэн» АН РТ, 2014. С.324-328.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ МИГРАЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ В ПЛОТНЫХ ОСАДОЧНЫХ ПОРОДАХ

Лифшиц С.Х. (Институт проблем нефти и газа СО РАН)

Введение

В настоящее время большое внимание уделяется извлечению углеводородных ресурсов из плотных коллекторов, например: сланцевые нефть и газ. Миграция углеводородов в таких коллекторах крайне затруднена, что, возможно, и препятствует формированию газонефтяных залежей. Между тем в последнее время открыто много нефтяных залежей на больших глубинах. В этих условиях под влиянием высоких давлений осадочные породы приобретают пластичность и достаточно быстро уплотняются, в результате чего уменьшается их пористость и проницаемость. Однако, слабая проницаемость пород в данном случае не является препятствием для формирования газонефтяных залежей.

Возникает вопрос, в каком случае углеводороды способны мигрировать в залежь, а в каком остаются замурованными в породе. Можно ли миграцию углеводородов в залежь объяснить только катагенетической зрелостью, составом органического вещества и физико-химическими свойствами пород, или тут действуют некие иные механизмы. Первые эксперименты по изучению миграции нефти в сжатых газах были проведены еще в шестидесятые годы прошлого столетия [1], где было показано, что сжатый газ (метан или диоксид углерода) способен растворять и транспортировать нефтяные углеводороды. Вследствие этого было сделано предположение, что образующийся в результате эволюционных преобразований органического вещества пород (катагенеза) флюид способен переносить нефтяные углеводороды в залежь. Однако температуры нефтеобразования обычно колеблются в пределах 110±45^{o}C. При столь низких температурах невозможно образование потока флюидов, а одиночно образующиеся молекулы флюидов неспособны транспортировать нефтяные углеводороды в залежь. Как видно из примера со сланцевой нефтью и, особенно, газом, углеводороды могут оставаться замурованными в породе.

Ответить на поставленный вопрос позволяет предположение, что газонефтяная залежь может сформироваться лишь в открытой системе, т.е. системе, открытой по потоку энергии и вещества. Ранее нами была рассмотрена модель нефтеобразования в потоке глубинных флюидов [2], согласно которой преобразование органического вещества и миграция углеводородов в залежь идут в потоке глубинных флюидов, находящихся в сверхкритическом состоянии. Можно предположить, что глубинный флюид способен не только преобразовывать органическое вещество осадочных пород [3], но и выполнять еще одну функцию, преобразовывать минеральную составляющую пород, увеличивая ее проницаемость. Для подтверждения высказанного предположения были проведены эксперименты по изучению способности сверхкритического флюида, на примере диоксида углерода, оказывать влияние на проницаемость осадочных пород.

Экспериментальная часть

Для эксперимента были отобраны образцы пород из коллекций: К.И. Микуленко (известняк, Алданская антеклиза, ручей Красный) и А.И. Калинина (аргиллит, правый берег реки Лена, район острова Тит-Ары). Обработку породы сверхкритическим CO_2 проводили на установке (рисунок). Через вентиль высокого давления (8) установку соединяли с баллоном (1) со сжиженным диоксидом углерода, который после заполнения установки CO_2 перекрывали. По металлическим трубкам CO_2 попадал в экстрактор (2), куда предварительно загружали раздробленное угольное сырье, и далее через систему металлических труб с вентилями в приемник (3). Приемник нагревали подогреваемой в термостате (4) водой, вследствие чего диоксид углерода испарялся. Газ поднимался вверх и попадал в конденсатор (5), снабженный змеевиком, по которому пропускалась холодная водопроводная вода ((9) и (10) – вентили для подачи и слива воды, соответственно). В результате охлаждения газообразный CO_2 конденсировался и переходил в сверхкритическое состояние, что визуально наблюдали в смотровом окошке (6). Минуя смотровое окошко, сверхкритический флюид опускался в экстрактор, где и осуществлялся процесс сверхкритической экстракции. Далее флюид попадал в

приемник, в результате нагрева которого диоксид углерода испарялся. То есть флюид переходил в двухфазное состояние с образованием газообразного CO_2 и выделением в приемнике экстрагируемых веществ. В системе поддерживалось давление 85÷90 атм. Температура в экстракторе составляла 35-40^oC. Экстракцию можно проводить в проточном режиме и в режиме настаивания. Для осуществления режима настаивания запорные вентили (11) и (12) перекрывали. При этом отключали нагрев приемника и охлаждение конденсатора. Смеситель (7) позволял вводить в сверхкритический флюид добавки, например, воду или другие растворители. Эксперимент длился двое суток в проточном режиме и режиме настаивания.

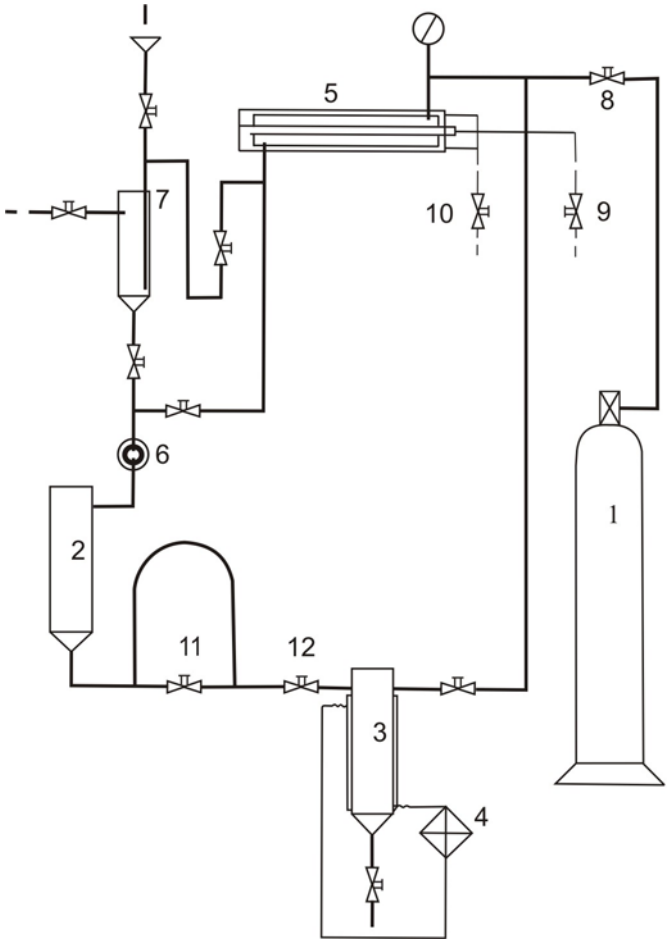


Рисунок. Принципиальная схема установки по сверхкритической экстракции. 1 – баллон с CO_2, 2 – экстрактор, 3 – приёмник, 4 - термостат, 5 - конденсатор, 6 – окно смотровое, 7 - смеситель, 8 –, вентиль запорный, 9 – подача воды, 10 – слив воды, 11, 12 – вентили запорные с ручным приводом.

Для оценки изменения проницаемости породы использовали способность органического растворителя, хлороформа, проникать в поры пород и экстрагировать битуминозную составляющую органического вещества. В битуминологических исследованиях для выделения экстрактов (битумоидов) обычно используют метод горячей хлороформенной экстракции истертой до пыли породы [3], чтобы избежать диффузионных затруднений, связанных с проникновением растворителя в поры породы. При этом достигается максимальный выход битумоидов. Вследствие этого для сравнения параллельно проводили горячую хлороформенную экстракцию как истертой до пыли породы, так и ее зерен. Групповой компонентный состав битумоидов изучали методом жидкостно-адсорбционной хроматографии. Более подробно методики аналитических исследований приведены в работе [1].

Результаты и их обсуждение

Результаты экспериментов по обработке породы сверхкритическим CO_2 и хлороформенной экстракции показали, что из фракции известняка изначально можно было извлечь лишь 3,0 мг битуминозных веществ в расчете на 100 г породы, а после сверхкритической обработки - 12,9 мг.

Если учесть, что выход битумоида из растертого до пыли образца считается максимально возможным (21 мг/100 г породы), то до сверхкритической CO_2 обработки из фракции известняка хлороформом можно было извлечь лишь 14,3% содержащихся в породе битуминозных веществ, а после обработки – 90,5%. Т.е. после обработки известняка сверхкритическим флюидом выход хлороформенного битумоида увеличился приблизительно в 6 раз.

Аналогичная картина наблюдалась и в отношении аргиллита. До обработки фракции аргиллита сверхкритическим CO_2 доступными для растворения в хлороформе оказались 26,2% битуминозных веществ, после обработки – 73,2%. В результате выход битумоида после обработки аргиллита сверхкритическим CO_2 увеличился почти в 2,5 раза. Таким образом обработка зерен пород сверхкритическим CO_2 облегчила доступ растворителя к битуминозным веществам органического вещества. При этом наряду с увеличением растворимости углеводородов, увеличилась растворимость и асфальтово-смолистых компонентов, размеры молекул которых являются наиболее крупными.

Можно предположить, что внедрение сверхкритического глубинного флюида в породы может инициировать процессы их преобразования. Для известняков – это растворение карбонатов до бикарбонатов, т.е. глубинный карст. В песчаных породах, по-видимому, идет преимущественное растворение перемычек, цементирующих зерна породы. Все это способствует увеличению проницаемости пород, а, возможно, и их пористости. Химизм протекающих в породе процессов, по-видимому, описывается уравнением обратимой реакции растворения карбонатов до бикарбонатов в связи с резким увеличением химической активности воды в среде сверхкритического диоксида углерода. Например:

$$CaCO_3 + CO_2 + H_2O \leftrightarrow Ca(HCO_3)_2$$

Направление реакции сдвигается в сторону растворения карбонатов при повышенных давлениях CO_2. В природе диоксид углерода и вода являются одними из основных компонентов глубинных флюидов. Кроме того, вода практически всегда присутствует в порах пород. По мере падения давления флюид теряет свои сверхкритические свойства, вследствие чего происходит разгрузка флюида с выделением газообразной и жидкой фаз. Жидкая фаза, в свою очередь, может расслоиться на более легкую углеводородную и более тяжелую, водную. Вероятно, вследствие этого вода всегда подпирает нефтяную залежь. В отсутствии сверхкритического флюида обратимая реакция растворения карбонатов может сместиться в сторону их образования - из растворенного в воде бикарбоната начнут откладываться карбонаты, создавая непроницаемую перемычку, изолируя, замуровывая нефтяную залежь.

Среди нефтематеринских пород наиболее часто встречается аргиллит, вследствие этого в эксперименте в качестве одного из образцов была взята именно эта порода. Как уже отмечалось, обработка сверхкритическим CO_2 также привела к увеличению её проницаемости. Вероятно, это связано с тем, что, как показал рентгенофазовый анализ породы, а также анализ по определению нерастворимого остатка в минералогическом составе образца наряду с преобладающей фазой аргиллита присутствует небольшое количество (5-9%) карбонатов. Т.е. сверхкритический флюид способен увеличивать проницаемость и очень плотных нефтематеринских пород, облегчая тем самым первичную миграцию углеводородов.

Таким образом, результаты проведенных экспериментов позволяют предположить, что миграция углеводородов в залежь может осуществляться преимущественно в потоке глубинных флюидов. В случае отсутствия глубинных флюидов органическое вещество оказывается замурованным в породе, т.к. самостоятельная миграция углеводородов, особенно в слабопроницаемых породах, крайне затруднена.

Список литературы

1. Белецкая С.Н. Экспериментальное изучение механизма первичной миграции рассеянных битумоидов из осадочных пород в однофазном газовом состоянии // Генезис нефти и газа Москва: Недра, 1967. - С.420-428
2. Лифшиц С.Х. Механизм образования нефти в сверхкритическом потоке глубинных флюидов //Вестник РАН, 2009. - Т.79, № 3, с.261-265.
3. Лифшиц С.Х., Чалая О.Н. Возможный механизм образования нефти в потоке сверхкритического флюида на примере диоксида углерода // Сверхкритические флюиды: Теория и практика. − 2010. − Т. 5. − № 2. − С. 45-55.

ВТОРИЧНЫЕ ИЗМЕНЕНИЯ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ КУЮМБИНСКОЙ ГРУППЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ (ЮГО-ЗАПАД СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ) ПО ДАННЫМ ПЕТРОГРАФИЧЕСКИХ, КАТОДОЛЮМИНЕСЦЕНТНЫХ И ИЗОТОПНО-ГЕОХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ.

Васильева К.Ю.* (СПбГУ), Ершова В.Б. (СПбГУ), Хуснитдинов Р.Р. (ООО «Газпромнефть НТЦ»), Соловьева С.А. (ООО «Газпромнефть НТЦ»)

Объектом настоящего исследования являются карбонатные породы рифея-венда Куюмбинской группы месторождений нефти и газа (юго-запад Сибирской платформы).

Геологический разрез исследуемого региона подразделяется на два структурно-стратиграфических комплекса: рифейский и венд-ордовикский (Конторович и др., 2005). Стратиграфическое расчленение и строение рифейского разреза во многом является дискуссионным. Согласно стратиграфической схеме, предложенной специалистами Красноярского научно-исследовательского института геологии и минерального сырья, разрез рифейских отложений расчленяется на 12 свит (снизу-вверх) – зелендуконскую, вэдрэшевскую, мадринскую, юрубченскую, долготинскую, куюмбинскую, копчерскую, юктенскую, рассолкинскую, вингольдинскую, токурскую, ирэмэкэнскую. Все они, за исключением, зелендуконской, объединены в камовскую серию, мощность которой достигает 4 км (Мельников, 2005). Венд-нижнекембрийские отложения, залегающие на рифейских с угловым несогласием, подразделяются на: ванаварскую, оскобинскую, катангскую, собинскую и тэтэрскую (последняя имеет возраст венд-нижний кембрий) свиты (Конторович и др., 2005).

Скопления углеводородов в пределах куюмбинской группы месторождений приурочены преимущественно к различным стратиграфическим уровням рифейского комплекса. Карбонатные отложения исследуемой группы месторождений претерпели значительные постседиментационные преобразования, влияющие на свойства и оценку перспективности коллекторов. Целью настоящего исследования являлось оценка интенсивности вторичных изменений карбонатных коллекторов, основанная на детальных петрографических, катодолюминесцентных и изотопно-геохимических исследованиях.

Материалы и методы исследования. Материалом для исследования петрографических и катодолюминесцентных характеристик пород послужили 110 непокрытых прозрачно-полированных шлифов доломитов и песчаников. Катодолюминесцентные исследования проводились на микроскопе Olympus BX-53 с приставкой для холодной катодолюминесценции CITL-5 (на базе кафедры Региональной геологии Института наук и Земле, Санкт-Петербургский государственный университет). Описание петрографических типов доломита проводилось в соответствии с классификацией Грегга и Сибли (Gregg & Sibley, 1984), разделение кристаллических доломитов по размеру дано в соответствии с классификацией Фолка 1962 года (Scholle &Ulmer-Scholle, 2003). Изотопно-геохимические исследования проводились в лаборатории Stable Isotopes for Innovative Research (SIFIR) Laboratory, University of Manitoba.

Результаты исследования и их обсуждение.

1. Результаты петрографических и катодолюминесцентных исследований.

Породы рифея представлены скрыто-тонкокристаллическими доломитами субгедрального или ангедрального (единично) типа, часто с примесью обломочных зерен кварца песчаной или алевритовой размерности. Доломиты, слагающие матрикс пород, имеют КЛ-свечение неоднородное красного цвета, КЛ-зональность для кристаллов матрикса не характерна, что говорит о перекристаллизации более тонкозернистых разностей исходной породы, это же подтверждается неровными границами зерен (Flugel, 2010). Содержание обломочных кварцевых зерен сильно колеблется – от 0 до 60-70%; КЛ-свечение зерен кварца

голубое (чаще у зерен алевритовой размерности) или отсутствует (чаще у зерен песчаной размерности).

Процессы вторичной доломитизации развиты в породах рифея наиболее широко, значительно меньше проявляются процессы окремнения (халцедон замещает отдельные слойки в строматолитовых известняках либо заполняет пустоты после вторичного доломита) и стилолитизации. Для пород рифея было выделено 5 генераций вторичных доломитов идиоморфного типа (заполняющих пустоты, трещины или корродирующих зерна кварца), они представлены в таблице 1.

Доломиты ***ксеноморфного*** типа развиты значительно меньше идиоморфных. Ксеноморфный доломит присутствует лишь в одном образце из куюмбинской свиты (генерация **D2**). Мелкокристаллический ксеноморфный доломит развит в матриксе, характеризуется слабо неоднородным красным КЛ-свечением. В трещине формируется ксеноморфный цементный (седловидный) крупнокристаллический доломит, КЛ-свечение близкое к свечению матрикса, для некоторых кристаллов характерна тонкая зональность, зоны слабо изгибаются. Совместно с генерацией D2 развивается лишь генерация D13.

По данным петрографических и КЛ-исследований пористость и проницаемость пород рифея увеличивается только при образовании генерации D11 (в образцах с этой генерацией доломита содержание ОВ доходит до 15-20%). Предполагаемая нами схема последовательности процессов преобразований карбонатных пород рифея показана на рис. 1.



Рисунок 1*. Предполагаемая схема преобразований карбонатных пород рифея Куюмбинской площади месторождений.*

Наименее измененной частью исследованного разреза являются отложения венда-кембрия. Они представлены скрыто- тонкозернистыми идиоморфными эвгедральными или субгедральными доломитами, иногда ангидритизированными или загипсованными, часто с примесью зерен кварца алевритовой размерности (до 5-10%, КЛ-свечение голубое или зеленое). Доломиты венд-кембрийского комплекса характеризуются оранжевым КЛ-свечением – почти однородным, если структура скрытокристаллическая; в тонкокристаллических разностях отмечается зональность кристаллов доломита: красное ядро и оранжевая окантовка. Вторичной доломитизации для пород венда-кембрия в шлифах не отмечено.

Таблица 1.

Генерации вторичных идиоморфных типов доломита в породах рифея Куюмбинской площади месторождений

Генерация	Стратиграфический уровень	Петрографические и катодолюминесцентные характеристики	Вмещающие породы	Генерации, встречающиеся совместно с описываемой
D11	средний рифей, юрубченская и долгоктинская свиты	Доломит образует ромбоэдрические кристаллы (до 0,1 мм; порфировидный либо эвгедральный типы), рассеянные в матриксе породы. КЛ-свечение D11 зональное от оранжевого до бордового цвета (до 6 зон).	Кварцевые песчаники и алевро-песчаники	-
D12	верхний рифей, абракупчинская свита	Идиоморфный субгедральный доломит, заполняющий пустоты, КЛ-свечение зональное (3-4 зоны от красного до темно-бордового цвета).	Скрыто-тонко-кристаллические песчанистые или алевритистые доломиты	**D13, D14**
D13	средний рифей, вингольдинская, куюмбинская, юрубченская свиты; верхний рифей, абракупчинская свита; венд, оскобинская свита	Идиоморфный цементный доломит, заполняющий пустоты или трещины и образующий тонкие каемки обрастания вокруг зерен кварца и корродирующий их. КЛ-свечение зональное, зоны многочисленны – от темно-бордового до ярко-желтого цвета. Формирование данной генерации происходило в несколько этапов, о чем говорит «срезание» одних зон другими при сохранении ромбоэдрической формы кристаллов.	Скрыто-тонко-кристаллические песчанистые или алевритистые доломиты	**D12, D14**
D14	средний рифей, вингольдинская, куюмбинская, копчерская свиты; верхний рифей, абракупчинская свита	Скрыто-мелкокристаллические агрегаты кристаллов доломита (порфировидный, эвгедральный и субгедральный типы) или «обрастания» ранее существовавших кристаллов доломита, или зерен кварца, «обрастания» отчетливо видны при КЛ-свечении; доломит заполняет трещины шириной до 2 мм, образуются микробрекчии. КЛ-свечение доломита зональное: ярко-желтые широкие зоны чередуются с темно-бордовыми тонкими зонами, на последних этапах трещины заполняются прозрачными субгедральными кристаллами доломита размером до 100 мкм, КЛ-свечение которых почти однородное темно-бордового цвета.	Скрыто-тонкокристаллические доломиты, иногда песчанистые или алевритистые	**D12, D13**
D15	средний рифей, куюмбинская, абракупчинская, юрубченская, долгоктинская свиты	Идиоморфные субгедральный цементный доломит, КЛ-свечение зональное: многочисленные тонкие или широкие зоны от темно-бордового до красного цвета	Скрыто-тонкокристаллические доломиты, иногда песчанистые или алевритистые	-

2. Результаты изотопных исследований

Основной целью изотопно-геохимических исследований являлась сравнение изотопных характеристик карбонатного матрикса пород и заполняющих трещины вторичных карбонатов. Полученные данные на диаграмме изотопных соотношений (рис.2) попадают в одну область, находящуюся в области отрицательных значений $\delta^{18}O$ (от -5,3 до -11,2 PDB) и слабо отрицательных – слабо положительных значений $\delta^{13}C$ (от -3,1 до +4,2 PDB). На диаграмме отчётливо выделяются образцы из вендских отложений (пониженными значениями $\delta^{13}C$ – до -3 PDB) и трещинный кальцит из юрубченской свиты среднего рифея (высокими по сравнению с другими образцами значениями $\delta^{13}C$ – до +4,2 PDB и низкими значениями $\delta^{18}O$ – до -11,2 PDB). Остальные исследованные образцы не показывают существенной разницы между изотопным составом вмещающей трещину породы и заполнением самой трещины.

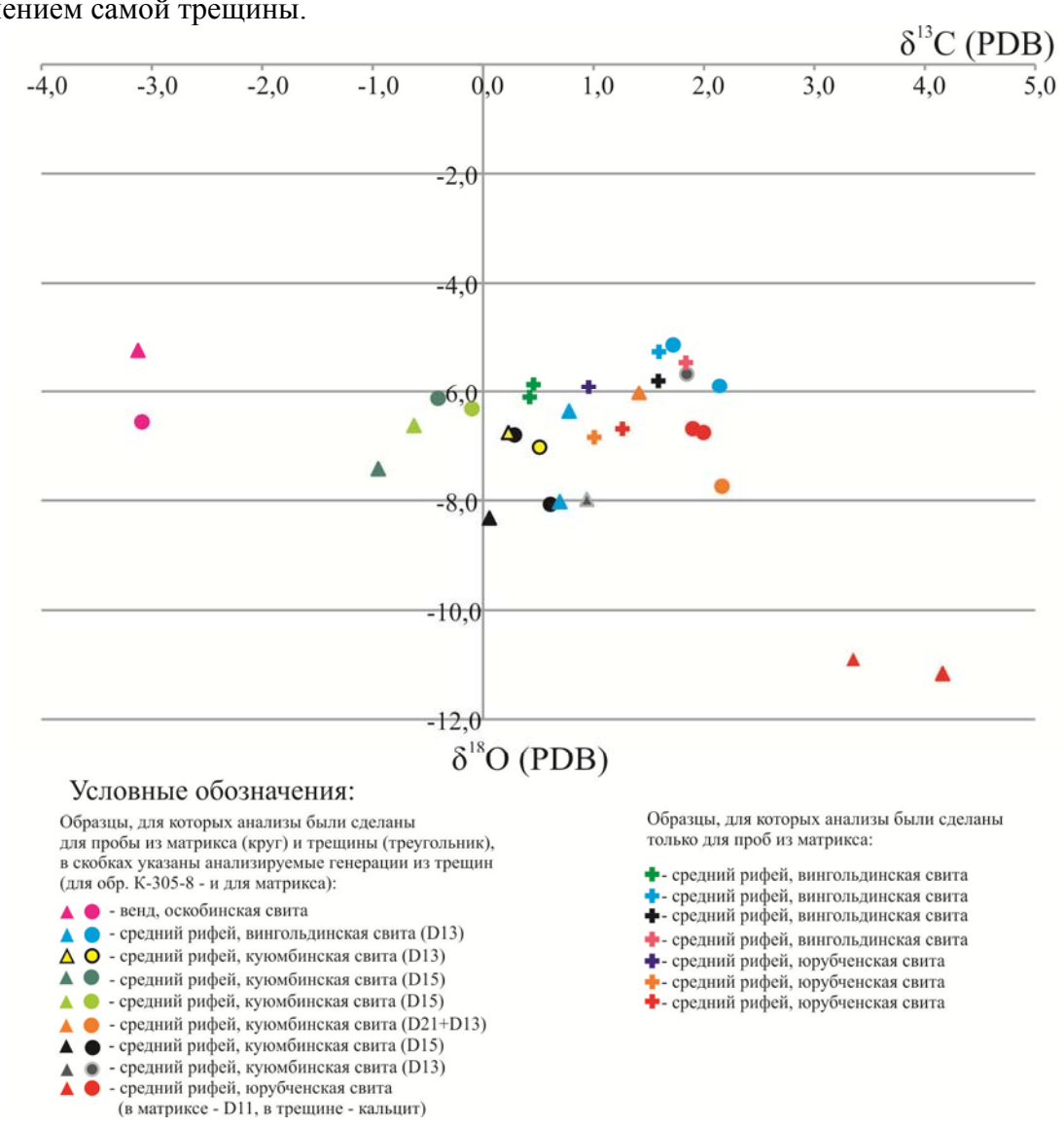


Рисунок 2. *Соотношения изотопов кислорода и углерода в образцах из отложений рифея-венда*

Выводы. Для пород рифея Куюмбинской площади было установлено по крайней мере 6 этапов вторичной доломитизации (доломит заполняет пустоты, трещины, образует коррозионные каемки вокруг зерен кварца). Генерации образовывались не одновременно, и, несмотря на близкий состав (скрыто-мелкокристаллические доломиты с примесью песчаных

или алевритовых кварцевых зерен) и близкий возраст (в основном средний рифей) исходных пород, различные типы вторичных доломитов появляются в разных соотношениях. Породы венда-кембрия не несут на себе следы вторичной доломитизации. Основываясь на проведенных исследованиях, возможно предположить, что наиболее интенсивно процессы вторичного преобразования рифейских карбонатов протекали в довендское время и, вероятно, могут быть связаны с предвендским перерывом в осадконакоплении.

Геохимические исследования пород рифея-венда показали значительную близость изотопного состава кислорода и углерода у изученных образцов. Таким образом, было показано, что изотопные системы при образовании и заполнении трещин почти не претерпевали изменений, что говорит о перераспределении первичного осадочного материала, а не о привнесении материала из сторонних источников.

Список литературы:

1. Конторович А.Э., Изосимова А.Н. , Конторович А.А. Геологическое строение и условия формирования гигантской Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления в верхнем протерозое Сибирской платформы // Геология и геофизика. – 1996. - Т. 37, № 8. - С. 166-195.
2. Мельников Н. В. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Рифей и венд Сибирской платформы и ее складчатого обрамления / Н. В. Мельников, М. С. Якшин, Б. Б. Шишкин. – Новосибирск: Акад. изд-во «Гео», 2005, 428 с.
3. Flugel E. Microfacies of Carbonate Rocks: Analysis, Interpretation and Application. Springer-Verlag Berlin Heidelberg 2010, 996 pp.
4. Scholle Peter A., Ulmer-Scholle Dana S. A Color Guide to the Petrography of Carbonate Rocks: Grains, Textures, porosity, diagenesis. AAPG Memoir Volume 77 2003, 474 pp.

АКТУАЛИЗАЦИЯ ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНОГО АНАЛИЗА ПРИ ИССЛЕДОВАНИИ НЕУГЛЕНОСНЫХ ТОЛЩ НА ПРИМЕРЕ ПЛАСТОВ $БГ_{24-25}$ ГЫДАНСКОЙ ПАРАМЕТРИЧЕСКОЙ СКВАЖИНЫ №130 (ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ)

Маркова Е.Б.* (ОАО «НПЦ «Недра»)

В настоящее время для изучения терригенных отложений осадочных бассейнов применяется достаточное количество средств и методов, которые можно объединить в три основных направления: точные лабораторные исследования, дистанционные работы и геологическое моделирование. В нефтегазовой литологии лабораторные методы отражаются в детальном изучении состава, строения и фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород, дистанционные – в геофизических работах широкого диапазона (сейсморазведка, скважинные геофизические исследования – ГИС), моделирование реализуется в получении геостатистических моделей исследуемых систем коллекторов и флюидоупоров. Среди выше перечисленных векторов на первый план выдвигаются лабораторные исследования, включающие комплексные методики геологического изучения осадочных толщ. Одним из ведущих прямых методов изучения бассейнов на всех стадиях оценки перспектив нефтегазоносности является литолого-фациальный анализ (ЛФА). При переходе от регионального прогноза к зональному и локальному сужается объем объектов исследования, укрупняется масштаб литолого-фациальных построений. Главным становится решение задач внутреннего строения комплексов пород.

Основы методики фациально-циклического анализа для терригенных толщ предложены в 50-е годы XX века Ю.А. Жемчужниковым, Л.Н. Ботвинкиной и др. на материале угленосных отложений среднего карбона Донецкого бассейна [2]. Название

«литолого-фациальный» анализ позднее было впервые предложено одним из участников «донецкого» коллектива П.П. Тимофеевым [6, 7].

Литолого-фациальный анализ подразумевает сочетание двух геологических направлений: вещественное и генетическое, а значит заключается в характеристике самого осадочного тела и изучении факторов, механизмов и обстановок его образования. Объектом исследования литолого-фациального анализа является керн, это основной источник и носитель информации о свойствах горных пород и условиях их образования, особенно глубокозалегающих толщ. От «технического» состояния кернового материала, как от «зеркала» геологического прошлого, во многом зависит достоверность получаемых сведений. Результатом проведения литолого-фациального анализа становится определение фации (осадок + условия). Здесь нужно принять во внимание, что понятие фации обладает эмерджентным свойством – несводимостью свойств целого к свойствам простой суммы частных, поэтому ее установление возможно только по комплексу диагностических признаков. Классический комплекс включает следующие характеристики: гранулометрический состав, сортированность материала (соотношение фракций), текстура с подробным описанием слоистости и характеристика гидродинамики среды осадконакопления, признаки биологической и растительной составляющей (количество, степень сохранности), контакты с подстилающими и перекрывающими отложениями.

Во второй половине XX века А.В. Македоновым предложено разделять признаки, характеризующие литологические типы пород как геологические тела, на конститутивные (характеризующие данное тело как единое целое: вещественный состав, строение, текстура, характер контактов) и индикативные (дополнительные: ориктоценозы, конкреции, аутигенные образования, остатки флоры, фауны и др.) [4].

В настоящее время основополагающая методика литолого-фациального анализа находит свое применение для неугленосных терригенных отложений [1] и несколько модифицируется. Так, например, для отложений, образованных в прибрежно-морских обстановках, не характерно наличие остатков фауны, а растительные остатки встречаются очень редко и имеют аутигенное происхождение. Поэтому, меняя один из индикативных признаков на определение в осадках ихнофоссилий, которые присущи прибрежно-морским условиям, классическая методика литолого-фациального анализа приобретает «новую жизнь».

Изучение ихнофоссилий (др.-греч. *Ikhnos* – след; лат. *fossilis* – ископаемый) берет свое начало в XIX веке. За рубежом и в отечественной литературе исследованию ихнофоссилий и определению ихнофаций посвящены труды А. Зейлахера [11], О.С. Вялова [3], Р. Микулаша, А. Дронова [5], П.А. Яна, Л.Г. Вакуленко [8], С.Г. Пембертона [10] и др.

Современная модификация литолого-фациального анализа опробована на отложениях пластов $БГ_{24\text{-}25}$ ахской свиты нижнего мела Гыданской параметрической скважины №130, бурение которой ведется на территории одноименной газонефтеносной области севера Западной Сибири. Согласно предварительной литолого-стратиграфической разбивке, выполненной по данным материалов ГИС, пласты $БГ_{24\text{-}25}$ выделены в интервале 2969-3040 м. В рамках настоящей работы выполнено изучение кернового материала, отобранного с глубин от 3003,1 м до 3012,47 м с плотностью один образец на приблизительно один метр керна. Установление фаций проведено по комплексу диагностических признаков с использованием Атласа субаквальных фаций нижнемеловых отложений Западной Сибири (ХМАО-Югра).

Исследуемый интервал представлен следующими основными типами пород: *a* – темно-серый мелко-крупнозернистый алевролит с полого-волнистой, местами линзовидно-волнистой слоистостью, изредка подчеркнутой тонким растительным аттритом; *b* – серый и светло-серый тонко-мелкозернистый песчаник с тонкой полого-волнистой, линзовидно-волнистой и нечеткой косо-волнистой слабосрезанной слоистостью; *c* – алевроаргиллит, от массивного до тонкослоистого, слойки и прослои от 1 до 15 мм. Сортированность материала

от средней до хорошей, отмечается ухудшение сортировки за счет усиления гидродинамики среды. Также гидродинамика обеспеспечивает образование ряби «вихревого» типа. Зачастую текстура близка к ритмичной. В песчаной и крупноалевритовой составляющей текстура нередко нарушена взмучиваниями, оползаниями и жизнедеятельностью роющих организмов, ихнотекстурный индекс, отражающий степень переработанности осадка биоорганизмами, – *ichnofabric index (ii)* – 1-2 (0-10%). Биотурбация осадка выражена следами рытья и сверления, образованными обитателями ихнофаций Scolithos и Cruziana. Отмечается достаточно большое количество тонкорассеянного растительного детрита, встречаются литокласты как остроугольной, так и окатанной и полуокатанной формы, длиной до 7 мм, толщиной до 1,5 мм, ориентированные по наслоению. Внутри фации границы прослоев нечеткие, наиболее ярко выражены нижние контакты грубозернистых слойков. На контактах наблюдаются следы взмучивания и пескожилов. Отложения формировались в условиях приберегового бассейнового мелководья (БП) и открытого подвижного бассейнового мелководья (БМ).

В качестве наглядного примера приведены изображения двух образцов керна с описанием, прекрасно характеризующие два комплекса отложений: приберегового и открытого подвижного бассейнового мелководья.

Верхняя часть образца 3514 представлена преимущественно алевролитом со значительным количеством песчаного материала. Сортировка материала средняя, до плохой. Слоистая текстура нарушена взмучиванием, с рябью «вихревого» типа. Материал активно переработан жизнедеятельностью биоорганизмов, четко выделяется субвертикальная нора (N) и сильно наклоненная шахта (Sh) длиной до 3 см, образованные обитателями ихнофации Cruziana. Послойные включения литокластов (L). ***Фация глинистых и алеврито-песчаных осадков приберегового взмучивания «рябчик» (БПВ).*** Нижняя часть – разнозернистый алевролит с прослоями тонкозернистого песчаника. Сортировка средняя. Слоистость пологоволнистая. Текстура ритмичная с нерезкими границами, слабо нарушена жизнедеятельностью роющих организмов (ii-2) Характерно среднее количество *Helminthosis,* ихнофация Cruziana. Наблюдается послойное взмучивание. ***Фация тонкого переслаивания глинисто-алевритовых осадков прибереговой зоны (ватты, марши) (БПР).*** Контакт отчетливый между близкими типами пород, неровный, подчеркнут следами жизнедеятельности биоорганизмов, может быть рассмотрен как перерыв твердого дна.

В нижней части образца 3553 алевролит и алевроаргиллит. Текстура массивная, до нечеткой косой однонаправленной слоистости. Хорошая сортировка материала. ***Фация алеврито-глинистых осадков прибрежного малоподвижного мелководья (БПП).*** Отложения «рассечены» слоем привнесенного светло-серого тонкозернистого песчаника с косо-волнистой слоистостью, подчеркнутой алевритовым материалом. Взвихрения и взмучивания характеризуют усиленную гидродинамику среды. Основная часть образца тонкозернистый песчаник с прослоями крупно- и мелкозернистого алевролита. Верх образца как бы завален на правый «бок». Сортировка до хорошей, слоистость косо-полого-волнистая, разнонаправленная. Текстура значительно нарушена биотурбацией. В центре один наклонно-направленный след роющего биоорганизма длиной до 40 мм, шириной 4-8 мм, сверху и снизу от него достаточно широкие (7-10 мм), но короткие следы рытья или сверления. Одна четкая норка Skolithos, вертикальная, несколько изогнутая, шириной 2 мм, длиной до 10 мм. Стенки норки гладкие, неорнаментированные; входное отверстие простое. Осадок, ее заполняющий, массивный, не несущий следов переработки и, по-видимому, пассивно привнесенный в норку, после того, как она была покинута своим обитателем. Отмечаются редкие включения тонкорассеянного растительного детрита. ***Фация переслаивания алнвритовых и песчаных осадков в зоне активной волновой переработки (проксимальные темпеститы) (БМР).***

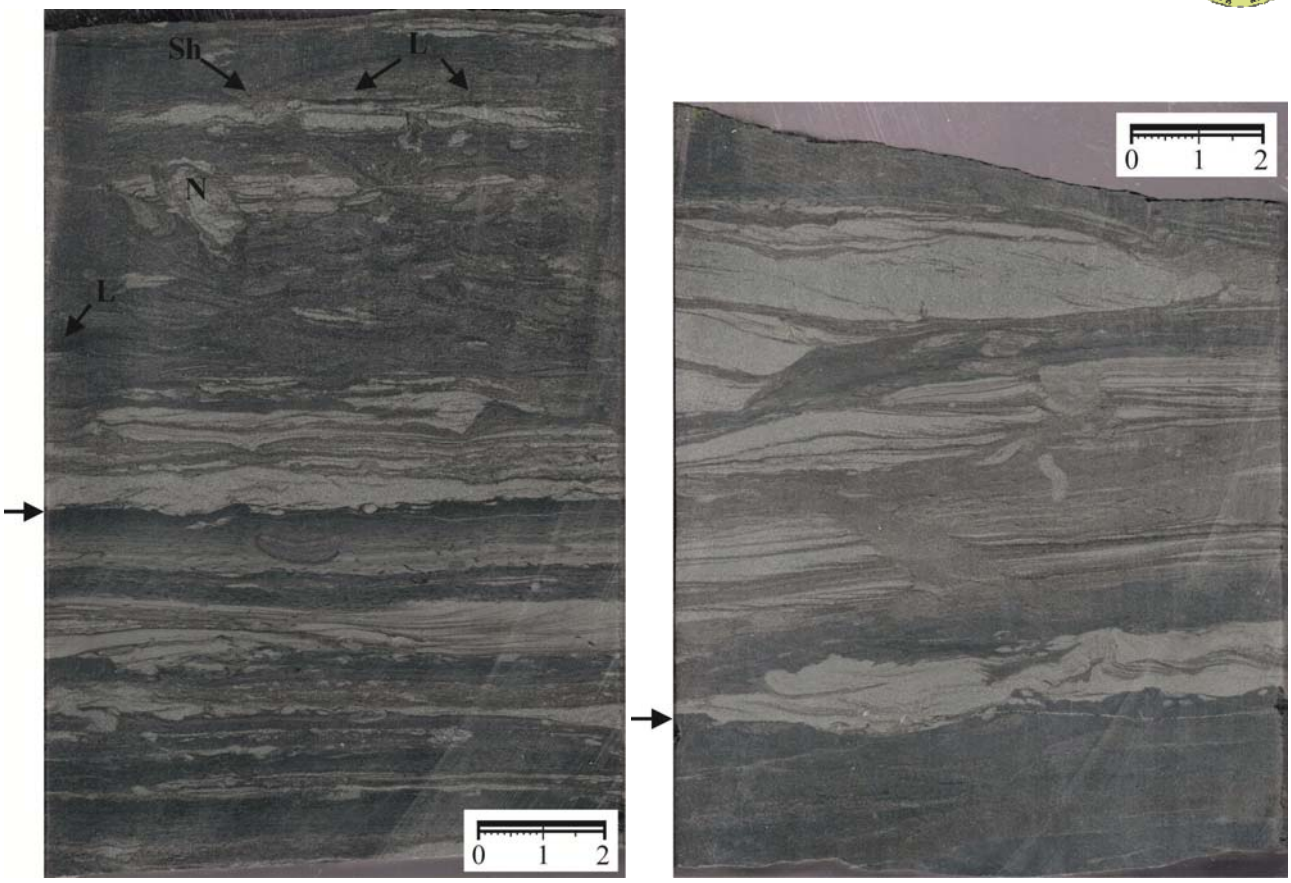


Рисунок 1. *Слева – обр. 3514, гл. 3005,94 м; справа – обр. 3553, гл. 3011,78 м.(Глубины образцов соответствуют верху)*

В практике зарубежных исследователей при прогнозе нефтегазоносности популярна концепция гидравлических единиц потока/коллектора (HFU), позволяющих выделять литологические типы пород с близкой характеристикой порового пространства [9]. Определение гидравлической единицы потока базируется на расчете параметра FZI (Flow Zone Indicator), интегрирующего пористость и проницаемость, полученных для конкретных образцов керна:

$$FZI = 0{,}0314 * \frac{1-\phi}{\phi} * \sqrt{\frac{k}{\phi}},$$

где FZI – индикатор гидравлической единицы; 0,0314 – коэффициент для промысловой системы единиц (мД); ϕ – пористость (д.ед.); k – проницаемость (мД).

Для нескольких образцов из исследуемого интервала Гыданской параметрической скважины №130 получены первые данные по пористости и газопроницаемости (табл. 1). На основе имеющихся данных подсчитан индикатор гидравлической единицы.

Таблица 1

Коллекторские свойства пород

Глубина образца, м	Открытая пористость, %	Газопроницаемость перпендикулярно оси керна, мД	FZI	Макрофация по Атласу [1]
3004,66	6,90	0,00339	2,97	БМ
3006,91	7,60	0,00420	2,84	
3007,88	1,37	0,00229	29,23	БП
3012,47	5,60	0,00831	6,45	

Полученные значения FZI явно различаются между собой, что связано именно с генезисом пород. Локальные данные уже на начальном этапе работ наглядно демонстрируют превосходство фильтрационно-емкостных свойств комплекса пород, образовавшихся в условиях прибережного бассейнового мелководья (БП), над коллекторскими свойствами комплекса отложений, сформированных в условиях открытого подвижного бассейнового мелководья (БМ).

Выполненные исследования позволили решить поставленные перед автором задачи. На основе литолого-фациального анализа и с использованием описания нового индикативного признака пород – ихнофоссилий, установлено, что породы средней части пластов $БГ_{24\text{-}25}$ ахской свиты в Гыданской скважине №130, представленные переслаиванием тонко-мелкозернистых песчаников, разнозернистых алевролитов и маломощных прослоев и линз алевроаргиллитов, накапливались в прибрежно-морских обстановках, которым соответствует смена ихнофаций Scolithos на Crusiana. Числовые результаты подтверждают «вещественные», что отражается в опесчанивании изученного интервала с глубиной. Интегрирование параметров, которые характеризуют коллекторские свойства отложений, и увязка их с установленными обстановками седиментации позволяют выделять литологические типы пород с близкими характеристиками пустотного пространства и дают возможность прогнозировать интервалы разреза скважины с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами.

Список литературы

1. Алексеев В. П. Атлас субаквальных фаций нижнемеловых отложений Западной Сибири (ХМАО-Югра). Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2014. 284 с.
2. Атлас литогенетических типов угленосных отложений среднего карбона Донецкого бассейна // Л.Н. Ботвинкина, Ю.А.Жемчужников, П.П.Тимофеев, А.П.Феофилова, В.С.Яблоков. М.: Изд-во АН СССР, 1956. 368 с.
3. Вялов О.С. Следы жизнедеятельности организмов и их палеонтологическое значение. Киев: Наукова думка, 1966. 219 с.
4. Македонов А.В. Методы литофациального анализа и типизация осадков гумидных зон. Л.: Недра, 1985. 243 с.
5. Микулаш Р., Дронов А. Палеоихнология – введение в изучение ископаемых следов жизнедеятельности. Прага: Геологический институт Академии наук Чешской Республики, 2006. 122 с.
6. Тимофеев П.П. Геология и фации юрской угленосной формации Южной Сибири. М.: Наука, 1969. 556 с. (Труды ГИН АН СССР. Вып. 197).
7. Тимофеев П.П. Эволюция угленосных формаций в истории Земли. М.: Наука, 2006. 204 с. (Труды ГИН РАН. Вып. 557).
8. Ян П.А., Вакуленко Л.Г. Смена состава ихнофоссилий в келловей-оксфордских отложениях Западно-Сибирского бассейна как отражение цикличности седиментогенеза // Геология и геофизика, 2011. Т. 52. №10. С. 1517-1537.
9. Amaefule J.O., Altunbay M., Tiab D., Kersey D.G., Keelan D.K. Enhanced Reservoir Description: Using core and log data to identify Hydraulic (Flow) Units and predict permeability in incored intervals/wells // SPE 26436: 68th Ann. Tech. Conf. and Exhibit. – Houston, Tx, 1993. – P.205-220.
10. Pemberton S.G., MacEachern J.A., Dashtgard S.E., Bann K.L., Gingras M.K, Zonneveld J.-P. Shorefaces. In: Knaust D., Bromley R.G (Eds.), Trace Fossils as Indicators of Sedimentary Environments. Developments in Sedimentology, vol. 64. Elsevier, Amsterdam, 2012. P. 563-604.
11. Seilacher A. Studien zur Palichnologie. I. Uber die Methoden der Palichnologie. Neues Jahrbuch fur Geologie und Palaontologie, Abhandlungen, 1953, 96, 421-452.

Влияние естественной трещиноватости на продуктивность месторождений осадочного бассейна Беркин (Алжир)

К.М. Зелинко, Ю.Г. Алексахин
Москва, Gazprom International

Осадочный бассейн Беркин расположен в Алжире. В геологическом строении бассейна Беркин принимают участие отложения палеозоя, мезозоя и кайнозоя. Основные нефтегазоносные комплексы – песчаники триаса, нижнего девона и ордовика. Открыто два месторождения : северное «R» и южное «Z». В ходе испытаний скважин на открытых месторождениях были получены неоднородные значения дебитов нефти и газа. Одной из причин, оказывающей влияние на различную продуктивность скважин, является, предположительно, система естественной трещиноватости. Были проанализированы данные интерпретации КВД в пробуренных скважинах с целью установления характерных признаков наличия трещин.

Месторождение «R» открыто в 2010 г. скважиной R-2. Месторождение осложнено многочисленными разломами от крупных до субсейсмических и мелких. Система разломов сформирована в результате длительной тектонической истории региона (5 фаз тектогенеза). Преобладают протяженные, осложняющие борта структур взбросы и оперяющие их под 30-35º сдвиги. Предположительно, имеется система разломов, связанная с образованием складок. Продуктивными являются ордовикские кварциты. На месторождении пробурено 3 поисковых скважины, проведены испытания. В результате испытаний была проведена интерпретация данных КВД.

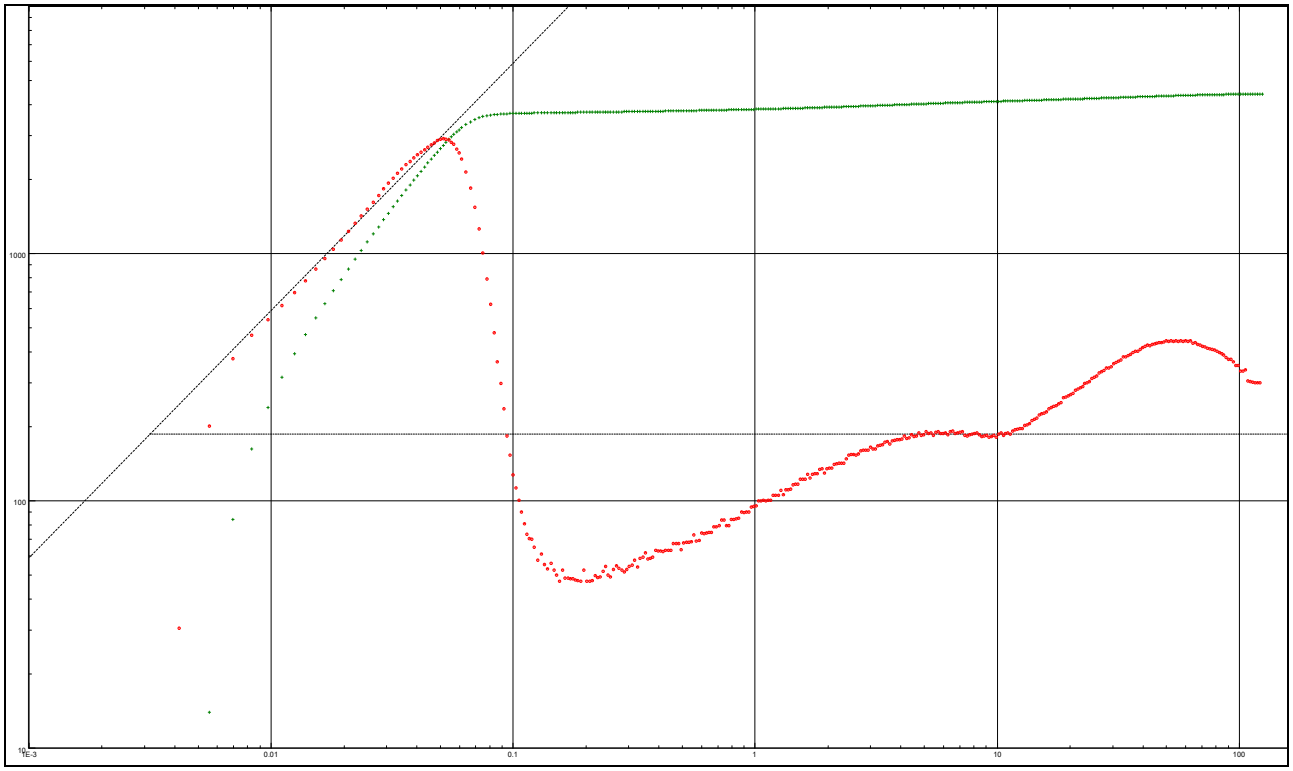


Рисунок 1. Билогарифмический график испытания скважины RN-1.

Получен промышленный приток нефти и газа. Как можно видеть из рисунка 1, начальный период притока характеризуется наличием влияния ствола скважины. Также необходимо отметить яркий признак наличия трещиноватости – «провис» в среднем периоде притока. Данный «провис» производной вызван переходным периодом фильтрации флюида из трещин, а затем из поровой среды.

Результаты интерпретации КВД скважины R-5 также говорят о наличии трещиноватой среды. Билогарифмический график данного испытания представлен на рисунке 2.

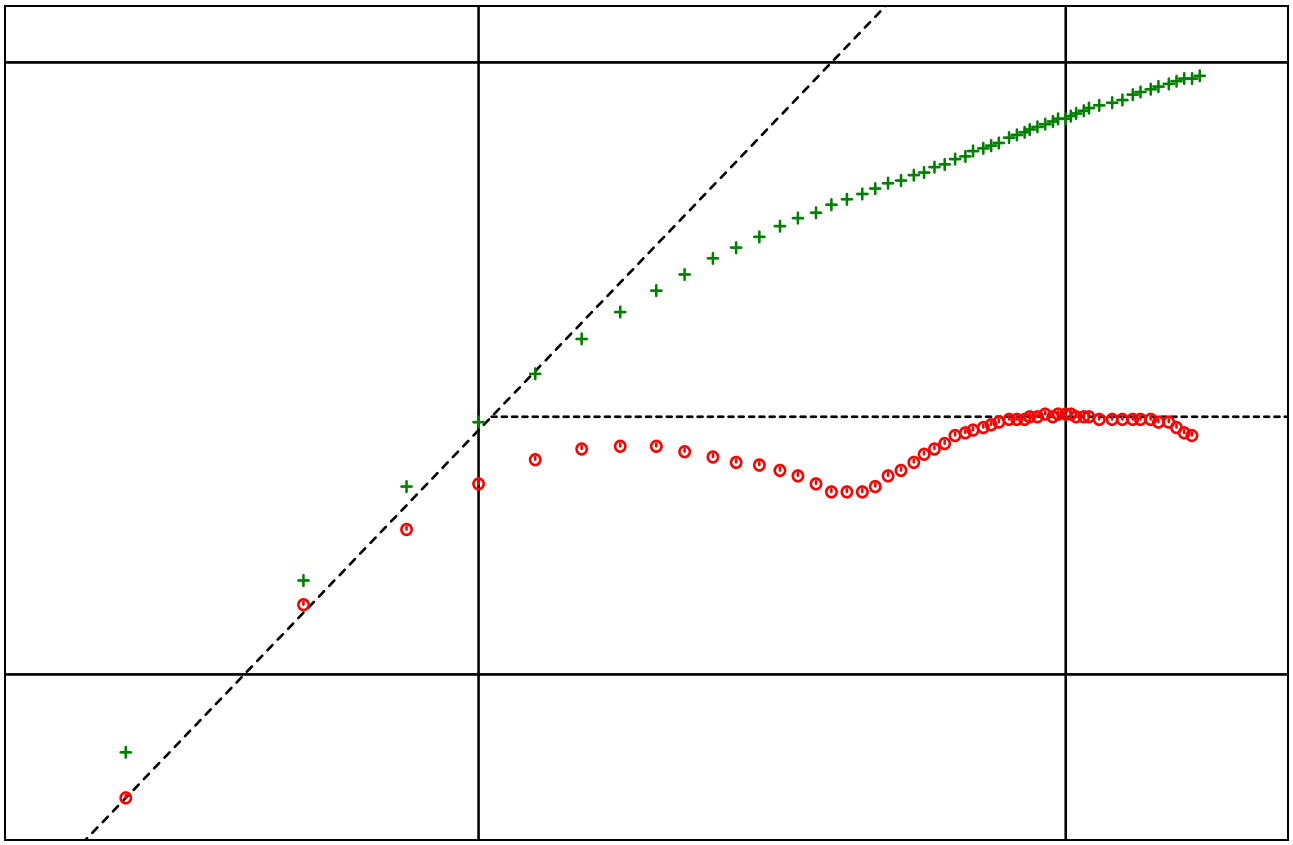


Рисунок 2. Билогарифмический график испытания скважины R-5.

В ходе данного испытания был получен незначительный дебит нефти и дебит газа. Как и в случае с скважиной RN-1, на билогарифмическом графике также присутствует характерный «провис», обозначающий присутствие трещиноватости, влияющей на приток флюида. Также стоит отметить, что полученный дебит гораздо меньше дебита, полученного во время испытания скважины, предположительно, вследствие менее развитой системы трещин. Необходимо отметить, что в данных скважинах проводился отбор керна. На отобранных образцах присутствуют трещины, что подтверждает предположение о влиянии трещиноватости на приток флюида.

Месторождение «Z» было открыто в 2006 г. бурением поисковой скважины Z-1. Продуктивны девонские и триасовые отложения. Залежи нефти пластово-сводовые, тектонически экранированные. Этаж нефтеносности охватывает интервал глубин от 3932 до 4421 м. Отложения пластов-коллекторов характеризуются низкими фильтрационно-емкостными свойствами. Структура осложнена многочисленными разломами.

В ходе испытаний скважин были получены как высокодебитные, так и слабые притоки нефти и газа. Скважина Z-2 имеет наиболее высокий дебит. Билогарифмический график представлен на рисунке 3.

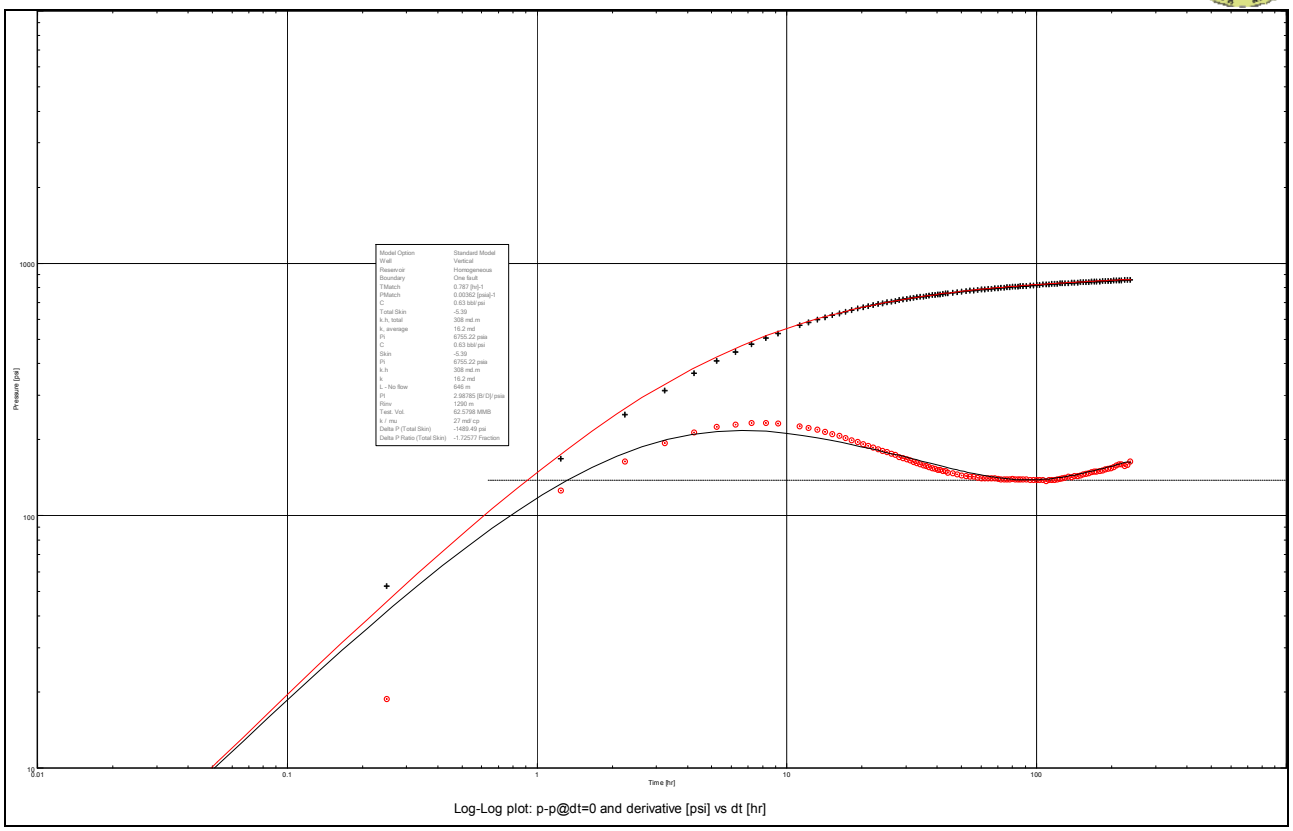


Рисунок 3. Билогарифмический график испытания скважины Z-2.

Данное испытание характеризуется наличием постоянного эффекта ствола скважины, низким скин-фактором, а также наличием радиального режима притока флюида к скважине, позволяющего определить проницаемость. Также в позднем периоде притока увеличивается угол наклона производной, что может говорить о наличии непроницаемой границы в дальней зоне пласта.

В скважине ZP-1 также было проведено испытание. Билогарифмический график представлен на рисунке 4

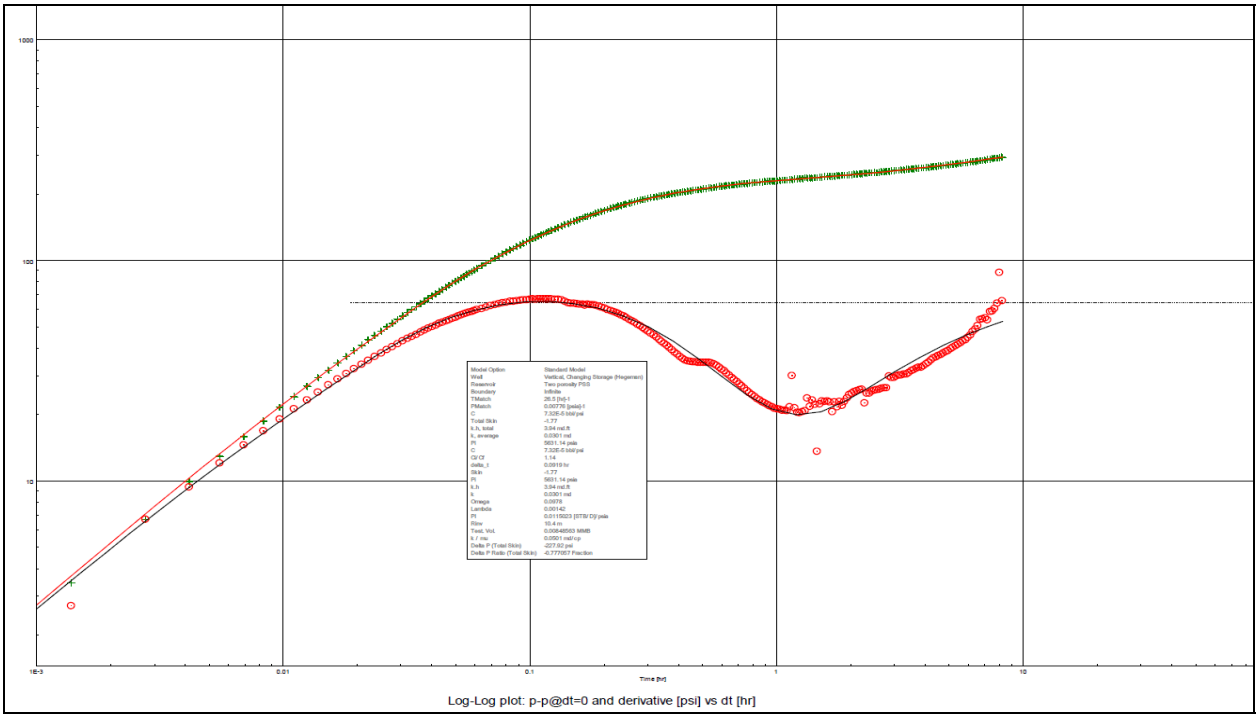


Рисунок 4. Билогарифмический график испытания скважины ZP-1.

Необходимо выделить наличие характерную особенность наличия трещин – «провис» производной в среднем периоде притока. Незначительный приток флюида не позволяет оценить проницаемость пласта.

Также была испытана скважина ZS-1, в результате был получен существенный приток нефти и газа к забою. Билогарифмический график представлен на рисунке 5.

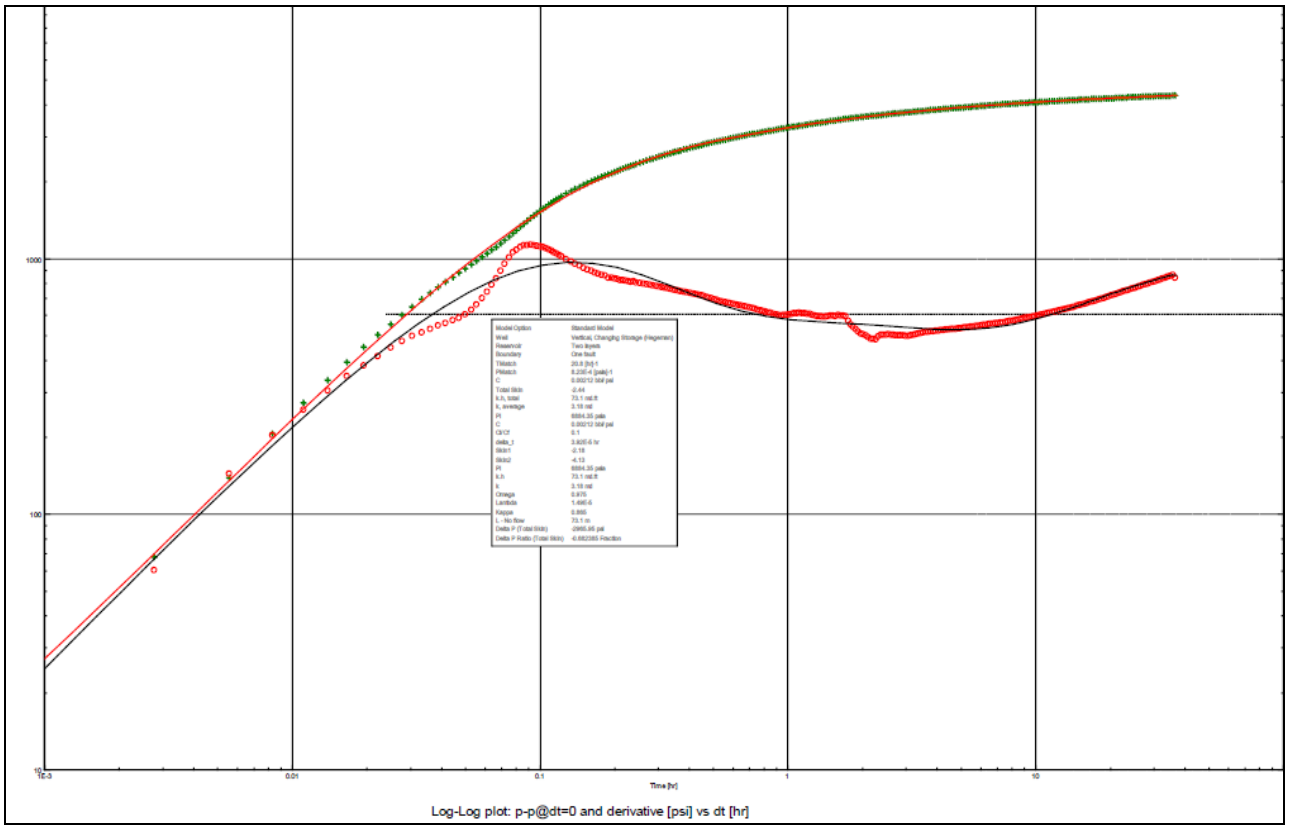


Рисунок 4. Билогарифмический график испытания скважины ZS-1.

Вследствие высокого газового фактора и большой депрессии был выделен непостоянный эффект влияния ствола скважины. Перераспределение фаз флюида также повлияло на кривую производной давления в среднем периоде притока. По результатам анализа керна необходимо отметить отсутствие трещин в керне.

В результате интерпретации данных КВД по скважинам месторождения «R» возможно выделить признаки трещиноватости пластов. Рекомендуется дальнейшее изучение месторождения с помощью специализированных методов ГИС и анализа керна на трещиноватость.

По результатам интерпретации КВД скважин месторождения «Z» можно заключить, что фильтрация флюида обусловлена как первичной пористостью, так и наличием системы трещин, распространение которой требует дальнейшего изучения.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕГУЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Гумаров Н.Ф. (ОАО «Татнефть», НГДУ «Альметьевнефть»)

НГДУ «Альметьевнефть» одно из старейших нефтегазодобывающих предприятий и осуществляет разработку северо-западного сектора Ромашкинского месторождения.

Разрабатываемые НГДУ объекты разработки Ромашкинского месторождения можно укрупнено объединить в три группы: терригенные кыновский и пашийский горизонты ($Д_0$, $Д_I$), отложения терригенного бобриковского горизонта и карбонатные отложения турнейского яруса.

Основными эксплуатационными объектами являются девонские терригенные отложения ($Д_0$, $Д_I$), в которых сосредоточены 88 % всех начальных извлекаемых запасов нефти НГДУ.

По разрабатываемым эксплуатационным объектам, в целом, отобрано более 87,5 % начальных извлекаемых запасов.

В результате опережающей выработки высокопродуктивных девонских коллекторов (более 95 %) доля остаточных извлекаемых запасов низкопроницаемых коллекторов и глинистых песчаников по сравнению с начальными выросла почти в 3 раза с текущей выработкой запасов 72 %.

В целом залежи пашийского и кыновского горизонтов, разрабатываемые в экстенсивном режиме, в 1985 г. вступили в IV стадию разработки (1986 - по н.в.), в истории которой можно выделить (рис.1) два следующих основных этапа [1]:

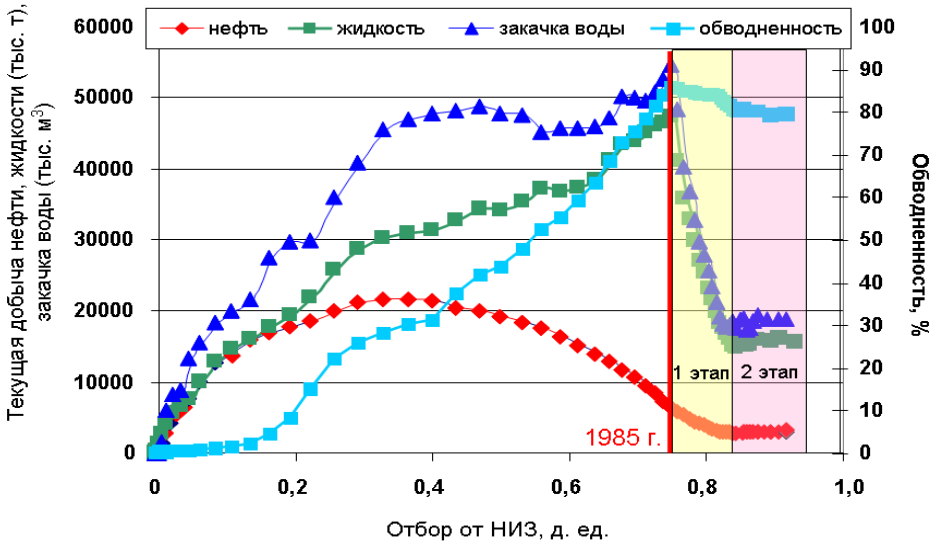


Рисунок. 1. *Динамика общих отборов нефти, жидкости, закачки воды, обводненности в зависимости от отбора от начальных извлекаемых запасов нефти*

1 этап (1985-1994 гг.) – изменение стратегии и переход на динамический режим разработки на базе энергосберегающих технологий.

За эти 10 лет произошло значительное снижение темпов падения добычи нефти с уменьшением обводненности добываемой продукции до 82,5%, что было достигнуто за счет все более возрастающих масштабов регулирования объемов добываемой жидкости с переводом высокообводненного фонда добывающих скважин на режим циклического отбора, проведения водоизоляционных работ, широкого внедрения методов нестационарного заводнения с использованием третичных методов увеличения нефтеотдачи, наращивания нагнетательного фонда скважин с параллельным отказом от форсированного отбора жидкости.

Это позволило НГДУ, выполняя на данном этапе проектные уровни добычи нефти, снизить объемы отбора попутной воды к 1994 году в 2,6 раза с соответствующим снижением объемов закачки

и заложить основы для перехода к следующему этапу разработки своих объектов. Потребление электроэнергии было сокращено почти в 2 раза.

Следующий этап (1994-2014 гг.) – стабилизация добычи нефти с последующим обеспечением ее значительного роста. В течение первых 6 лет добыча нефти по НГДУ была стабилизирована на уровне 3760 тыс. т с последующим, начиная с 2000 г., ежегодным ростом добычи нефти и снижением обводненности добываемой продукции до 78,3 % (рис. 2).

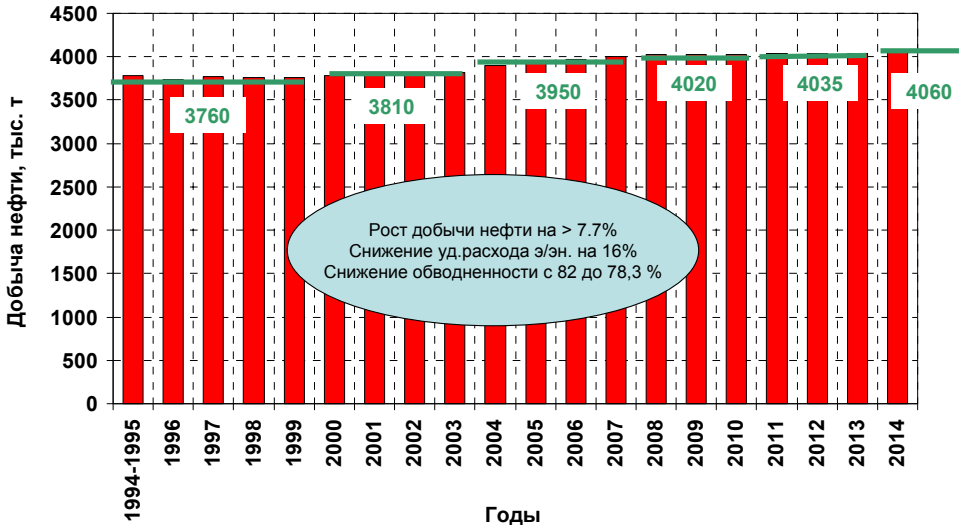


Рисунок 2. *Динамика добычи нефти по НГДУ «Альметьевнефть» за 1994-2014 гг.*

Основной задачей остается и в НГДУ ведется постоянная работа по обеспечению реализации следующих направлений:

1. Сохранение высокой рентабельности.
2. Целенаправленное вовлечение в активную разработку глинистых коллекторов и слабодренируемых запасов карбонатных отложений.
3. Создание соответствующих текущих условий разработки по обеспечению не только ближайших перспектив по рентабельной добыче, но и по формированию условий достижения и превышения проектных КИН.

Основным экономическим показателем по первому направлению является себестоимость добычи нефти.

Однако можно выделить и еще один индикатор, который при механизированной добыче указывает на состояние разработки площадей – динамика удельного расхода электроэнергии на добычу одной тонны нефти. По сравнению с 1994-1996 гг. она уменьшилась почти на 16 % (с 127,6 до 107,3 кВтч/т), в основном за счет дальнейшего развития процессов регулирования отборов и закачки.

Несмотря на то, что текущая общая выработка терригенного девона превысила 92,0 % и сегодня основная часть добываемой нефти на промыслах НГДУ «Альметьевнефть» приходится на базовые пашийские и кыновские горизонты терригенного девона (до 80%).

В условиях поздней стадии разработки эксплуатируемых площадей основные усилия направлены на максимальное вовлечение и интенсификацию отборов нефти по глинистым и низкопроницаемым коллекторам [2]. На это нацелено постоянное увеличение объемов внедрения целого комплекса технологий: гидроразрыв пластов (ГРП), одновременно-раздельная добыча и закачка, закачка пластовой воды, что позволило довести добычу нефти по ним до 42 % от общей добычи по девонским терригенным отложениям НГДУ (рис. 3).

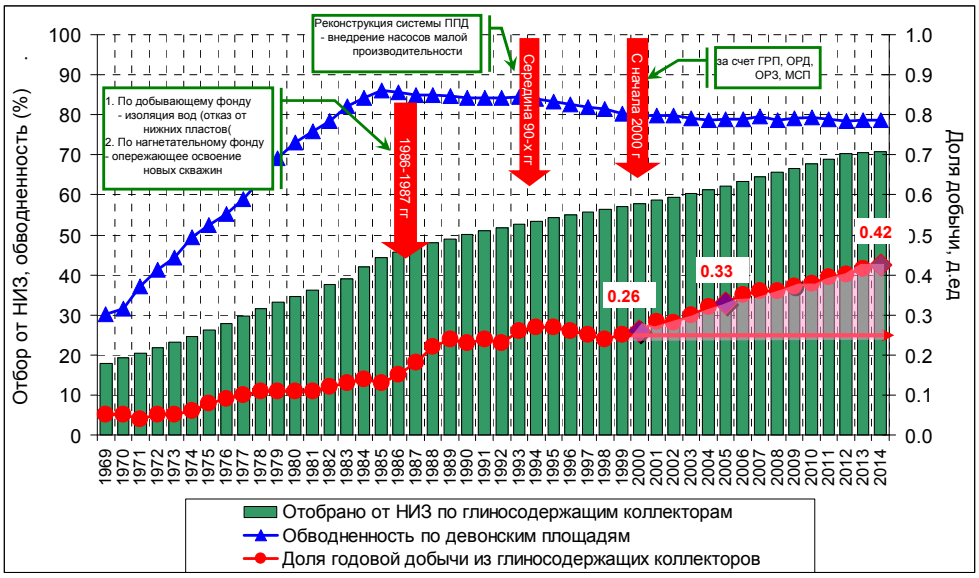


Рисунок 3. *Доля добычи нефти из глинистых коллекторов по девонским терригенным отложениям, разрабатываемым НГДУ «Альметьевнефть»*

Одним из эффективных методов увеличения производительности добывающих и нагнетательных скважин является гидроразрыв пласта. Эффективность ГРП наиболее значима в неоднородных коллекторах, где его применение позволяет подключить к разработке недренируемые ранее пропластки и отдельные участки.

Проводимые в НГДУ работы по расширению критериев подбора скважин и направлений применения ГРП, начиная с 2011 года, обеспечило дальнейший рост объемов его использования (до более 170 скважино-операций в год).

Всего на начало текущего года ГРП проведен на 986 скважинах эксплуатационного фонда, в том числе 20 % приходится на нагнетательные скважины. Накопленная дополнительная добыча достигла 3616 тыс.т. Накопленная дополнительная добыча на 1 добывающую скважину с завершенным эффектом – 6380 тонн. Эффективность по объему дополнительной добычи по нагнетательным скважинам меньше и достигает 4060 т/скв. За 2014 год общая дополнительная добыча за счет ГРП достигла 676 тыс.т или 16,7 % от всей добычи по НГДУ.

Эксплуатируемые нами площади Ромашкинского месторождения являются многопластовыми объектами разработки и поэтому проводимые ГРП часто носят избирательный характер (с различными вариантами охвата перфорированных пластов на воздействие ГРП) [3].

На избирательные и двойные ГРП приходится половина выполняемых работ. Накопленный максимальный прирост (5,6 т/сут) приходится на поинтервальный двойной ГРП, т.е. на те варианты, когда пошагово выполняются два ГРП в связи с ожидаемым потенциальным приростом добычи по обоим пластам, т.е. для наиболее полного их вовлечения. При подборе скважин под ГРП мы применяем нашу классификацию скважин кандидатов на проведение ГРП (табл. 1).

Если первоначально происходило увеличение объемов применения каждого из направлений подбора скважин за счет постоянного расширения границ их применения, то сейчас произошло их значительное сокращение по 1 направлению за счет их предыдущего опережающего вовлечения, и основная часть текущих потенциальных скважин по ним уже формируются как повторные ГРП.

Основным направлением сейчас являются работы по 3-му направлению, с параллельным постоянным изучением и накоплением опыта по 4-му направлению работ. Исходя из опыта, нами проведена оценка объемов потенциального фонда скважин на проведение ГРП, в том числе по объемам вторичных и третичных ГРП, раздельно по добывающему и нагнетательному фонду.

На отдельных целостных участках разработки идет формирование площадного применения ГРП. Проведена оценка эффективности повторных ГРП (по 80 скважинам) добывающего фонда, которая на 25 % ниже, чем после их первичного применения. В целом затраты окупаются в более чем 85 % случаев, при этом расчетный индекс доходности – 1,6. Но главное, что годовой объем дополнительной добычи достигается по низкопроницаемым и глинистым коллекторам (79 % от общей дополнительной добычи).

Таблица1.

Объемы применения процессов ГРП по выделяемым направлениям подбора скважин на объектах разработки НГДУ «Альметьевнефть» (в % от общего выполненного объема работ)

№ п/п	Наименование направления ГРП	По добывающему фонду		
		Доля (в %) от общего объема проведенных работ		Накопленный прирост, т/сут
		2002-2014 г.г.	2013-2014 г.г.	
1	Увеличение Кпрод:			
	- за счет его восстановления	19.70%	5.40%	3.8
	- с целью достижения Кпрод по ФЕС	21.70%	16.50%	3.1
	- низкопроницаемых коллекторов за счет расширения площади притока	29.20%	45.10%	3.1
	- за счет организации гидродинамической связи с зонами улучшенных коллекторов с достаточной энергией пластов	11.40% ↑	9.10% ↑	3.5
2	Двойные ГРП	5.50%	4.90%	5.6
3	Повторные ГРП	12.50%	19.00%	2.1

Количество проводимых ГРП будет возрастать; необходимо дальнейшее развитие ГРП нагнетательных скважин и новых направлений ГРП добывающих скважин.

Одним из наиболее важных направлений вовлечения в разработку и интенсификации выработки остаточных запасов слабодренируемых коллекторов является управление нефтеизвлечения по перфорированным общим фильтром пластам, которые представлены коллекторами с разными фильтрационно-емкостными характеристиками. На объектах разработки НГДУ нашли применение одновременно-раздельная добыча (ОРД) и одновременно-раздельная закачка (ОРЗ) на основе использования пакера М1Х [4].

Технология ОРД применяется с 2005 года; в том числе в работе на 01.01.2015 г. находятся 134 установки, при этом накопленный общий прирост 630,8 тыс.т., средний прирост по глиносодержащим коллекторам – 2,5 т/сут.

На нагнетательном фонде ОРЗ применяется с конца 2006 года, в работе находятся 192 установки. Накопленная дополнительная добыча составляет 670 тыс.т.

Технология для одновременно раздельной эксплуатации для проведения отбора пластовой жидкости и закачки агента применяют на 24 скважинах. Накопленный объем дополнительной добычи 66,8 тыс.т.

В целом годовой объем дополнительной добычи нефти за счет ОРЭ за последние 2 года составил 195,0 тыс.т, в том числе по глиносодержащим коллекторам достиг 160 тыс.т.

Ещё одним из методов воздействия и вовлечения в активную разработку трудноизвлекаемых запасов глинистых коллекторов является организация системы выработки запасов путем их вытеснения высокоминерализованной пластовой водой. Наиболее успешной при этом технологией является система межскважинной перекачки (МСП) [5].

Количество скважин, работающих по системе МСП на объектах разработки НГДУ, составляет более 300 нагнетательных скважин. Разрабатываемые на участках МСП коллектора характеризуются повышенной глинистостью и обеспечивают более 24,5 % общей добычи нефти по НГДУ.

Наиболее широко данный метод используется на Березовской площади. Дополнительная добыча за прошедший год составляет 79 тыс.т.

Среди других успешно реализуемых за эти годы ГТМ можно выделить значительный рост дебита новых скважин из бурения [6], который достигнут не только за счет выбора наиболее приоритетных направлений по разбуриванию объектов, но так же применения дополнительных методов совершенствования строительства и освоения скважин (в том числе по глинистым коллекторам).

Исходя из выше изложенного, можно выделить следующее:

По НГДУ «Альметьевнефть»

1. После достижения максимальных уровней добычи нефти 1967-1972 гг. произошло естественное ее снижение.

- 1972-1985 гг. в условиях наращивания отборов жидкости и закачки со значительным ростом обводненности до 85,2 %;

- 1986-1994 гг. в условиях начала и дальнейшего расширения активного регулирования отборов жидкости и закачки со значительным сокращением отборов попутной воды и уменьшением обводненности (с 85,2 до 82,6 % при плановом снижении отборов нефти).

2. 1994-1998 гг. была достигнута стабилизация добычи нефти в среднем на уровне 3760 тыс.т нефти.

3. 1999-2003 гг. было положено начало росту добычи нефти с достижением уровня в 3820 тыс.т нефти в основном за счет отдачи от коренной реконструкции системы ППД с внедрением насосов малой производительности.

4. 2004-2014 гг. обеспечен активный рост добычи нефти до 4048 тыс.т нефти с формированием соответствующих условий ее стабилизации на ближайшие годы на уровне 4040-4060 тыс.т в год.

Основными составляющими стабильного устойчивого роста добычи нефти являются целенаправленное формирование и внедрение оптимального комплекса геолого-технических мероприятий, направленных на дововлечение и интенсификацию добычи нефти по глинистым коллекторам терригенного девона (рис. 4).

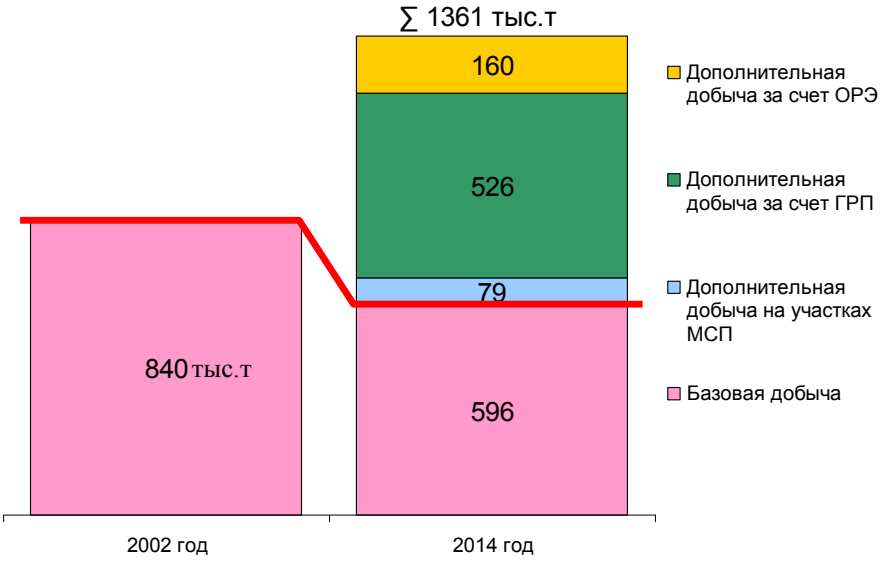


Рисунок 4. *Добыча нефти из глинистых коллекторов терригенного девона, разрабатываемых НГДУ «Альметьевнефть» за 2002 и 2014 гг. (тыс.т)*

Последние годы для работников НГДУ «Альметьевнефть» были знаменательны большими, поистине историческими событиями:

- 60-летием со дня образования нашего управления;
- добычей 600 миллионной тонны нефти.

Применяемые сегодня и привлечение в дальнейшем других новых технологий должно позволить НГДУ прогнозировать повышение конечных КИН и обеспечить, в перспективе, соответствующую добычу 700 миллионной тонны нефти.

Список литературы:

1. Тазиев М.З., Гумаров Н.Ф., Рахманов А.Р., Ганиев Б.Г. Прошлое и настоящее в развитии технологий разработки объектов нефтедобычи НГДУ «Альметьевнефть» // Нефтяное хозяйство. - 2012. - № 7, - С. 6-9.
2. Тазиев М.З., Гумаров Н.Ф., Рахманов А.Р., Ганиев Б.Г. Интенсификация добычи нефти из низкопроницаемых коллекторов на поздней стадии разработки площадей Ромашкинского месторождения // Нефтепромысловое дело. - 2011. - № 10.

3. Гумаров Н.Ф., Маннапов М.И., Ганиев Б.Г., Карпова О.М. О динамике объемов применения различных направлений гидравлических разрывов пластов на поздней стадии разработки Ромашкинского месторождения // Материалы науч.-практ. конф. / «Трудноизвлекаемые и нетрадиционные запасы углеводородов: опыт и прогнозы». – Казань: Изд-во «ФЭН», 2014г. - С. 37-40.
4. Гумаров Н.Ф., Ганиев Б.Г., Карпова О.М. О дальнейших перспективах применения технологии одновременно-раздельной эксплуатации на объектах разработки НГДУ «Альметьевнефть» // Сборник докладов науч.-практ. конф., посвященной 60-летию образования ОАО «Татнефть» часть 2. - Казань, Центр оперативной печати. - 2010г. - С. 70-73.
5. Гумаров Н.Ф., Ризванова М.С. Результаты нефтевытеснения с использованием высокоминерализованной воды на Березовской площади Ромашкинского месторождения // Материалы междунар. науч.-практ. конф. / «Актуальные проблемы поздней стадии освоения нефтегазодобывающих регионов». – Казань: Изд-во «ФЭН», 2008г. - С. 348-352.
6. Тазиев М.З., Гумаров Н.Ф., Рахманов А.Р., Миннуллин Р.М. О результатах бурения новых скважин на объектах разработки НГДУ «Альметьевнефть» за 2000-2010 годы. НТЖ «Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений». - 2011. - № 12, - С. 60-67.

НОВЫЙ ПОДХОД В ГЕОЛОГИЧЕСКОМ МОДЕЛИРОВАНИИ ПЛАСТА НА ОСНОВЕ СПЕКТРАЛЬНОЙ ТЕОРИИ

Фукс О.М.* (ООО "Газпромнефть НТЦ"), Хасанов М. М. (ООО "Газпромнефть НТЦ"), Белозеров Б. В. (ООО "Газпромнефть НТЦ"), Бочков А. С. (ООО "Газпромнефть НТЦ")

Резюме

Настоящая работа посвящена проблеме, возникающей при геологическом моделировании нефтяного месторождения – задаче интерполяции скважинных данных в межскважинное пространство, также их экстраполяции в неразбуренную часть месторождения и дальнейшее восстановление фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) во всем объеме пласта. Предлагается методика для анализа и моделирования распространения коллекторских свойств пласта по данным геофизических исследований скважин, основанная на теории спектрального анализа. Приводится пример применения данной методики для построения геологической модели месторождения.

Введение

Результативность и прогнозная способность производственных решений при разработке нефтяных месторождений во многом зависит от качества исходной геологической модели. Определение пространственного распространения различных свойств пласта, таких как, например, пористость и проницаемость, играет важную роль при оценке запасов, моделировании течения в пласте и планировании бурения на месторождении.

В основе почти всех современных программах геологического моделирования лежат классические методы геостатистики [1-3], главным из которых является вариограммный метод. При этом для решения задачи интерполяции скважинных данных наиболее известен метод крикинга [4], который заключается в нахождении наилучшей детерминированной оценки (обеспечивающей минимум вариации) геофизического поля. Однако классические подходы геостатистики вырабатывались для однородных и выдержанных коллекторов и обладают рядом ограничений, главные из которых - это стационарность и изотропность случайного геофизического поля [1-3]. Но эти характеристики в своих строгих формах почти не встречаются при работе с реальными данными, особенно в случае низкопроницаемых и сложнопостроенных коллекторов [5]. Поэтому для моделирования таких коллекторов в условиях нестационарности и анизотропности геофизических полей необходимо применение новых методов, лишенных ограничений классической геостатистики.

Одним из таких методов является подход, основанный на спектральном представлении геофизического поля [6]. Авторы [6] предлагают моделировать форму каротажной кривой посредством распространения по простиранию ее спектральных составляющих (коэффициентов разложения по полиномам Лежандра). Разработанная ими техника моделирования позволила получить для некоторых месторождений Западной Сибири реалистичные реализации нестационарных случайных геофизических полей, согласующиеся в целом с существующими представлениями о геологическом строении горных пород и с реальными данными в новых

скважинах. В настоящей работе также применяется спектральный метод, но в отличие от работы [6] осуществляется разложение каротажных кривых в ряд Фурье. Уходящая своими корнями в теорию локально изотропной турбулентности (Колмогоров А. Н. [7]), эта идея представляет собой один из способов исследования фрактальных свойств природных объектов. Для горных пород фрактальные свойства являются следствием геологических процессов, действовавших во время седиментации, а также при вторичных процессах – уплотнении, рекристаллизации, растворении, цементации и т. п. Кроме того, использование периодических функций лучше воспроизводит циклическую природу процессов осадконакопления, лежащих в основе образования горных пород. В данной работе спектральный подход был применен для анализа и моделирования пласта. Далее приведены описание предлагаемой методики моделирования и пример ее применения к реальным данным месторождения.

Спектральный метод

Пусть $f(h)$ – нормированная кривая каротажа в некоторой скважине в выделенном стратиграфическом интервале глубин, переведенная линейным преобразованием на интервал $[-\pi;\pi]$, h - вертикальная координата (глубина). Разложим функцию $f(h)$ в ряд Фурье на промежутке $[-\pi;\pi]$:

$$f(h) = S_n(h) + \Delta(h), \quad (1)$$

где $\Delta(h)$ - некоторый остаток, а n-ая сумма ряда Фурье $S_n(h)$:

$$S_n(h) = \frac{a_0}{2} + \sum_{k=1}^{n}(a_k \cos kx + b_k \sin kx) \quad (2)$$

Коэффициенты разложения a_k и b_k могут быть найдены следующим образом:

$$a_0 = \frac{1}{\pi}\int_{-\pi}^{\pi} f(h)\,dh,$$

$$a_k = \frac{1}{\pi}\int_{-\pi}^{\pi} f(h)\cos kh\,dh,\ k \in [1;n],$$

$$b_k = \frac{1}{\pi}\int_{-\pi}^{\pi} f(h)\sin kh\,dh,\ k \in [1;n].$$

Таким образом, $f(h) = \frac{a_0}{2} + \sum_{k=1}^{n}(a_k \cos kx + b_k \sin kx) + \Delta(h)$ и относительная ошибка аппроксимации ε исходной функции $f(h)$ n-ой суммой ее ряда Фурье $S_n(h)$ определяется как

$$\varepsilon = \frac{\int_{-\pi}^{\pi}\Delta(h)^2 dh}{\int_{-\pi}^{\pi} f(h)^2 dh} = \frac{\int_{-\pi}^{\pi}(f(h) - S_n(h))^2 dh}{\int_{-\pi}^{\pi} f(h)^2 dh}. \quad (3)$$

При этом для каждой скважины на месторождении построим некоторую эмпирическую зависимость $n = \psi(\varepsilon)$. Анализ связи погрешности ε и количества членов разложения n позволяет рассмотреть величину D - угол наклона зависимости $n(\varepsilon)$ в двойных логарифмических координатах:

$$D = -\frac{d\ln n(\varepsilon)}{d\ln \varepsilon}. \quad (4)$$

Величина D, по всей видимости, связана с фрактальной размерностью каротажной кривой, отражающей внутреннюю структуру природных объектов.

Основная идея спектрального метода заключается в следующем: мы описываем каротаж суммой гармоник, при этом каждая гармоника характеризует песчаные тела определенной мощности и порядковый номер гармоники n может быть соотнесен с толщиной соответствующих пропластков h_n, которая равна половине длины волны n-ой гармоники: $h_n = \frac{H}{2n}$ где H - средняя мощность рассматриваемого стратиграфического интервала глубин. Следовательно, различные гармоники несут информацию о геологических неоднородностях разного масштаба – более высокочастотные гармоники характеризуют более мелкие неоднородности. В тоже время хорошо известно следующее соотношение между толщиной песчаных тел и их размером: $L \sim h^{\alpha}$[8]. Таким образом, спектральный метод позволяет в некотором смысле представить рассматриваемое геологическое тело в виде совокупности песчаных тел различной пространственной протяженности. А это означает, что эти тела (то есть гармоники для каротажного сигнала) следует коррелировать по-разному между скважинами.

Моделирование свойств пласта

Спектральный метод представления каротажных данных применим к моделированию ФЕС пласта в пространстве между скважинами. Необходимо заметить, что в отличие от классических методов геологического моделирования, где коррелируются на скважинах непосредственно значения

интересующих петрофизических свойств, в спектральном методе коррелируются каротажные кривые со скважин и в результате строится куб непрерывного каротажа. Затем на основе известной петрофизической зависимости этот куб каротажа пересчитывается в кубы различных свойств пласта, например, литологии, пористости или проницаемости.

Далее кратко опишем методику моделирования каротажа в пространстве между скважинами на основе спектрального метода. Вначале анализируется пространственное распределение коэффициентов Фурье, определенных для каждой скважины. Для низкочастотных гармоник можно ожидать обнаружить значительную степень корреляции между скважинами, но с увеличением частоты гармоники ранг пространственной корреляции уменьшается и при некотором номере гармоники корреляция коэффициентов даже между соседними скважинами исчезает. Поэтому, при частотах гармоник, когда ранг пространственной корреляции (т. е. ранг вариограммы, описывающей распределение коэффициента) больше минимального расстояния между скважинами, эти коэффициенты Фурье интерполируются методом крикинга в пространстве между скважинами. А оставшиеся коэффициенты, чей ранг корреляции меньше расстояния между скважинами, моделируются посредством стохастического метода – для корректного восстановления геологических неоднородностей малого масштаба (так как крикинг на расстоянии больше радиуса вариограммы даст лишь среднее значение параметра).

Число гармоник, которые следует учитывать при моделировании свойств пласта, можно определить из анализа зависимости средней по скважинам относительной ошибки аппроксимации каротажа (3) от количества членов ряда Фурье. В результате будет вычислен набор спектральных коэффициентов в пространстве между скважинами – причем одна его часть детерминирована и определена с помощью вариограммного анализа и крикинга, другая часть представляет собой геологические неоднородности малого масштаба и моделируется стохастическим методом. Далее, по известным коэффициентам ряда Фурье можно восстановить каротаж во всем пространстве согласно формуле (1).

Пример применения

Описанный выше метод был применен к данным нефтяного месторождения Западной Сибири, включавшего 183 скважины. Входными данными были каротажные кривые и отметки глубин интересующего стратиграфического интервала. Каротажные данные были представлены измерениями потенциала самопроизвольной поляризации, причем были использованы данные нормированного каротажа, значения которого лежат в интервале от 0 до 1.

Во-первых, была исследована зависимость средней по скважинам относительной ошибки аппроксимации каротажа ε от порядка разложения в ряд Фурье, т. е. от числа гармоник (Рис.1). В результате анализа этой зависимости было выбрано число гармоник n=10 для последующих вычислений. Далее согласно описанной в предыдущем параграфе методике сначала были изучены пространственные распределения коэффициентов, а затем каротажные данные были интерполированы в межскважинное пространство и, таким образом, был получен куб непрерывного каротажа. Сечения полученной модели и модели, построенной стандартным стохастическим методом моделирования, приведены на рис. 2, где черная линия соответствует каротажной кривой, полученной в рамках стандартного метода, а красная – кривой в модели, вычисленной по спектральному методу. После сравнения двух моделей очевидно, что применение спектрального метода значительно повлияло на итоговую геологическую модель (нет потери связности песчаных тел и необоснованных пропластков как при использовании стандартного метода), а это в свою очередь существенно скажется на технологических решениях в процессе выбора стратегии разработки.

Выводы

В работе предложен новый метод моделирования свойств пласта в межскважинном пространстве. Данный метод применим как к интерполяции скважинных данных, так и к их экстраполяции в неразбуренные зоны месторождения. Наш подход основан на спектральном методе и в отличие от классических геостатистических методов моделирования он позволяет получить в случае низкопроницаемых и сложнопостроенных коллекторов реалистичные геологические модели пласта, согласующиеся с основными закономерностями строения горных пород. Описан пример применения методики, который демонстрирует многообещающий результат. Мы считаем, что данный метод способен значительно улучшить качество и прогнозную ценность геологических моделей сложнопостроенных коллекторов по сравнению с классическими методами моделирования.

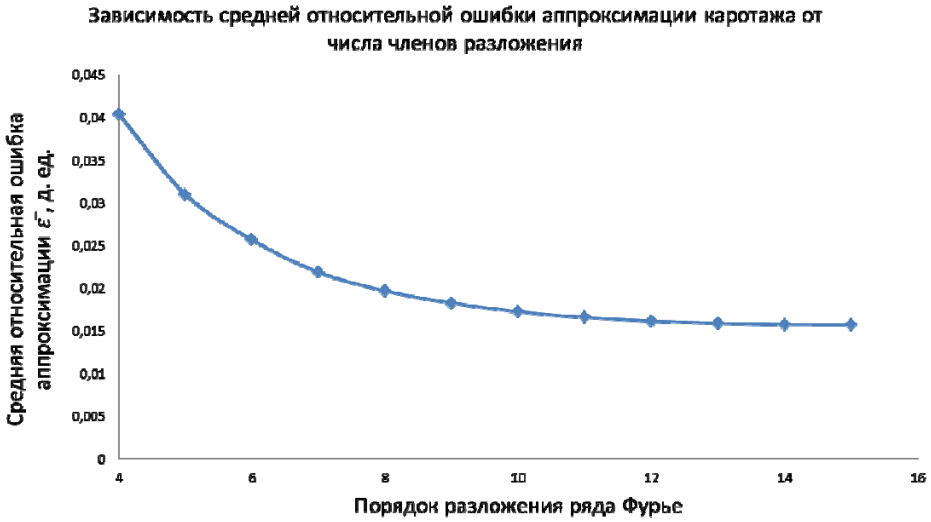
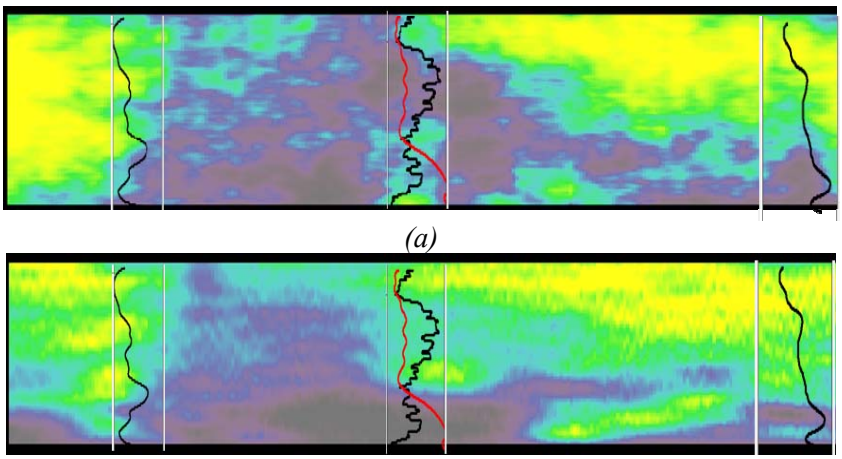


Рисунок 1. *Зависимость средней по скважинам относительной ошибки аппроксимации каротажных данных от количества гармоник ряда Фурье*



(а)

(б)

Рисунок 2. *Пример моделирования каротажа в пространстве между скважинами (а) стандартным стохастическим методом; (б) спектральным методом. Черная линия соответствует каротажной кривой в модели, полученной применением стандартного метода, красная – каротажу в модели, построенной по предлагаемой методике.*

Список литературы

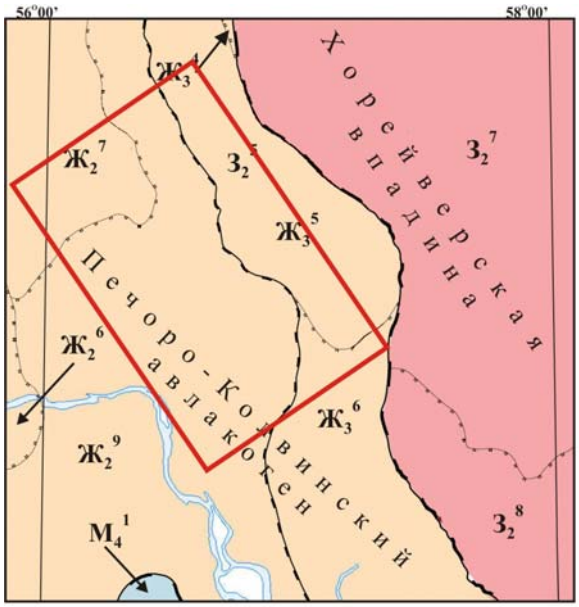
1. Matheron, G. The theory of regionalized variables and its application / Matheron G. // Fontainebelau: Center of Geostatistics. - 1971. - p. 212.
2. Matheron, G. The intrinsic random functions and their applications / Matheron G. // Advances in Applied Probability. - 1973 - № 5(3) - p. 439-468.
3. Дюбрюль, О. Использование геостатистики для включения в геологическую модель данных / О. Дюбрюль // – EAGE: SEG. - 2002. – 295 с.
4. Krige, D. G. A statistical approach to some mine valuations and allied problems at the Witwatersrand / D. G. Krige // Master's thesis: University of Witwatersran. - 1951. - p. 272.
5. Байков, В.А. Учет неоднородности при геолого-гидродинамическом моделировании Приобского месторождения / В.А. Байков, А.С. Бочков, А.А. Яковлев // Нефтяное хозяйство - 2011. - №5. -с. 50-54.
6. Байков, В. А. Новые подходы в теории геостатистического моделирования / В. А. Байков, Н. К. Бакиров, А. А. Яковлев // Вестник УГАТУ. - 2010 – Т. 37. – № 2. – С. 209-215.
7. Фриш У. Турбулентность. Наследие А. Н. Колмогорова / Фриш У. // Москва, Фазис. – 1998 - 343с.
8. Reynolds, A. D. Dimensions of paralic sandstone bodies / A. D. Reynolds // AAPG Bulletin. - 1999 - V. 83. - №. 2. - P. 211-229.

СИКВЕНССТРАТИГРАФИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ РАННЕФАМЕНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЮЖНОЙ ЧАСТИ ДЕНИСОВСКОЙ ВПАДИНЫ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОГО НГБ.

Касков Н.Р.* (ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»), Петрова И.В. (ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»), Керусов И.Н. (ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»)

Целью настоящей работы является обобщение результатов предыдущих исследований и создание единой лито-фациальной модели верхнефранско-нижнефаменских отложений и детализация истории их формирования на основании метода сиквенской стратиграфии.

Денисовская впадина – крупный тектонический элемент I-го порядка, расположенный в центральной части Тимано-Печорского НГБ и входящий в состав Печоро-Колвинского авлакогена наравне с Колвинским и Печоро-Кожвинским мегавалами. В строении самой впадины выделяются Шапкина-Юрьяхинский вал, Усть-Печорская депрессия, Лодминская перемычка, Лайский вал, Верхнелайская депрессия, Тибейвисская депрессия (Рис. 1). В настоящем сообщении речь пойдет о южной части Денисовской впадины – о районе Лайского вала и Лодминской перемычки.



1 порядок	2 порядок	Тектонические структуры
Тимано-Печорская эпибайкальская плита		
З		**Хорейверско-Печороморская синеклиза**
$З_2$		*Хорейверская впадина*
	$З_2^7$	Сандивейское поднятие
	$З_2^8$	Сынянырдская депрессия
Ж		**Печоро-Колвинский авлакоген**
$Ж_3$		*Колвинский мегавал*
	$Ж_3^4$	Харьягинский вал
	$Ж_3^3$	Возейский вал
	$Ж_3^6$	Усинский вал
$Ж_2$		*Денисовская впадина*
	$Ж_2^8$	Тибейвисская депрессия
	$Ж_2^7$	Лайский вал
	$Ж_2^9$	Лодминская перемычка
$М_4$		*Большесынинская впадина*
	$М_4^1$	Нитчемью-Сынинская ступень

Рисунок 1. *Схема тектонического районирования южной части Денисовской впадины и сопредельных территорий (по Богацкий В.И. и др.)*

Основным продуктивным комплексом в описываемом районе является доманиково-турнейский карбонатный НГК. В районе открыт ряд месторождений, среди которых Баяндыское, Восточно-Ламбейшорское, им. А.А. Алабушина и др. Залежи приурочены преимущественно к погребенным органогенным постройкам позднефранского и раннефаменского возраста. В строении франско-фаменского интервала разреза принимают участие нижне-среднефранские тиманско-саргаевские (D_3tm+sr), доманиковые (D_3dm), верхнефранские ветласянские (D_3vt), сирачойско-евлано-ливенские нерасчлененные (D_3src-lv), нижнефаменские волгоградские (D_3vg), задонские (D_3zd) и частично елецкие (D_3el) отложения.

Степень разбуренности территории исследований крайне неравномерна. Наибольшее число скважин расположено на месторождениях. Лишь отдельные поисковые или параметрические скважины, пробуренные в 80-х гг. XX в., расположены не на месторождениях и, как следствие вскрыли иной тип разреза. В большинстве скважин выполнен комплекс ГИС, позволяющий выполнить интерпретацию разреза, произведен отбор керна. Однако выход керна в ряде скважин очень часто был минимальным, следствием чего стала невозможность его привлечь к анализу.

Начало франского века знаменательно образованием относительно глубоководной окраинно-шельфовой впадины [1]. К началу доманикового времени в центре площади работ преобладал некомпенсированный режим осадконакопления в условиях сравнительно глубоководной впадины, где происходило формирование доманикоидных отложений, представленных глинисто-кремнисто-карбонатными образованиями (Рис. 1). Начиная с доманикового времени, преимущественно трансгрессивный этап развития бассейна сменился регрессивным. На бровках мелководного шельфа формировались органогенные постройки, в забарьерных лагунах отлагались сублиторальные, литоральные и супралиторальные отложения. В предрифовой зоне продолжалось накапливание доманикоидных отложений и компенсирующих толщ заполнения [2].

Начиная с 1982 г., в основном по результатам работ ОАО «Севергеофизика», на территории Тимано-Печорского НГБ были протрассированы зоны рифообразования франского возраста, представляющие собой цепочку локальных малоамплитудных структур, приуроченных к границе мелководного шельфа и относительно глубоководной внутришельфовой впадины.

В последующие годы по мере изучения территории Денисовской впадины сейсморазведочными работами были высказаны предположения о развитии помимо позднефранских ещё и фаменских (задонских и елецких) погребенных органогенных массивов. Так, в 2001 г. специалистами ТП НИЦ был построен набор региональных лито-фациальных карт верхнефранских и нижнефаменских горизонтов с обозначением областей развития органогенных построек.

В новейшее время преимущественно специалистами СК «ПетроАльянс» в сотрудничестве с ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», сотрудниками ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» были проведены работы по обработке интерпретации 2D и 3D данных сейсморазведки, что позволили существенно дополнить сформированные ранее представления и развить их.

Для оконтуривания и создания единой фациальной модели на основании проведенных ранее исследований была проанализирована вся имеющаяся в распоряжении авторов база сейсмических материалов. Фациальное районирование производилось по результатам визуального анализа временных разрезов, анализа полей атрибутов, современных структурных планов, палеореконструкторских разрезов и распределения толщин целевого и перекрывающего интервалов разреза.

Как отмечалось выше, начало позднедевонского времени ознаменовалось образованием относительно глубоководной впадины (Богацкий В.А., Жемчугова В.А., 1992), что на протяжении последующего времени вплоть до турнейского века постепенно компенсировалась ввиду регрессивной направленности развития бассейна. Ряд исследователей, среди которых М. Таккер и П. Райт пытались оценить продолжительность и генезис основных изменений уровня моря. И обосновать выделенную цикличность. Так, были выделены колебания 5 порядков. Наиболее крупные – 1-й порядок – охватывают значительные периоды в геологической истории от 50 до 200 млн. лет, 2-й порядок – от 5 до 50 млн. лет, 3-й – от 0.2 до 5 млн. лет, 4-й от 0.1 до 0.2 млн. лет, а 5-й от 0.01 до 0.1 млн. лет (по The sedimentary…, 2003).

Общая продолжительность формирования отложений франского и фаменского яруса составляет около 14 млн. лет. Таким образом, отложения верхнего отдела девонской системы стоит рассматривать как секвенцию II-го порядка.

Для рассматриваемого сиквенса нижняя граница проводится в подошве франских отложений. В пределах рассматриваемой части Денисовской впадины франские отложения представлены в верхней части отложениями некомпенсирвоанной сравнительно глубоководной впадины – т.н. доманиковой формации, перекрывающими подстилающие карбонатно-терригенные ранне-среднефранские образования.

Верхняя граница рассматриваемого сиквенса сопоставляется с размытой поверхностью фаменских отложений. Так, на участке работ и сопредельных территориях отсутствуют отложения средне- и

позднефаменского подъярусов, а елецкие отложения, завершающие разрез нижнефаменских отложений, присутствуют в значительно сокращённом объеме.
В строении описываемой секвенции II-го порядка можно выделить ряд секвенций III-го, однако на площади изысканий франские отложения не представляют промышленного интереса и сложены маломощными толщами депрессионных отложений. По этой причине основное внимание будет уделено разбору строения фаменских секвенций III-го порядка.

Для изучения внутреннего строения выделенных секвенций и взаиморасположения наиболее значимых поверхностей была использована модель Depositional Sequence IV (Рис. 2).

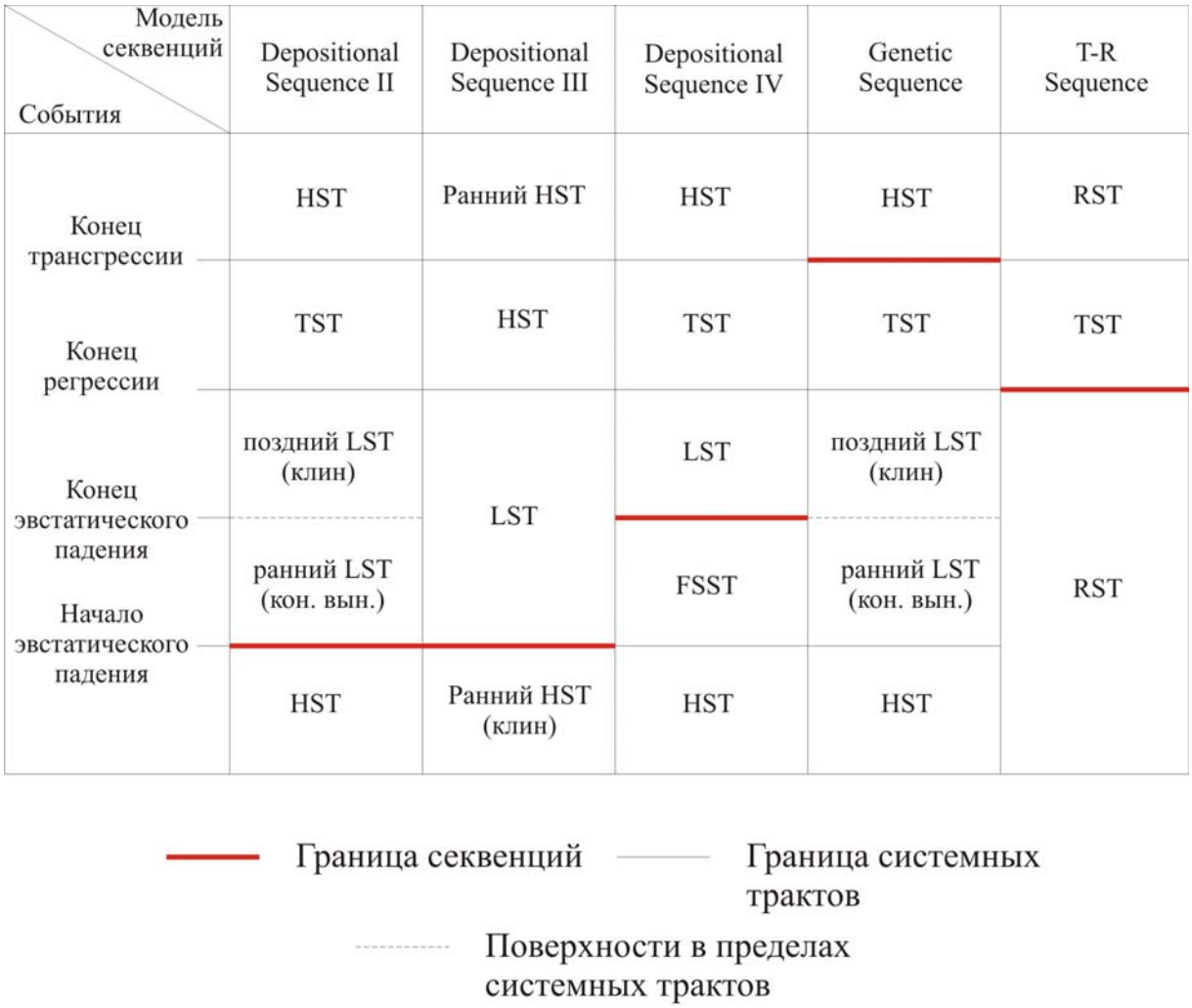


Рисунок 2. *Модели секвенций (по Donovan, 2001, Catuneanu, 2007 с добавлениями Малышевой Е.О.)*

Исходя из опубликованных материалов и результатов предшествующих изысканий [1], фаменские отложения на ряде площадей залегают со стратиграфическим несогласием на подстилающих франских отложениях. Таким образом, подошва волгоградского горизонта рассматривается в качестве поверхности SB (Sequence boundary) для залегающей выше секвенции III-го порядка.

На западе участка изысканий были вскрыты скважинами и прослежены по результатам интерпретации данных 3D погребенные органогенные постройки фаменского возраста. В скв. Баян.-1, 5, 21 и др. вскрытые погребенные органогенные массивы датированы задонским хроном. Аналогичный разрез был так же пройден скважинами на расположенной к северу Восточно-Ламбейшорской площади. По всей видимости, скорость формирования нового аккомодационного пространства в то время была сопоставима со скоростью роста биогермов, что привело к

формированию весьма мощной толщи, в разрезе которой фактически невозможно выделить реперный глинистый прослой, связанный с пиком трансгрессии и формированием поверхности MFS. Как следствие описываемая толща рассматривается с позиции стратиграфии секвенций как объединенные тракты TST и HST.

К востоку от области развития погребенных построек по материалам съемки 3D была выделена толща заполнения, чьи отложения были на незначительную толщину вскрыты в скв. Баян.-2. История её формирования во многом аналогична волгоградской. После резкого падения относительного уровня и формирования Sequence boundary произошел переход к постепенному его повышению вследствие заполнения аккомодационного пространства приносимыми осадками. Предположительно источником материала служила область, где в задонское время формировались мелководно-шельфовые отложения и органогенные постройки. На ряде площадей по материалам сейсморазведочных работ были закартированы каналы, рассекающие кайму органогенных построек, расположенную на краю платформы.

Строение фаменского интервала разреза на юго-востоке и востоке участка исследований характеризуют скважины на Южно-Возейской, Верхневозейской и Андрюшкинской площадях. Разрезы в них идентичны. В основании залегает маломощная толща волгоградских отложений мощностью до 20 м, что перекрывается высокоомным реперным пластом Mrk_B. Выше по разрезу в скважинах выделяется толща заполнения, упомянутая выше и характеризующаяся мощностью в среднем 430-460 м. Толща заполнения перекрывается преимущественно мелководно-шельфовыми отложениями, в строении которых достаточно уверенно выделяются пласты Rp_D и F1. Так же в верхах толщи прослеживается пласт F2, а в скв. Возей.-84, что вскрыла наиболее полный разрез фаменского яруса, предполагается пласт Ф3. Сама же толща рассматривается как тракт низкого стояния, слагающий основание задонско-елецкой секвенции III-го порядка.

Последовавшая за временем формирования толщи заполнения трансгрессия, по всей видимости, носила стремительный характер и отличалась крайне резким и мощным подъемом ОУМ. Как итог, сформировавшаяся к её началу карбонатная платформа была полностью затоплена, что привело к остановке не только развития органогенных построек, но и к остановке карбонатообразования. Вместо карбонатных отложений на затопленной сравнительно выровненной поверхности платформы стали формироваться глубоководные преимущественно глинистые отложения, индексируемые в разрезе скважин как Rp_Г. Отложения пласта характеризуются достаточно выдержанной мощностью и развиты в областях забарьерной задонской лагуны, задонских органогенных построек и вблизи них поверх подстилающей толщи заполнения. Последний вариант залегания отложений пласта Rp_Г выделяется в разрезах скв. Баян.-2 и Андр.-1.

В скважинах же, что вскрыли задонские органогенные постройки, отложения Rp_Г перекрывают сами постройки. При этом в скважинах на юго-востоке участка изысканий отложения пласта отсутствуют, что вписывается в принятую модель, когда в результате столь значительного и резкого повышения ОУМ формируется маломощный трансгрессивный системный тракт (TST), сложенный ретроградационным набором парасеквенций (Рис. 3). Кровля же пласта Rp_Г рассматривается в качестве поверхности максимального затопления – MFS.

Завершается разрез описываемой секвенции III-го порядка последовательностью мелководно-шельфовых пластов, что прослеживаются в разрезах скважин на больших расстояниях. Так, в разрезах скважин участка работ уверенно выделяются пласты Rp_D, Ф1, Ф2 и разделяющие их толщи.

Вся описанная толща пород с позиции стратиграфии секвенций рассматривается в качестве системного тракта высокого стояния (HST). В период его формирования скорости создания аккомодационного пространства и поступления осадочного материала были близки.

Таким образом, для фаменских отложений участка работ и сопредельных территорий Денисовской впадины была предложена сиквенс-стратиграфическая модель, что в значительной степени была

доработана по сравнению с предложенной ранее на основании новейших данных сейсморазведочных работ и результатов бурения скважин. Данная модель позволяет в значительной степени лучше понять строение фаменских отложений в южной части Денисовской впадины.

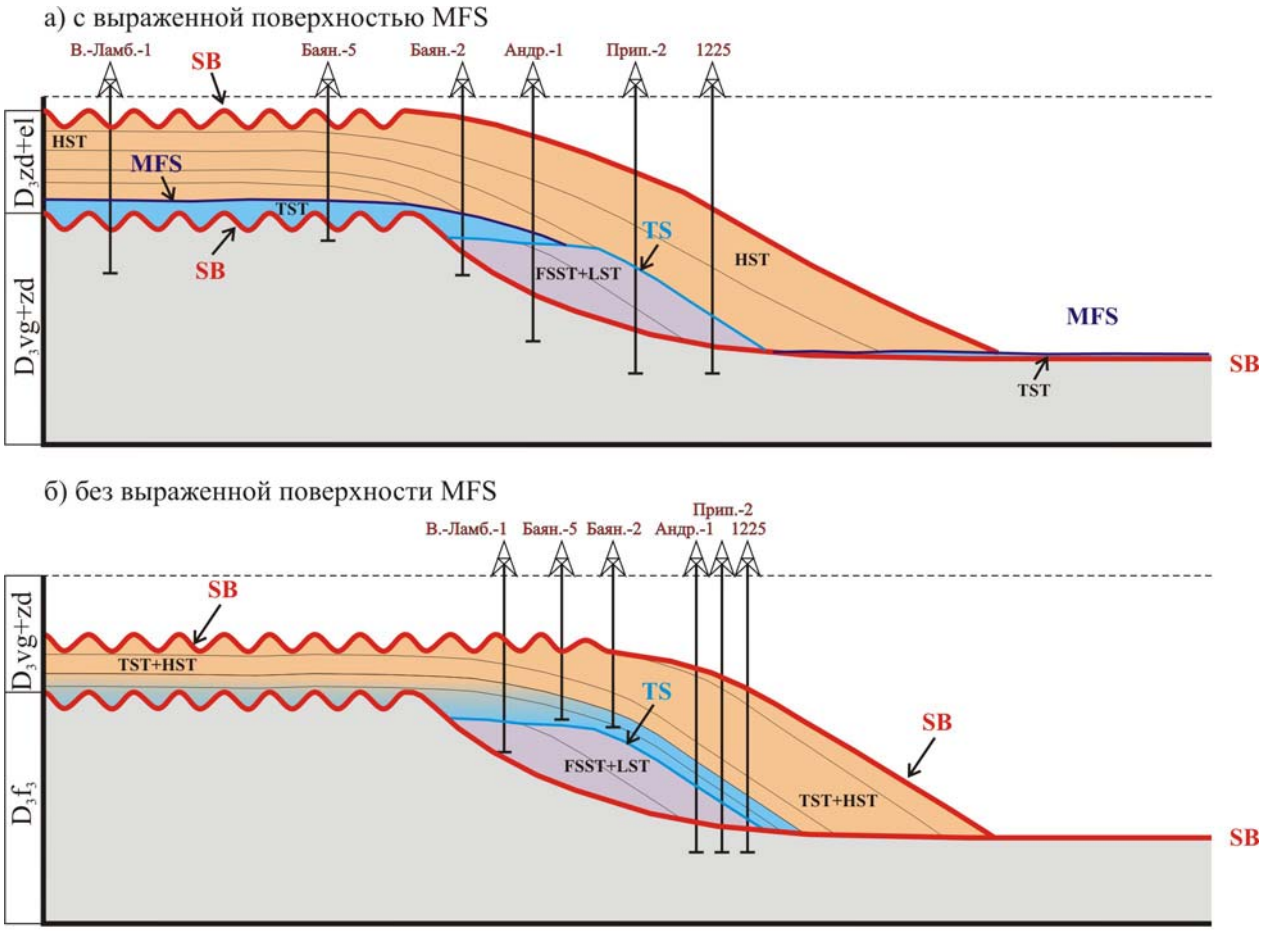


Рисунок 3. *Модели формирования карбонатных секвенций окаймленной карбонатной платформы (по Wright, Burchette, 1996) со схематическим расположением использованных скважин и интервалов разреза*

Список литературы

1. Жемчугова В.А., Природные резервуары в карбонатных формациях Печорского нефтегазоносного бассейна, М., Издательство Московского государственного горного университета, 2002.
2. Рединг Х., Обстановки осадконакопления и фации в двух томах, М., МИР, 1990.

ЯМАЛЬСКАЯ НГО. ТОАРСКИЙ РЕГИОНАЛЬНЫЙ РЕЗЕРВУАР. СТРОЕНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ.

Гладышев Е.А.* (ИНГГ СО РАН), Нехаев А.Ю. (ИНГГ СО РАН)

В работе дана качественная оценка перспектив нефтегазоносности тоарского регионального резервуара Ямальской НГО. Для этого были построены карты качества и толщин, на основе уточненных стратиграфических разбивок, корреляционных профилей (два субширотного, один субмеридионального простирания). Также учитывались сейсмические профиля, тектоническая карта юрского тектонического яруса Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции [1], карта масштабов генерации углеводородов нижнеюрских отложений севера Западно-Сибирской НГП [2] и карта катагенеза органического вещества в базальных горизонтах нижней-средней юры… [3].

Тоарский резервуар на рассматриваемой территории представлен отложениями нижней части средней юры (ааленский ярус, лайдинский горизонт) и верхней частью нижней юры (верхняя часть тоарского яруса, надояхский горизонт) [4, 5, 6]. Сложен песчано-алевритово-глинистыми породами лайдинской и надояхской свит. Толщина резервуара изменяется в значительных пределах – от первых метров до 300 м. Наибольшие ее значения в пределах исследуемого района отмечаются в восточной и северо-восточной частях. Литологический состав резервуара в целом, как и его составных элементов, изменчив по площади района. Содержание песчаников в его разрезе колеблется от 10 до 40%. Средняя пористость песчаников 10,7%. Глубина залегания подошвы резервуара изменяется от минус 3100 м до 4000 м с запада на восток, а с юга на север – от 2400 м до 3950 м.

Лайдинский флюидоупор (средняя часть ааленского яруса, лайдинский горизонт) в исследуемом районе представлен глинистыми отложениями лайдинской свиты. Вскрыт более 100 глубокими скважинами. Толщина его изменяется от 0 до 120 м. В северной и центральной частях территории распространения флюидоупора происходит резкое увеличение толщин. Вблизи линии выклинивания происходит резкое увеличение от нескольких до 80 м, а дальше на северо-восток идет плавное увеличение толщины до 120 м. В южной части они постепенно возрастают в восточном направлении от нескольких до 80 м. Флюидоупор сложен в основном аргиллитами с прослоями алевролитов и мелкозернистых песчаников. От содержания песчаных прослоев, доля которых может меняться от 5-7 до 42% в значительной мере зависят экранирующие свойства флюидоупора. Содержание Сорг в глинистых отложениях изменяется от 1,1% до 2%, среднее – 1,43%. Качество флюидоупора на западе низкое, в центральной части – пониженное, а в восточной и северной части – среднее. Преобладают территории со средним и пониженным качеством.

Надояхский проницаемый комплекс (подошва ааленского яруса-верхний - средний тоар, надояхский горизонт) на исследуемой территории сложен углисто-глинисто-алевритовыми отложениями надояхской свиты с пластами песчаников ($Ю_{14}$,$Ю_{15}$,$Ю_{16}$). Вскрыт более 90 глубокими скважинами. Толщина проницаемого комплекса изменяется от 0 до 160 м. Вблизи линии выклинивания происходит резкое увеличение толщин отложений от нескольких до 80 м. Далее характер изменения толщин примерно одинаков (плавное увеличение в северо-восточном направлении до 120м). В центральной части – наблюдается область уменьшения до 40м. Характер изменения толщин песчаников схож с изменением толщин проницаемого комплекса и колеблется в пределах от нескольких до 45 м. Глубина залегания песчаников надояхского проницаемого комплекса на Новопортовской площади от 2300 до 3200 м. Открытая пористость в них варьирует от 2,2 до 21% (n=78), средняя пористость равна 10,7%. Проницаемость песчаных пластов изменяется от 0,01 до $10,2*10^{-3}$ мкм^2, средняя проницаемость составляет $0,58*10^{-3}$ мкм^2. Глубина залегания песчаников надояхского проницаемого комплекса на Бованенковской площади от 2881 до 3504 м. Открытая пористость в них варьирует от 2,7 до 19,8% (n=327), средняя пористость равна 10,6%. Проницаемость песчаных пластов изменяется от 0,01 до $29*10^{-3}$ мкм^2, средняя проницаемость составляет $1,46*10^{-3}$ мкм^2.

Качество проницаемого комплекса на западе низкое, пониженное и среднее, на северо-западе присутствует область среднего качества, на юго-востоке – весьма высокого, а на северо-востоке

преобладают земли с высоким качеством. Это обусловлено содержанием в проницаемом комплексе пород-коллекторов, которое изменяется от нескольких до 45 м.

С учетом данных степени катагенеза органического вещества в тоарском резервуаре на изученной территории преобладают земли 1-й категории, в пределах которых возможно сохранение залежей нефти [3]. В центральной части развиты земли 3-й категории, в которых тоарские отложения находятся в зоне активной газогенерации. На севере и северо-востоке преобладают земли 4-й категории, где отложения находятся на этапе апокатагенеза, поэтому по палеогеотермическим условиям возможно сохранение только сухого метанового газа. Учитывая данные по содержанию Сорг в глинистых толщах нижней юры (левинская, китербютская, лайдинская свиты), можно предположить, что именно они являются источниками УВ.

Тоарский резервуар в целом на исследуемой территории характеризуется преимущественно высоким качеством на севере, северо-востоке и юго-востоке, средним и пониженным качеством в центральной и западной частях. Качество резервуара также улучшается в северо-восточном направлении.

Анализ карт толщин флюидоупора и процентного содержания песчаников в них позволил выделить наиболее перспективные зоны по этому критерию. Схожим образом были выделены наиболее перспективные зоны, основанные на мощности проницаемого комплекса, пористости и проницаемости песчаников в нем. На картах тектонических структур и структурная карта по кровле резервуара были выделены локальные тектонические поднятия, которые могут выполнять роль ловушек при определенных условиях. В заключительном этапе учитывались карты масштабов генерации углеводородов и катагенеза органического вещества. Учитывая все вышеперечисленные данные было обособленно 6 наиболее перспективных зон на газообразные углеводороды для тоарского регионального резервуара - Малыгинская, Северо-Тамбейская, Южно-Тамбейская, Харасавэйская, Бованенковская, Новопортовская (рис. 1).

Список литературы

1. Конторович В.А., Беляев С.Ю., Конторович А.Э. и др. Тектоническое строение и история развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое. // Геология и геофизика. - 2001. - Т. 42. - № 11-12. - С. 1832-1845.
2. Нехаев А.Ю., Москвин В.И. Оценка масштабов генерации УВ нижнеюрских отложений севера Западной Сибири // VI Международная выставка и научный конгресс «ГЕО-Сибирь-2010» г. Новосибирск, 2010г. – С. 52-56.
3. Конторович А.Э., Фомин А.Н., Красавчиков В.О., Истомин А. В. Катагенез органического вещества в кровле и подошве юрского комплекса Западно-Сибирского мегабассейна // Геология и геофизика. - 2009. - Т. 50. - № 11. С. 1191-1200.
4. Нехаев А.Ю., Шемин Г.Г. Модели строения и количественная оценка перспектив нефтегазоносности региональных резервуаров нижней юры Надым-Тазовского междуречья // Международная академическая конференция «Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Западной Сибири» г. Тюмень, 2009г. - С. 211-219.
5. Никитенко Б.Л., Стратиграфия, палеобиогеография и биофации юры Сибири по микрофауне (фораминиферы и остракоды) / Б.Л. Никитенко; науч. ред. чл.-кор. РАН Б.Н. Шурыгин; Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН. – Новосибирск: Параллель, 2009. – 680с.
6. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири. Новосибирск, 2003 г. – Новосибирск. - 2004. - 113 с.

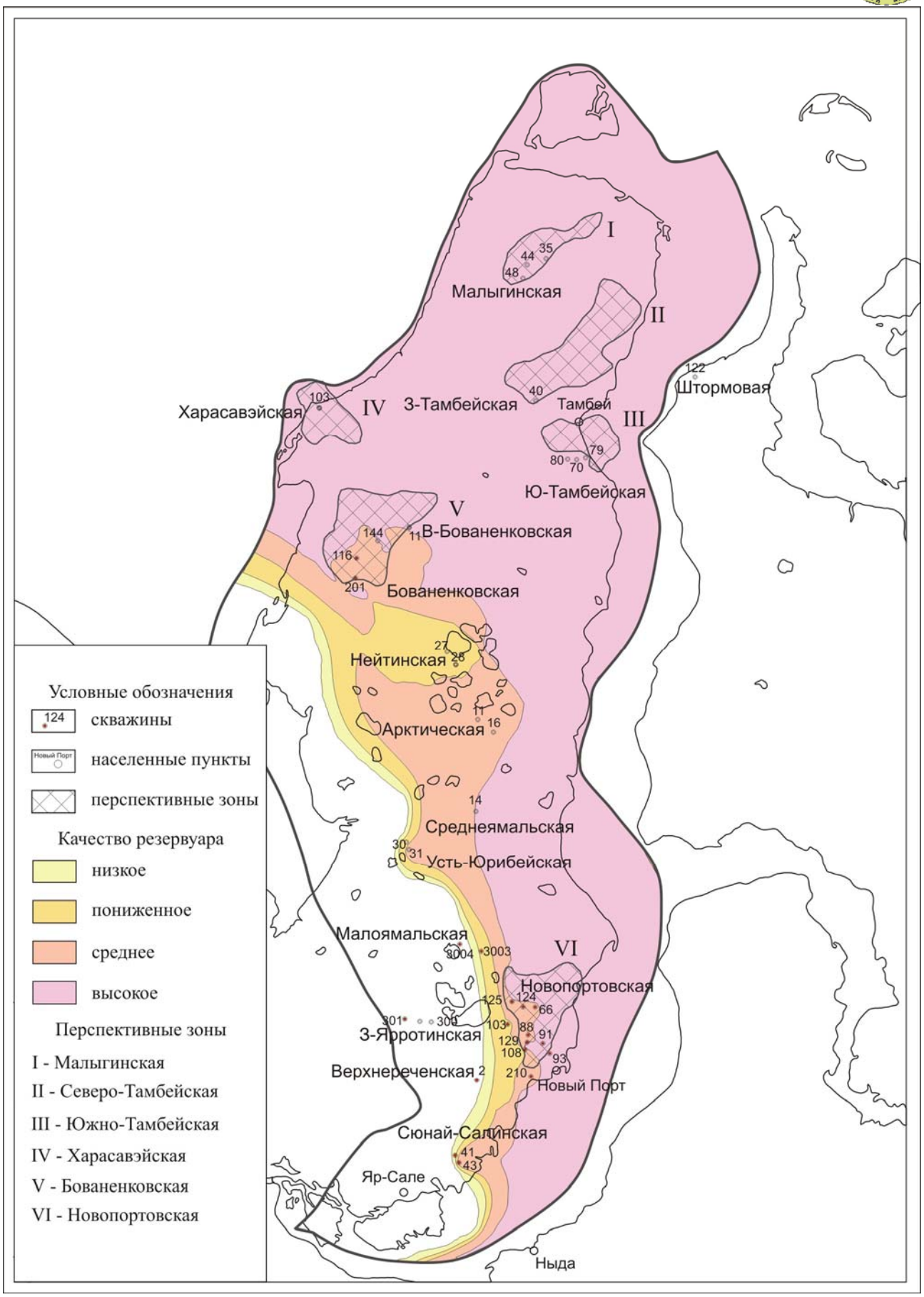


Рисунок 1. *Карта качества тоарского регионального резервуара.*

НОВЫЙ ПОДХОД К ПРОГНОЗУ СТРУКТУРЫ И СВОЙСТВ ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ НА ПРИМЕРЕ ВЕРХНЕМЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

В.А. Жемчугова*, А.П. Жуков, М.О. Бербенев (ООО «Геофизические системы данных»), Ю.В. Наумчев (МГУ им. М.В. Ломоносова), А.А. Дорофеев (ОАО «Севернефтегазпром»)

Растущий в мире спрос на углеводородное сырье стимулирует деятельность добывающих организаций по повышению эффективности освоения разведанных и поиску новых запасов нефти, газа и конденсата на объектах, расположенных в сложных природно-климатических условиях Крайнего Севера. Однако отсутствие на большей его части инфраструктуры и транспортной системы делают подобные работы крайне затратными, а зачастую и экономически невыгодными. Иначе обстоит дело с месторождениями, находящимися в районах с развитой инфраструктурой и, в первую очередь, вблизи крупных газопроводов. Один из таких районов – центральная часть Ямало-Ненецкого автономного округа, где эксплуатируются крупнейшие в мире месторождения, основные запасы углеводородного сырья которых связаны с верхнемеловыми отложениями. Экономическая привлекательность их освоения обусловлена, помимо значительных объемов запасов, небольшими (до 1 км) глубинами залегания содержащих газ резервуаров. Однако последнее обстоятельство обусловливает низкую информативность сейсмических данных, полученных с помощью стандартных методик проведения полевых сейсморазведочных работ. Применение новой технологии адаптивной вибросейсморазведки (АВИС) существенно повысило разрешенность сейсмических данных, и их использование в технологической цепочке комплексной интерпретации геолого-геофизических данных позволило разработать детальные модели резервуаров, необходимые для рационального освоения месторождения (Сейсморазведка..., 2011).

Седиментационные модели резервуаров. Верхнемеловые отложения региона включают два крупных резервуара газа: сеноманский и туронский. Генетическая типизация осадков, слагающих эти резервуары, и выделение фаций базировались на анализе их вещественного состава, текстурных и структурных характеристик, а также диагностике ихнофаций (Прогнозирование…, 2006). Прогноз распределения фаций в межскважинном пространстве основывался на анализе сейсмических атрибутов.

Сеноманский резервуар представлен сложно построенной генетически разнородной толщей, накопление которой происходило в условиях приливно-отливного побережья и прилегающей сублиторали. Циклофациальный анализ позволил установить, что разрез сеномана имеет четко выраженное ретроградационное строение, отражающее последовательное увеличение «мористости» слагающих его осадков и указывающее на ритмичный характер седиментации в начальные этапы региональной позднесеноманской трансгрессии моря. Накопление нижней части сеноманской толщи происходило преимущественно в условиях прибрежных равнин и супралиторали. На них основные зоны распространения песчаного материала были приурочены к русловым отмелям флювиальных потоков. Вверх по разрезу в составе пластов наблюдается увеличение доли литоральных, а затем и сублиторальных отложений. Одновременно с этим растут площадь и объемы присутствия песчаного материала. Наибольшее распространение песчаники имеют в верхней части сеномана, их накопление происходило в условиях мелкой сублиторали (Рисунок 1).

Изменение рисунка фациальной зональности на изучаемом участке, пришедшееся на сеноманский век, отражается в параметрах волнового сейсмического поля. Отложения сублиторального комплекса, которые имеют плащеобразное распространение в пластах $ПК_1$ и, в целом, выдержанные толщины, характеризуются в волновом поле слабой вертикальной и латеральной изменчивостью. Основные неоднородности волнового поля связаны с развитыми на побережье прирусловыми отмелями и песчаными врезами древних русел в пластах $ПК_{2-3}$. На сейсмических срезах уверенно выделяются палеорусла по характерным изгибам (меандрам), приливно-отливные каналы – по узкой спрямленной форме аномалий, а также отдельные элементы речной системы – протоки, старичные петли и т.д.

Туронский резервуар сложен преимущественно шельфовыми осадками. Пористостью в них обладают тонкозернистые песчаники и крупнозернистые алевролиты. Предполагается, что их накопление связано с подводными поднятиями, в пределах которых формировались шельфовые бары или песчаные валы (Hobson et al., 1982; Boyles, Scott, 1982; Knight, McLean, 1986). Резервуар сформирован несколькими осадочными последовательностями, каждая из которых начинается с шельфовых глин, переходящих вверх по разрезу в тонкие ламинарные алевриты со следами зарывающихся организмов и знаками ряби, а выше – в пески с горизонтальной ламинарной и/или косой слоистостью. Архитектура туронского резервуара является функцией двух переменных: рельефа дна, контролирующего распределение различных по гранулометрии осадков по латерали и относительного уровня моря, определяющего вертикальную последовательность наслоения этих осадков.

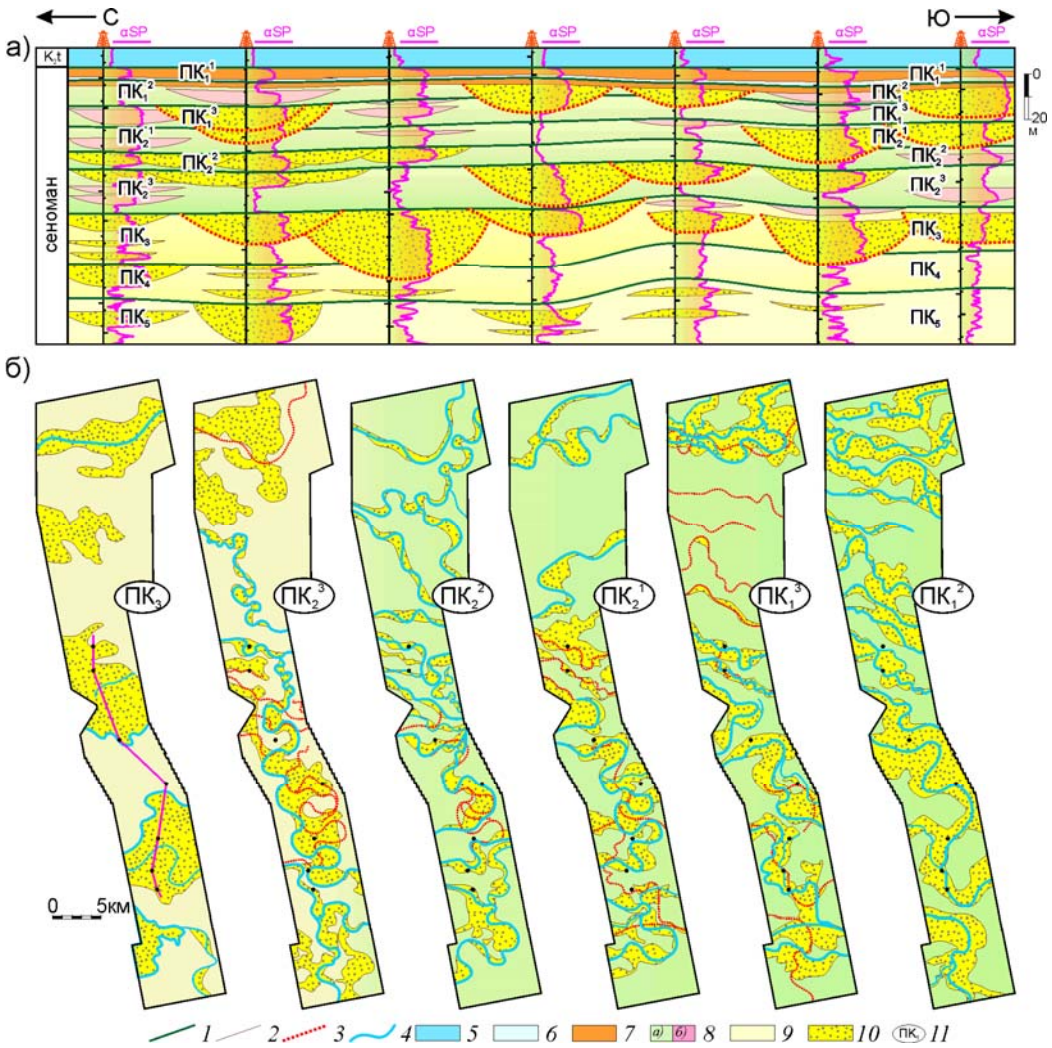


Рисунок 1. *Распределение песчаников в разрезе (а) и на площади изучаемого объекта (б): 1 – трансгрессивные поверхности; 2 – границы песчаных тел; 3 –эрозионные поверхности; 4 – каналы и русла; осадочные комплексы (5-10): 5 –мелководного шельфа; 6 – переходной и нижней предпляжевой зоны; 7 – верхней предпляжевой зоны и нижнего пляжа, 8 – приливно-отливной равнины (а) с (б); 9 – прибрежной континентальной равнины; 10 – приливно-отливных отмелей и русловых песков; 11 – индексы циклитов (пластов).*

Трехмерные модели резервуаров. Одной из задач, решение которой определяет повышение эффективности разработки залежей УВ в резервуарах, является создание их объемных цифровых моделей, в которых учитываются закономерности трехмерного распределения фильтрационно-емкостных характеристик.

На начальном этапе моделирования верхнемеловых резервуаров осуществляется построение структурного каркаса резервуаров. Эта процедура необходима для определения геометрических параметров среды, которые отражают реальные условия залегания пластов. В соответствии с масштабами выделяемых объектов выполняется выбор размеров ячейки грида и обосновывается взаиморасположение отдельных слоев.

Исходными данными для моделирования структуры и свойств резервуаров служат результаты:

– фациальных реконструкций, реализованные в виде набора кривых фаций, построенных по скважинным данным – керна и данных ГИС (Рисунок 2);

– петрофизических исследований керна (включая компьютерную микротомографию);

– интерпретации сейсмических данных АВИС, и в первую очередь, куб плотности, полученный после проведения упругой инверсии.

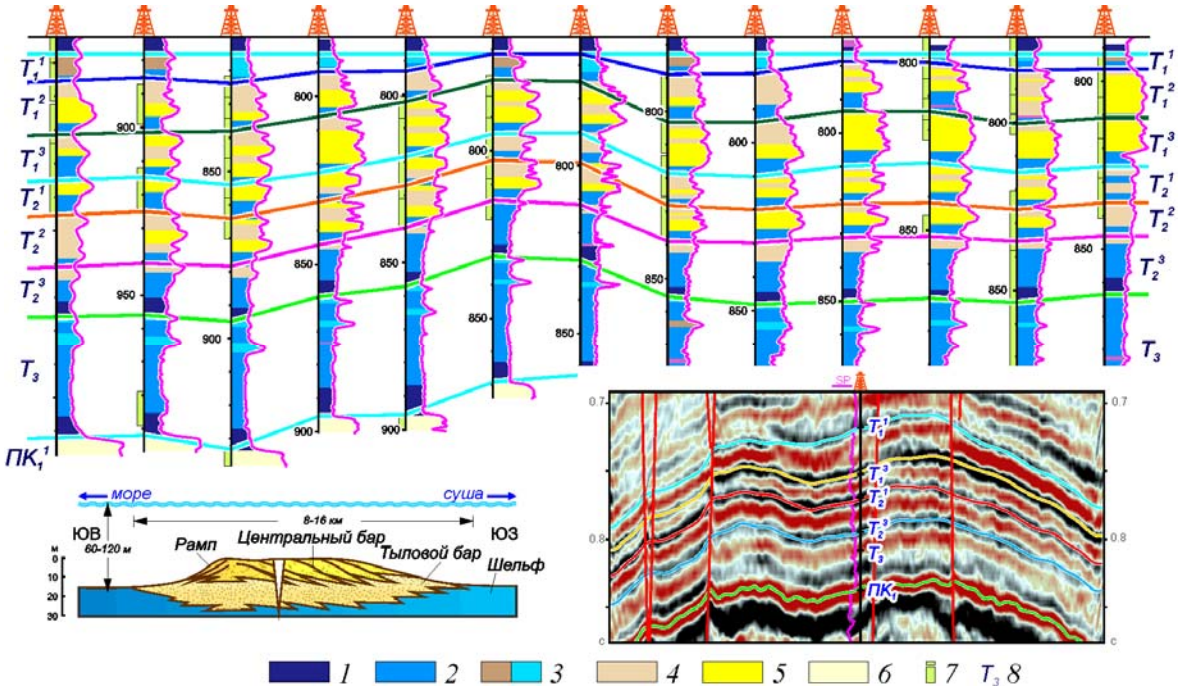


Рисунок 2. *Распределение фаций в разрезе турона:*
1 – шельфа; 2 – транзитной зоны; 3 – прибрежной зоны; 4 – тылового бара; 5 – центрального бара; 6 – песчаники сеномана; 7 – интервалы отбора керна; 8 – индекс зоны.

Так, например, на одном из месторождений Русско-Часельского мегавала анализ связи между данными плотности и распределением фаций в скважинах показал наличие линейной зависимости между этими параметрами, что позволило использовать полученную зависимость для создания куба фаций на основе куба плотности (Рисунок 3). Эта процедура контролировалась трехмерными вариограммами, расчет которых выполнялся для каждой фации, присутствующей в соответствующей зоне.

Наличие устойчивых зависимостей между параметрами плотности и пористости в пределах каждой фации позволил рассчитать куб пористости, сформированный отдельными элементами, в каждом из которых математическое распределение пористости характеризует автономную фацию (Рисунок 4).

В структуре сеноманского и туронского резервуаров коллекторы развиты очень широко и характеризуются высокими значениями открытой пористости (ее граничные значения составляют 27% – для сеноманских и 24.3% – для туронских коллекторов), что связано главным образом с низкой степенью литификации обломочного материала. При этом коллекторам свойственны крайне изменчивые значения газопроницаемости. Соотношение пористости и проницаемости коллекторов определяется строением их пустотного пространства. В обломочных коллекторах параметры этого пространства зависят главным образом от структурных характеристик породы; последние, в свою очередь, контролируются условиями седиментации обломочного материала.

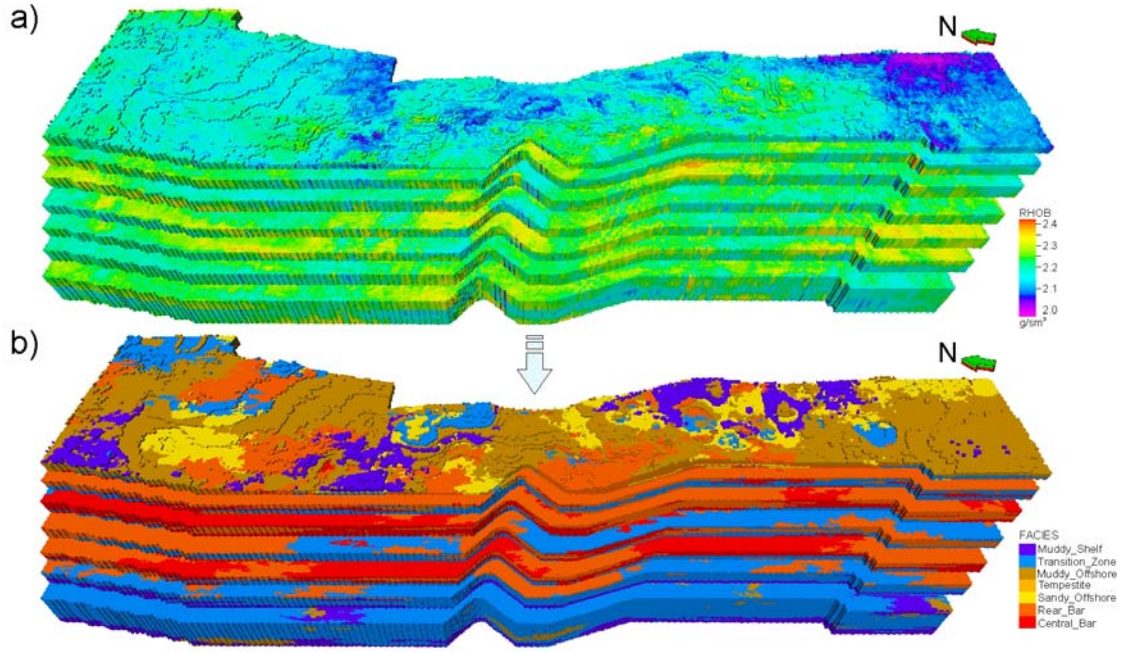


Рисунок 3. *Сейсмофациальная модель, построенная по сейсмическому кубу плотности.*

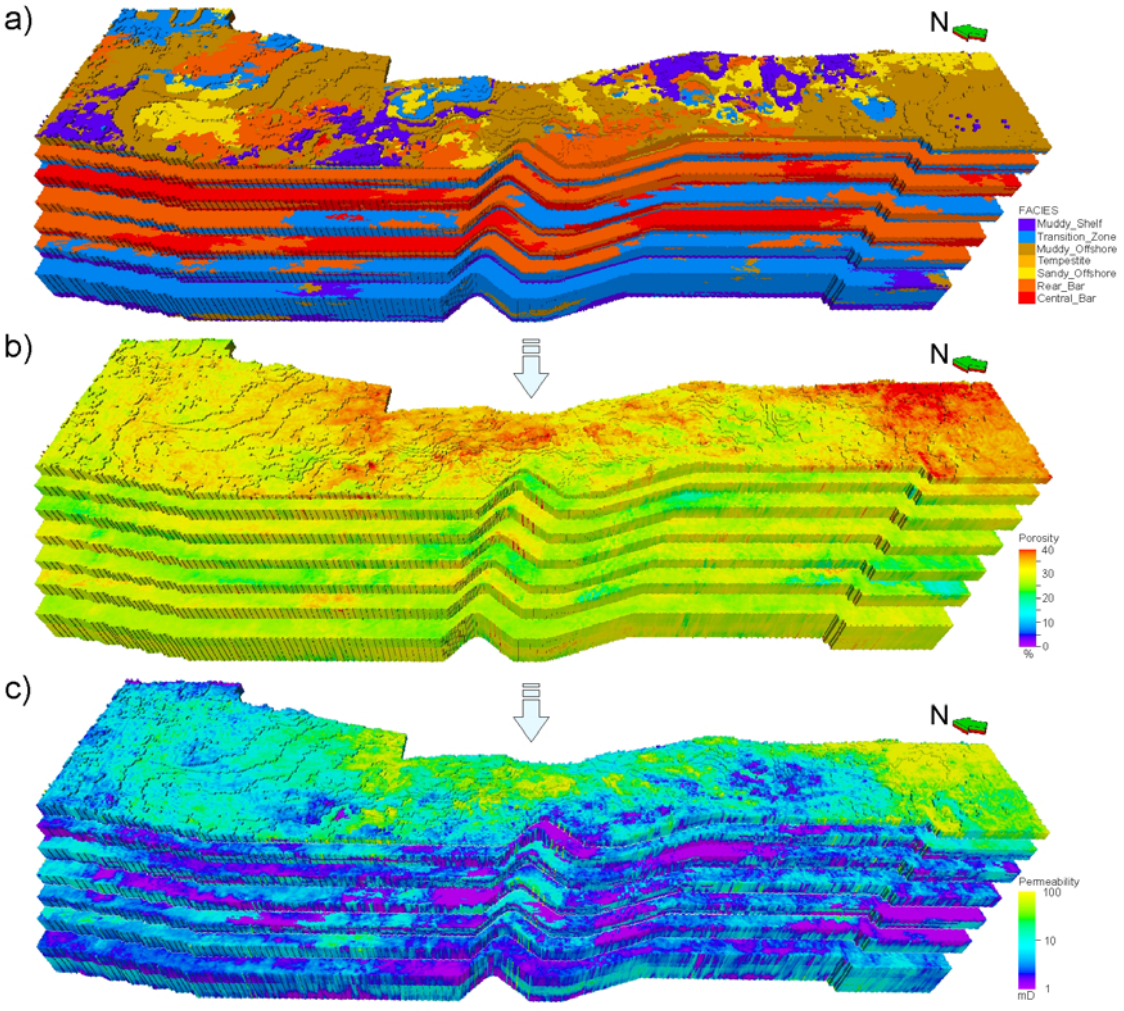


Рисунок 4. *Сейсмические кубы пористости и проницаемости, рассчитанные по кубу плотности.*

Для выявления взаимосвязи между условиями образования коллекторов и их фильтрационно-емкостными свойствами, были выполнены томографические исследования образцов керна ряда скважин с одновременной диагностикой их генезиса, в результате чего общая выборка была разделена на кластеры, объединяющие нескольких фаций с близкими характеристиками емкости; для каждого из них определена автономная зависимость проницаемости от пористости. Использование результатов компьютерной томографии позволило рассчитать куб проницаемости с учетом особенностей строения пустотного пространства разнофациальных отложений (Рисунок 4).

Заключение. Разработанный подход, базирующийся на результатах комплексной интерпретации сейсмических и скважинных данных, направлен на повышение достоверности прогноза структуры и свойств природных резервуаров – основных вместилищ УВ. Применение новой методики АВИС повысило разрешенность сейсмических данных, что позволило существенно детализировать строение продуктивных объектов в межскважинном пространстве. В свою очередь, внедрение в процесс комплексной интерпретации данных микротомографических исследований образцов керна дало возможность выявить устойчивые зависимости петрофизических параметров коллекторов от упругих характеристик среды и разработать трехмерные модели распределения фильтрационно-емкостных свойств. Выполненные построения являются обоснованной и надежной основой для гидродинамического моделирования залежей, позволяют планировать работы по дальнейшему геолого-геофизическому изучению и разбуриванию территории.

Список литературы

1. Сейсморазведка с вибрационными источниками / А.П. Жуков, С.В. Колесов и др. М.: ООО «Издательство ГЕРС», 2011, 412 с.
2. Прогнозирование структуры и свойств природных резервуаров на основе комплексной интерпретации сейсмических и скважинных геолого-геофизических данных / А.П. Жуков, В.А. Жемчугова, К.А. Эпов, С.Л. Федотов // Технологии сейсморазведки. №1, 2006.
3. Boyles, J.M. and Scott, A.J.,1982, A model for migrating shelf-bar sandstones in the Upper Mancos Shale (Campanian), northwestern Colorado: American Association of Petroleum Geologists, Bulletin, 66, 491-508.
4. Knight, R.J. and McLean, J.R., eds., 1986, Shelf sands and sandstones: Canadian Society of Petroleum Geologists, 11.
5. Hobson, J.P., Jr., Fowler, M.L. and Beaumont, E.A., 1982, Depositional and statistical exploration models, Upper Cretaceous offshore sandstone complex, House Creek field, Wyoming: American Association of Petroleum Geologists, 66, 689-707.

АПРОБАЦИЯ СОВРЕМЕННОГО КОМПЛЕКСА ОПЕРАТИВНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ КЕРНА И ШЛАМА ПРИ БУРЕНИИ ПАРАМЕТРИЧЕСКИХ СКВАЖИН В ЗАПАДНОЙ И ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

Д.А. Кузьмин*, Г.В. Тарханов, В.И. Горбачев, И.Е. Стомпелев, А.А. Баранов (АО «НПЦ «Недра», г. Ярославль)

Современные требования к эффективности параметрического бурения, связанные с сокращением времени строительства скважин, повышением качества получаемой в них геологической и геофизической информации, определяют приоритетность задачи оперативной (экспрессной) оценки петрофизических и геохимических свойств керна и шлама для получения достоверной параметрической информации о вскрываемом в ходе бурения геологическом разрезе.

Выполняемые в аналитических лабораториях исследования керна традиционными для нефтегазопоисковой геологии методами геохимии и петрофизики обладают широкими возможностями для детальной характеристики органического вещества (ОВ) и емкостных свойств пород, но отличаются различной степенью эффективности, трудоемкости и продолжительности во времени как подготовительных, так и собственно аналитических работ. Объектом их исследования являются, как правило, значительные навески проб, необходимые для выделения концентратов ОВ, или образцы керна правильной геометрической формы. При этом практически не используется самая массовая среда опробования разреза скважины – шлам.

Для решения этих проблем разработан комплекс оперативных геохимических и петрофизических исследований керна и шлама с использованием новейших аппаратурно-методических разработок изучения микронавесок горных пород керна и шлама без их предварительной пробоподготовки. Преимущество этих видов исследований по сравнению с традиционными лабораторно-аналитическими методами состоит в том, что они дают возможность непосредственно на буровой, оперативно и без значительных затрат получать ценную геологическую информацию с учетом фактора времени - одного из основных ограничений при проведении исследований пород, слагающих нефтегазоносные комплексы.

Технология оперативных исследований, в отличие от традиционных лабораторных методик, весьма проста и отличается следующими очевидными преимуществами: отсутствием необходимости специальной подготовки проб (шлам, керн, концентрат ОВ, флюид); высокой плотностью опробования при небольших навесках исследуемых образцов; экспрессностью анализов; непосредственным измерением ключевых параметров пород, ОВ и флюидов; высокой точностью и прецизионным уровнем одновременных измерений широкого комплекса параметров; возможностью прогнозирования продуктивности пластов уже к моменту завершения бурения с целью выделения объектов испытания.

Для получения геохимической характеристики разреза выполняются исследования методом термической масс-спектрометрии (ТМС), являющимся аналогом широко известного пиролитического метода Rock-Eval. Важным отличием и преимуществом этого метода, реализованного с помощью отечественного квадрупольного масс-спектрометра, является более широкий спектр определяемых веществ и параметров, что позволяет наряду с уже традиционными пиролитическими параметрами (S_1, S_2, T_{max}, HI и OPI), определять содержания углеводородов (УВ) различного группового состава, связанную воду глинистых минералов, диагностировать различные формы серы и, что принципиально важно при нефтегазопоисковых работах на больших глубинах, концентраций пиролитического метана, выделяющегося из ОВ в процессе его термической деструкции. Температурный диапазон нагрева проб достигает 950^{o}C, с дискретностью 1^{o}C/мин, диапазон измерения концентраций составляет от 10^{-3} до 100 % вес. Время анализа около 25 мин. Полученные результаты используются для характеристики содержания и типа ОВ, степени его катагенетического преобразования, нефте- и газогенерационного потенциала и типа УВ флюида насыщающего коллектор.

Петрофизические характеристики горных пород определяются методом ядерно-магнитного резонанса (ЯМР) на образцах керна произвольной формы или пробах шлама объемом не более 1,5 см^3 на адаптированном под решение геологических задач релаксометре «ПРОТОН-20», который непосредственно измеряет амплитуды сигналов свободной индукции (ССИ) после высокочастотных импульсов и интервалы времени между ними на основе измеренных значений амплитуд ССИ и временных интервалов. В автоматическом режиме строятся релаксационные зависимости, по

которым оцениваются основные петрофизические характеристики горных пород: водородосодержание, открытая и эффективная пористость, остаточная водо- и нефтенасыщенность, распределение пор по размерам и средний радиус пустот. Кроме того, методика ЯМР позволяет определять реологические свойства насыщающих породу флюидов (плотность и вязкость). Погрешность значений измерений величины открытой пористости, не превышает 1 % в диапазоне значений 1-40 %, эффективной пористости –2,5 %, в диапазоне значений 1,5-35 %. Время анализа не более 2 мин.

В комплекс оперативных работ также входят теплофизические исследования пород, выполняемые методом оптического сканирования (ОС), основанного на нагреве поверхности изучаемого образца подвижным источником тепловой энергии и регистрации предельных избыточных температур нагреваемой поверхности образца подвижной термопарой. Метод ОС и реализующий его отечественный прибор измерения тепловых свойств (ИТС) обеспечивают одновременные замеры теплопроводности и температуропроводности образцов пород на полноразмерных и распиленных образцах керна размером ≥ 3х3 см в воздушно-сухом и водонасыщенном состоянии. Измерения проводятся в параллельном и перпендикулярном слоистости пород направлениях. Диапазон значений измерений по теплопроводности составляет 0,2÷25 Вт/(м·К), а температуропроводности $0{,}1\div5\times10^{-6}$ $м^2/с$. Время анализа 2-10 мин.

Результаты теплофизических исследований отражают тепловые свойства (теплопроводность, теплоемкость, температуропроводность) пород и параметры теплового режима (глубинный тепловой поток, вертикальные вариации теплового потока, прогнозные температуры подзабойного пространства и др.) вскрытого разреза, необходимые для реконструкции тепловой истории, моделирования нефтегазоносных систем.

Важным преимуществом комплекса оперативных исследований керна и шлама является то, что все входящие в него методы являются инструментальными. Это позволяет повысить достоверность получаемой информации, автоматизировать и компьютеризировать процесс проведения анализов, обработки их результатов, в том числе совместно с данными ГИС и фотоизображениями керна в различных спектральных диапазонах с выдачей геологической информации в любом, удобном для дальнейшего использования виде с целью: установления закономерностей распределения ОВ во вскрытых разрезах; выделения интервалов развития потенциально нефте- и газоматеринских толщ; определения генетического типа, степени постседиментационного преобразования и величины генерационного потенциала ОВ; выявления зон развития пород-коллекторов, в том числе насыщенных УВ флюидами с различным фазовым состоянием; установления границ промышленной нефте- и газоносности; локализации проницаемых участков; установления положения границы ВНК по образцам керна и шлама; выбора наиболее перспективных объектов испытания; характеристики теплофизических свойств пород; изучения теплового режима разреза; подготовки данных для моделирования нефтегазоносных систем.

Разработанный комплекс оперативных исследований (рис. 1) керна и шлама апробировался в разрезах параметрических скважин, пробуренных на территории различных НГП России.

В Западно-Сибирской НГП в разрезе параметрической скважины Ярудейская №38, пробуренной в Ярудейском прогибе, по результатам исследований обоснованы и подтверждены перспективы нефтегазоносности триасового и юрского комплексов: выделены НГМП, дана оценка генерационного потенциала ОВ, выявлены коллекторские горизонты и интервалы аккумуляции нефтей и УВ газа (рис. 2).

Характеристика нефтегенерационных возможностей РОВ (ТМС)

Характеристика емкостного пространства пород (ЯМР)

Характеристика теплофизических параметров пород (ОС)



Рисунок 1. *Аппаратурно-методический комплекс оперативных исследований*

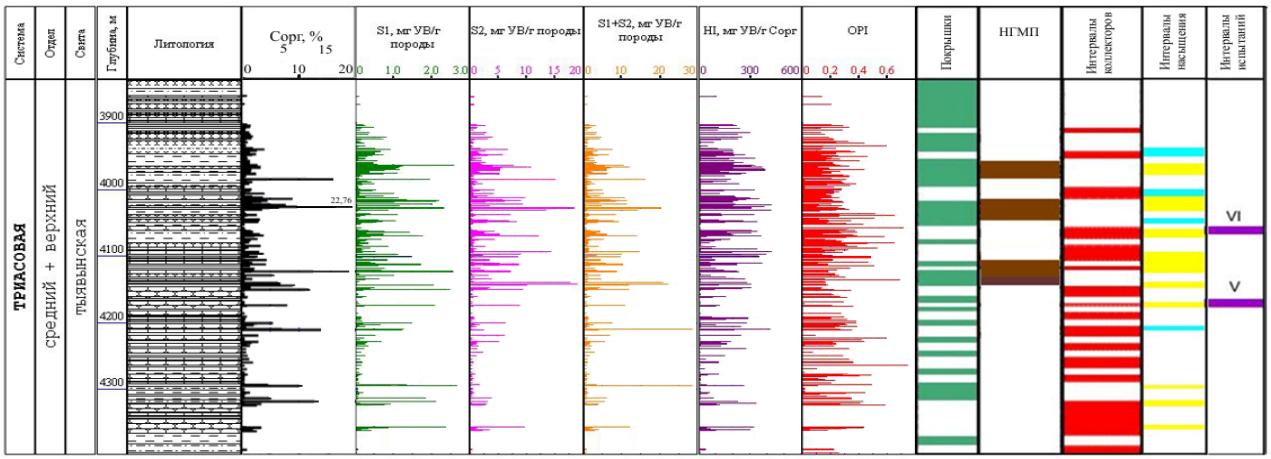


Рисунок 2. *Фрагмент геохимического разреза триасовых отложений Ярудейской ПС №38*

На территории малоизученной Восточно-Пайдугинской мегавпадины в разрезе параметрической скважины Восточно-Пайдугинская №1 выявлен высокий тепловой поток в юрских отложениях (рис. 3). На фоне низкой концентрации органического углерода в меловых породах и значимого наличия угленосных прослоев в юре, в триасовых отложениях идентифицированы богатые нефтепроизводящие породы, в контактирующих с ними пористых базальтах зафиксированы залежи парафинистой нефти (рис. 4).

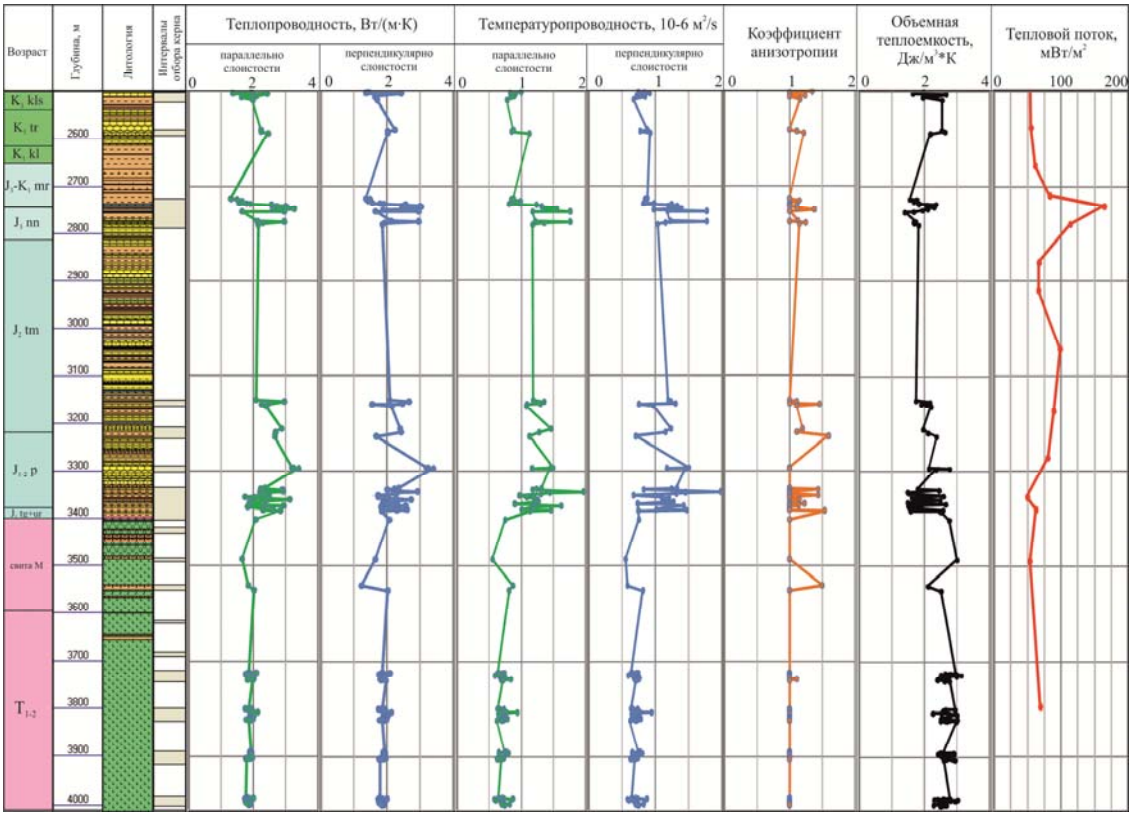


Рисунок 3. *Фрагмент теплофизического разреза Восточно-Пайдугинской ПС №1 (водонасыщенные образцы)*

В разрезе глубокой параметрической скважины Гыданская-130, в пределах Гыданского полуострова, по данным ЯМР оперативно выделены коллекторские горизонты (рис. 5), в интервалах безкернового бурения по результатам ТМС изучения проб шлама выявлены высокопродуктивные нефтегазоматеринские породы гольчихинской свиты верхней юры, которые обогащены газоконденсатом (рис. 6).

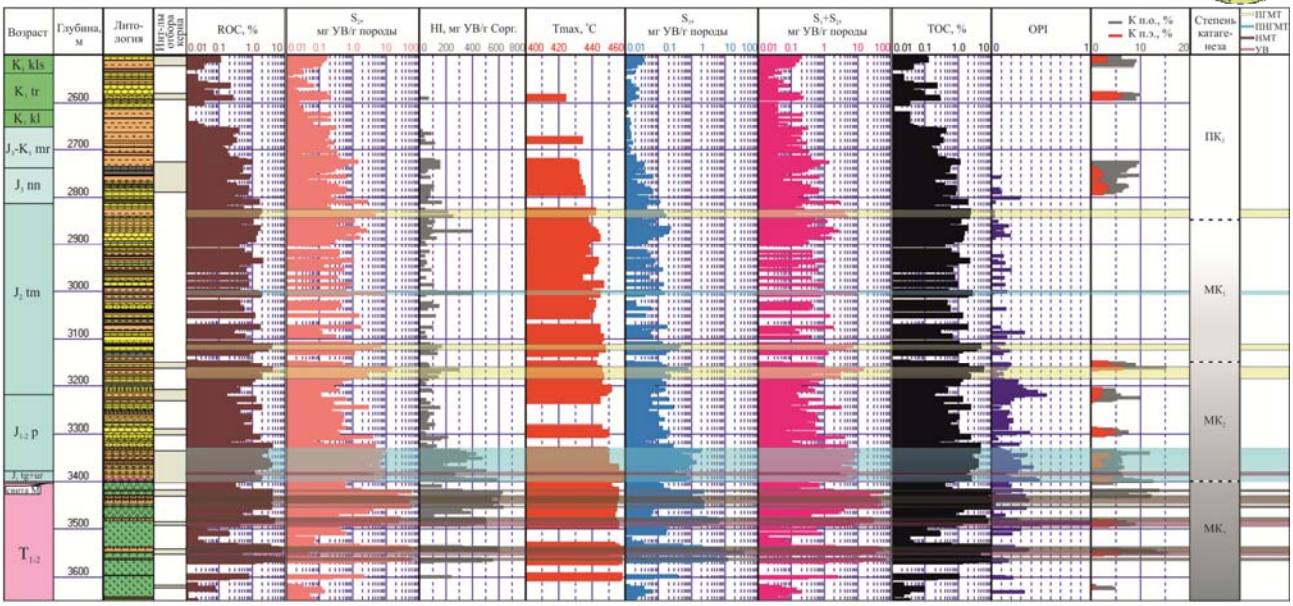


Рисунок 4. *Фрагмент геохимического разреза Восточно-Пайдугинской ПС №1*

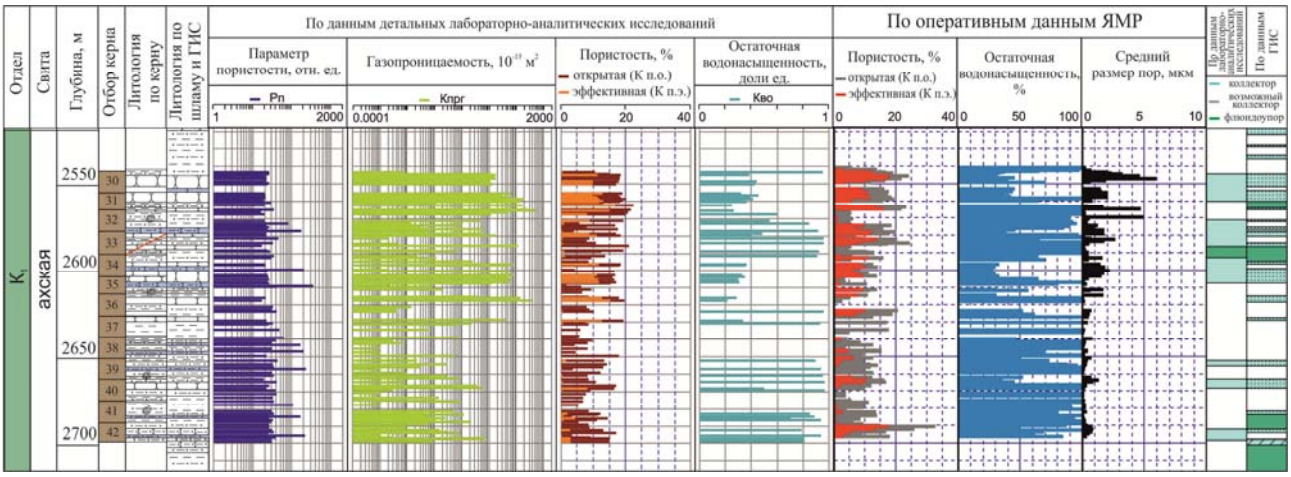
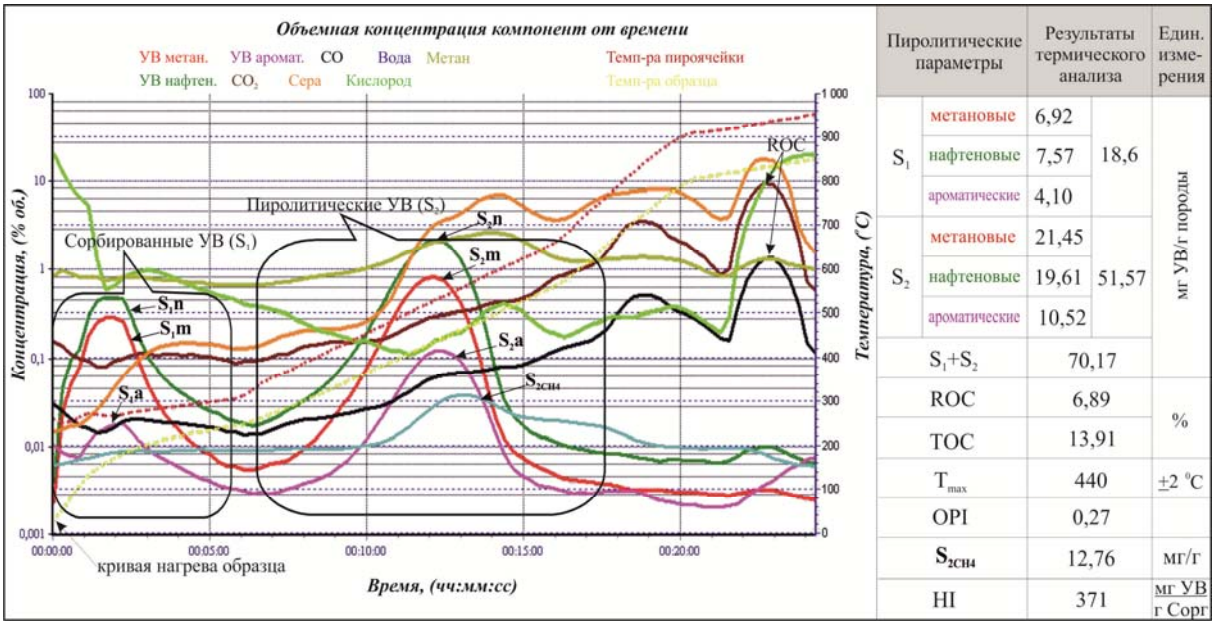


Рисунок 5. *Фрагмент петрофизического разреза Гыданской ПС №130*



Пиролитические параметры		Результаты термического анализа		Един. измерения
S_1	метановые	6,92	18,6	мг УВ/г породы
	нафтеновые	7,57		
	ароматические	4,10		
S_2	метановые	21,45	51,57	
	нафтеновые	19,61		
	ароматические	10,52		
S_1+S_2		70,17		
ROC		6,89		%
TOC		13,91		
T_{max}		440		±2 °C
OPI		0,27		
S_{2CH4}		12,76		мг/г
HI		371		мг УВ / г Corг

Рисунок 6. *Диаграмма ТМС-анализа пробы шлама аргиллита (глуб. отбора 3586 м) с высоким нефтегазоматеринским потенциалом РОВ из разреза гольчихинской свиты Гыданской ПС №130*

В разрезах параметрических скважин Чайкинская №367, пробуренной на юго-восточном склоне Непско-Ботуобинской антеклизы и Желдонская №260, располагающейся на восточном борту Присаяно-Енисейской синеклизы, на фоне низкой концентрации сингенетичного органического вещества в породах, в рифейских и вендских коллекторских породах, выявлены аккумуляции УВ являющиеся следами, предположительно, латеральной миграции УВ.
В разрезе скважины Усть-Майская №366, пробуренной в восточной части Алдано-Майской впадины, подтвержден высокий нефтематеринский потенциал РОВ доломитисто-кремнистых пород иниканской свиты кембрия, а также выявлены значимые аккумуляции УВ в трещиноватых коллекторских горизонтах верхнего рифея, позволяя обоснованно предполагать наличие залежей УВ.
Перспективы дальнейшего развития и широкого применения современного комплекса оперативных исследований керна и шлама при бурении параметрических скважин позволят наполнить геолого-технологические исследования (ГТИ) новым содержанием, обладающим большей информационной значимостью для решения как региональных, так и поисковых геологических задач, в том числе для оптимизации геологоразведочных работ, оценки ресурсно-сырьевой базы «старых» нефтегазодобывающих районов и новых перспективных территорий, создания геологических моделей районов бурения и оценки перспектив их нефтегазоносности.

Список литературы

1. Лопатин Н.В., Емец Т.П., 1987. Пиролиз в нефтегазовой геохимии. – М.: «Наука». -144 с.
2. Behar F., Beaumont V., De B. Penteado H.L. Rock-Eval 6 Technology: Perfomances and Developments // Oil&Gas Science and Technology – Rev.IFP. – 2001. – Vol. 56. – № 2. – P. 111–134.
3. Эспиталие Дж., Дроует С., Макуис Ф. Оценка нефтеносности с помощью прибора Rock-Eval с компьютером // Геология нефти и газа. – 1994. – № 1. – С. 23–32.
4. Баталин О.Ю., Вафина Н.Г. Формы захвата свободных углеводородов керогеном // Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований. – 2013. – № 10 – С. 418-425.
5. Пиролитическая масс-спектрометрия высокомолекулярных соединений. – М.: «Химия». – 1980. 280 с.

ОСНОВЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ И ГЕОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКИХ ПРЕДСТАВЛЕНИЙ О ЗОНАХ КОЛЛЕКТОРОВ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ В ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНАХ

Леоненко Г.Н.* (РГГРУ), Леоненко Е.В. (МГУ)

Безусловным достижением геологических наук конца XX века является широкое развитие, наряду с геологическими и геохимическими исследованиями, энергетической направленности изучения осадочных бассейнов (ОБ) и их нефтегазоносности.

Работа, выполненная авторами, посвящена результатам комплексного исследования, которое основано на энергетическом, гидродинамическом и геолого-геохимическом подходах.

Известно, что нефтегазоносный осадочный бассейн (НГОБ) представляет выраженную в современной структуре Земли впадину или прогиб (зону погружения) на коре различного типа, которая заполнена слабо или умеренно деформированной насыщенной водой и содержащей залежи нефти, газа и газоконденсата толщей осадочных пород, включающей биогенные высокоуглеродистые слои, общей мощностью до 10-20 км. НГОБ характеризуется самостоятельной неоднородной флюидодинамической системой. Процессы, происходящие ОБ и затем в НГОБ обуславливают образование, перемещение углеводородов, формирование и сохранение залежей нефти и газа, если интенсивность воспроизводства и подтока УВ выше их рассеивания.
Нетрудно видеть, что все отмеченные явления могут происходить только под воздействием энергетических факторов: повышение температуры приводит к преобразованию пород и органического вещества и появлению нефти и газа, а изменение давления способствует перемещению

флюидов и образованию залежей углеводородов (УВ). Отметим, что в нефтепромысловой геологии управление давлениями и температурой лежит в основе технологий перемещения нефти к забоям скважин и на поверхность Земли, т.е. методов отработки, или искусственного расформирования залежей (процессу, обратному нефтегазонакоплению).

Выполненные авторами исследования на примере НГОБ молодых платформ России показали, что основными энергетическими условиями нефтегазоносности в эволюции НГОБ, наряду со строением фундамента, являются литологическая и флюидодинамическая неоднородность толщ (по коллекторским параметрам), неравновесность условий в недрах, взаимосвязь и взаимодействие литофациальных комплексов и флюидов. С ними тесно связаны последовательность и интенсивность изменений энергетических факторов, а также развитие зон разуплотнения в недрах. Энергия и флюиды поступают в центральную часть бассейна, соответствующую главной зоне газообразования (по Н.Б. Вассоевичу), снизу из энергонасыщенных горизонтов фундамента и из глубоких горизонтов НГОБ, а также из верхних слов ОБ, где господствует инфильтрационный режим вод. Но более значительная по объему часть нефти, газа, воды воспроизводится в самом НГОБ в главной зоне нефтегазообразования (ГЗН) при генерации УВ и при отжиме вод. В ГЗН эта масса флюидов перераспределяется и циркулирует в коллекторских толщах – литофлюидодинамических системах (ЛФДС), способствуя формированию скоплений УВ. Таким образом, главная зона нефтегазообразования является и наиболее крупной зоной нефтегазонакопления УВ в бассейнах.

При седиментации, среди индикаторов энергетических условий нефтегазоносности в эволюции ОБ, наиболее важное значение имеет скорость осадконакопления и динамика переноса и седиментации осадков, а при нагреве и погружении пород – величины температуры и давления. В эволюции осадконакопления ОБ существует не менее трех групп литофациальных (включающих литофлюидодинамические) комплексов, которые различаются изменениями скорости осадконакопления, ее соотношением с динамикой переноса и седиментации осадков и распределением зон разуплотнения и трещиноватости. Выделяются модели: высокоскоростные (20-50 и более м/млн.лет), соответствующие молодым платформам с горизонтальными, наклонными до вертикальных зонами разуплотнения; низкоскоростные (1-20 м/млн. лет), более свойственные древним платформам с субгоризонтальными зонами разуплотнения, а также переменноскоростные (1-50 и более м/млн. лет) – участки заполнения рельефа фундамента, обладающие высокой вертикальной проводимостью, характерные для бассейнов рифтовых зон и подвижных складчатых областей (рис. 1.).

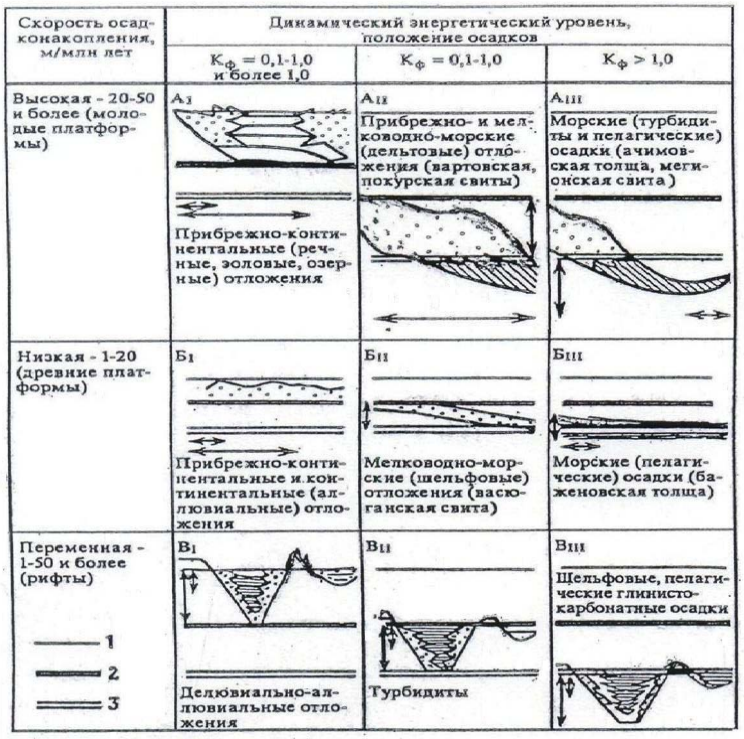


Рисунок 1. *Классификация седиментационно-динамических моделей по скорости осадконакопления и по динамике переноса и седиментации осадков.*

Связь величин свойств коллекторов этих комплексов с энергетическим коэффициентом (представляющим соотношение скорости осадконакопления с динамикой переноса и седиментации осадков) и с температурой в недрах НГОБ оказалась высокостатистически значимой. Коэффициенты корреляции близки к 1. Это свидетельствует о том, что энергия седиментации и прогрева оказывает огромное влияние на формирование коллекторов (ЛФДС).

В седиментогенезе происходит заложение зон (линз) разуплотнения (снижения плотности). Они, например, простираются вдоль флюидных контактов, возникают на участках перегибов фундамента над зонами долгоживущих разломов, а также на участках сочленения фаций.

В дальнейшем образование и совершенствование сложных геодинамических систем, к которым относятся толщи коллекторов нефтегазоносных бассейнов, происходит под влиянием их флюидодинамического режима, признаками которого являются изменения физико-химических характеристик флюидов, пластовых температур и давлений. Об активности флюидодоинамических процессов свидетельствует неравномерность распределения флюидов в разрезе и по латерали, отклонение величин пластовых давлений от гидростатических в залежах, значительный разброс температур, неравномерность условий в недрах, фиксируемая притоками и поглощениями при бурении в любом разрезе и меняющаяся нелинейно во времени продуктивность скважин (по результатам испытаний), которая в глубоких горизонтах в половине объектов не соответствует предполагаемой по коллекторским свойствам.

Важную роль в изменении параметров зон коллекторов играет миграция флюидов. Затрудненный или свободный режим передвижения флюидов использован при разделении толщ коллекторов на автогенетические (закрытые) комплексы, эволюция изменений которых при погружении в недра Земли осуществляется за счет внутренней специфики толщ (баженовская свита в Красноленинском районе, тюменская в Уренойском); и интрагенетические (открытые), саморазвитие которых зависит от внешних условий, которые приводят к быстрому изменению режима флюидов и резким преобразованиям минералов, пород и органического вещества (баженовская и тюменская свиты в Сургутском и Нижневартовском районах, юрско-меловые толщи Салымской группы месторождений).

Автогенетические системы Красноленинского района характеризуются более высоким содержанием водорода в залежах. Рассеянное органическое вещество автогенетических систем, по сравнению с интрагенетическими, отличается пониженным количеством углеводородных газов и смол в хлороформенном битуминоиде, повышенными битуминоидными коэффициентами, отражающими содержание углеводородов и хлороформенного битуминоида А, при примерно равном количестве асфальтенов. Интенсивные катагенетические изменения содержания углеводородов, водорода, объема газов, количества кислорода и серы в автогенетических системах происходят на глубинах 2.5-3.0 км, в интрагенетических – 1.8-2.3 км.

В автогенетических комплексах погружения (верхнеюрские и меловые отложения Красноленинского района, юрские Уренгойского), изменения дебитуминированного ОВ, битумов и связанные с ними образование вод, нефтегазогенерация, влияющие на формирование коллекторов, происходят медленнее с разницей начала генерации в 60 млн. лет (в среднем Приобье в конце альба, в Красноленинском районе в олигоцен-четвертичное время), в более глубоких горизонтах (на 0.35-1.0 км), при более высоких температурах на 10-30оС, и сопровождаются генерацией большего количества газообразных углеводородов, на 1-5% объемных.

Значительная часть углеводородных скоплений образовалась при участии процессов восходящей миграции флюидов в виде их потоков, которые формировались под давлением снизу. Флюидодинамические условия, необходимые для существования залежей, обеспечивались за счет термодеструкции органического вещества и подтока флюидов из более глубоких горизонтов (пласты ЮС1, ЮС2 ачимовская толща Западно-Таркосалинского, Ново-Молодежного, Южно-Покачевского, Конитлорского, Уренгойского и других месторождений).

Подток углеводородов служит причиной возникновения зон разуплотнения с АВПД, рассланцевания пород на путях миграции флюидов. На изменения динамического режима залежей четко реагируют отношение пристана к фитану в нефтях, которое возрастает, изменение выхода легких фракций и плотности нефтей. В зонах разломов, по которым происходит перемещение флюидов, преобладают два вида изменений: обогащение низкомолекулярными компонентами, вследствие дополнительного поступления углеводородов в залежь (Талинское, Салымское и другие месторождения) или

относительное накопление тяжелых высокомолекулярных компонентов, как признак потери легких компонентов в процессе миграции. Прямыми признаками подтока углеводородов из глубоких горизонтов является присутствие палеозойских спор и пыльцы в нефтях мезозойских залежей (Ханты-Мансийское, Семиярское, Салымское и другие месторождения). Путями миграции флюидов, кроме коллекторских толщ, служат вертикальные и наклонные зоны трещиноватости и разуплотнения с повышенной пористостью, проницаемостью и температурой, которые формируются над зонами долгоживущих разломов в фундаменте, ограничивающих кольцевые и рифтовые системы. Причины их появления обусловлены различным уплотнением, смещением пород и миграцией флюидов на участках сочленения разнофациальных комплексов. Поскольку прогибы и участки сочленения мигрируют, происходит смещение и трещинных зон. В результате формируются наклонные трещинные системы, по которым происходит движение флюидов.

Сочетание авто- и интрагенетических режимов обеспечивает нефтегазогенерацию, периодическую пульсирующую эмиграцию, восходящую и нисходящую миграцию и формирование сингенетических зон коллекторов нефти и газа, обладающих аномально высоким и избыточным пластовым давлением по соседству с зонами генерации углеводородных флюидов. Важную роль в этом процессе играет образование зон разуплотнения. Их сочетания с участками уплотнения и недоуплотнения в глубинных зонах коллекторов являются подобием моментальной фотографии пульсационного процесса самоорганизации нефтегазоносных бассейнов при благоприятных условиях генерации, миграции и сохранения залежей углеводородов.

Список литературы

1. Гусева А.Н., Леоненко Г.Н. Роль миграции флюидов в самоорганизации коллекторских толщ нефтегазоносных бассейнов (на примере Западной Сибири). Материалы Международной конференции «Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа». 1995.
2. Леоненко Г.Н., Леоненко Е.В. Основы вещественно-энергетических представлений об изменении литологии нефтегазоносных толщ в истории осадочных бассейнов. Материалы VII Всероссийского литологического совещания. ИНГГ СО РАН Новосибирск, том 2, с. 168-170

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЗОН УЛУЧШЕННЫХ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ НА ОСНОВЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПОИСКОВЫХ ПРИЗНАКОВ В ДИНАМИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИКАХ СЕЙСМИЧЕСКИХ ВОЛН.

Семерикова И. И., к. т. н. (Горный институт УрО РАН, Пермский национальный исследовательский политехнический университет), Жихарев С. Я., д.т.н. (Горный институт УрО РАН)

В качестве основы фильтрационной модели резервуара сведения о флюидопроводящих каналах для нефтяных компаний являются крайне существенными. Однако, выявление такого типа коллекторов с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами методами сейсморазведки - весьма специфическая задача, и традиционные технологии оказываются не эффективными. В существующих графах обработки геофизических компаний пока не создано унифицированной методики. На сегодняшний день в мире появился лишь некоторый ряд специализированных технологий исследований трещиноватости [3]. Однако большинство из них относятся к классу косвенных. Предлагаемая специализированная методика распознавания трещиноватых сред, разработанная в Горном институте Уральского отделения Российской академии наук (ГИ УрО РАН), базируется на установленных нами поисковых признаках зон трещин в динамических характеристиках отраженных продольных волн [4, 7, 9].

Задача получения дополнительной информации о разрывных нарушениях решается нами на основе изучения изменения динамических параметров (амплитудные, спектральные) отраженных продольных волн [4, 5, 6]. При этом ожидается, что для трещинных зон, различающихся внутренней структурой, поисковые признаки должны разниться, и, прежде всего, в динамических характеристиках сейсмических волн, как наиболее чувствительных к изменению геологического фактора. Понятно, что данная задача сейсморазведки является не простой, в силу многофакторного влияния на динамические параметры [1, 2], а также их меньшей устойчивостью, по сравнению с кинематическими параметрами, к условиям приема и обработки сигнала. В то же время, богатое разнообразие динамических параметров, каждый их которых несет информацию об особенностях среды, их тонкая реакция на отклик среды, а так же бурно появляющиеся новые способы и методы, направленные на сохранение истинности их значений в процессе обработки полевого материала, являются все более и более привлекательными для интерпретатора.

Методика распознавания трещиноватых сред.

Так как в общем случае обратная задача сейсморазведки неоднозначна, большинство интерпретационных методов использует эмпирически найденные зависимости «сейсмические параметры – физические свойства реальной среды». В основу предлагаемой методики распознавания трещиноватых сред положен подход динамического анализа поля отраженных продольных волн. Данный подход базируется на комплексном анализе векторов динамических атрибутов продольных отраженных волн. Исследования проводились как в лабораторных условиях, так и в натурных. Использовались методы математического сейсмомоделирования, физического моделирования на крупных образцах горных пород и искусственного материала. Исследования проведены так же на «обучающих» трещиноватых, с заведомо известными параметрами трещиноватости, геообъектах в условиях естественного залегания пород, вскрытых горными выработкам или скважинами. В результате работ по исследованию связей «динамические параметры – параметры трещиноватости» установлены поисковые признаки для трещиноватых объектов в динамических параметрах отраженных продольных волн [4, 5, 7].

Параметры, были выбраны из множества, нескольких десятков, динамических параметров, которые явились наиболее устойчивыми и статистически значимыми, аномалии параметров превосходят уровень помех. Различия, изменчивость их поведения в зависимости от параметров трещиноватости позволяют производить распознавание зон, различающихся внутренней структурой [7, 9]. Параметры сгруппированы по классам зон трещиноватости: зоны развития одиночных или серии параллельных протяженных трещин, линейные размеры которых соизмеримы или больше длины волны сигнала, и зоны совокупности мелких (линейные размеры меньше и много меньше длины волны сигнала)

разноориентированных трещин. Методики распознавания трещинных объектов [4] построена на расчете этих параметров и выявлении в них установленных признаков трещиноватых зон.
Исходя из формализованной постановки задачи комплексной интерпретации, это позволило найти, определить критерии комплексной интепретации признаков, на базе которых осуществляется свертка признаков в функцию определяющую тип геологической среды. Другими словами, на базе вектора идентификационных, поисковых признаков трещиноватых сред различной внутренней структуры формируется эффективный параметр, оценивающий вероятность наличия трещиноватого объекта того или иного класса [4, 5]. Этот эффективный параметр является основным выходным параметров данной методики.

Примеры.

С целью уточнения геологического строения и физико-геологической, фильтрационно-емкостной модели резервуара по данной методике обработаны данные сейсморазведки 3-D. На рис.1 а, б представлены временной разрез и разрез эффективного параметра, оценивающего вероятность наличия трещиноватого объекта. Для Юрубчено-Тохомского района исследований известно [3], что нефтегазоносность связана с эродированной поверхностью рифейских карбонатных отложений.

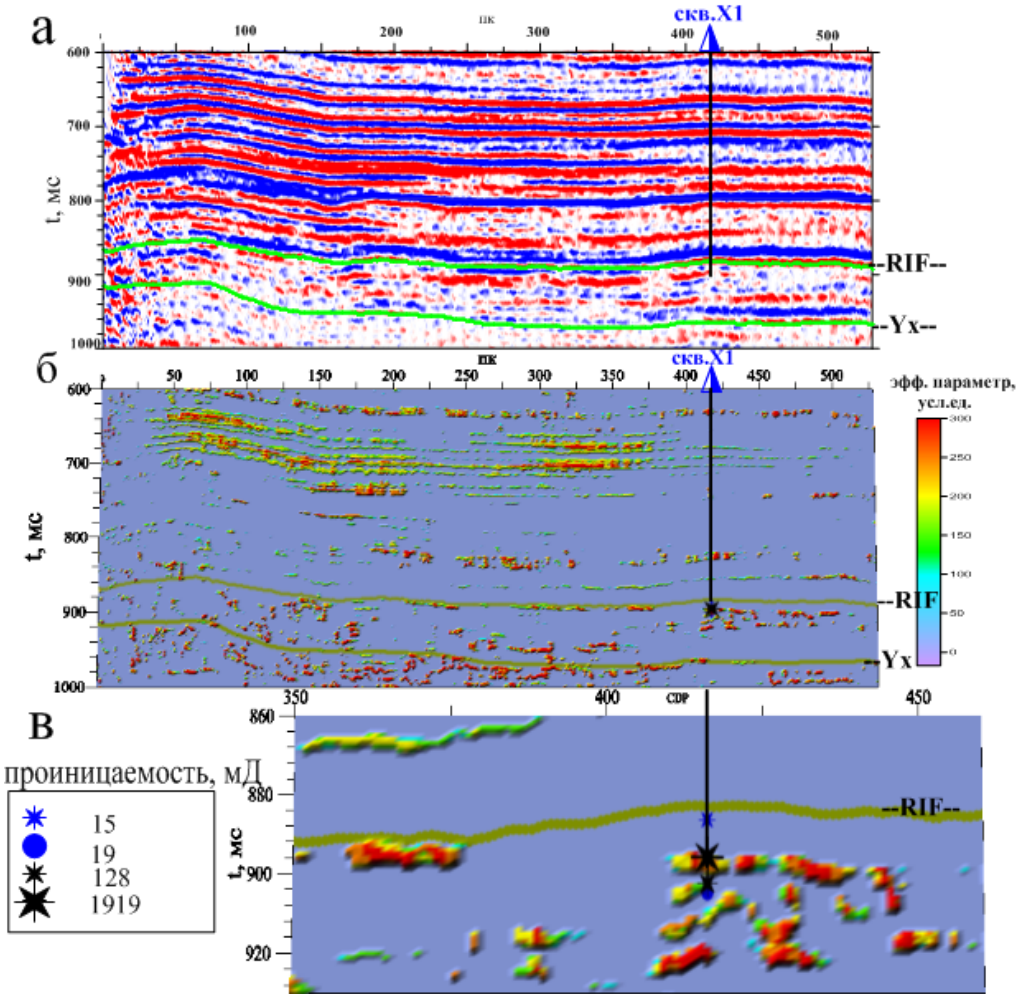


***Рисунок 1**. Сопоставление временного разреза а), разреза эжффективного параметра трещиноватости б), данных о проницаемости и разреза*

Целевым интервалом исследований является интервал пород между горизонтами RIF и YX, отображенными на разрезе зелеными линиями осей синфазности, отложения в кровле этого

интервала, вблизи горизонта RIF. Коллектор рифейских карбонатных отложений относят к порово-каверно-трещинному типу. Отмечают значительную латеральную неравномерность фильтрационно-емкостных свойств, и с вязанные с этим сильные вариации дебитов углеводородов из скважин, вскрывших залежь на разных участках. Нефтегазоносность рифейских отложений является мозаичной. На временных разрезах, полученных по традиционным графам обработки (например, рис.1а) существенных отличий волновой картины для целевого интервала от других вышележащих интервалов не наблюдается. Осуществить идентификацию особенностей волновой картины в этих интервалах не представляется возможным. На всех разрезах эффективного параметра, оценивающего вероятность наличия трещиноватости (рис. 1б) в целевом интервале отмечается активное развитие таких зон и явный локальный характер их распространения по латерали. Отмечаются как трещиноватость, развитая вдоль отдельных пластов, так и зоны, которые возможно сгруппировать в более крупные зоны. Детальность так же определяется шагом дискретизации сейсмической записи. В данном случае, шаг дискретизации равен 1 мс, скорость распространения волн известна по данным акустического каротажа, соответственно ей мощность пласта, в котором можем наблюдать эффективный параметр трещиноватости, составляет 3 - 3.7 м.

Безусловно, правомерность выводов, о картировании трещиноватых зон на разрезах эффективного параметра, следует подтвердить. На рис.1 в в укрупненном масштабе представлено сопоставление данных о проницаемости в интервалах перфорации скважины и разреза эффективного параметра, оценивающих вероятности наличия трещиноватых объектов. Как видно, на разрез все повышенные значения проницаемости попадают в локальные зоны активной трещиноватости. Улучшенная проницаемость в скважине оказалась в более крупной зоне скопления трещин. Наибольшая проницаемость, равная 1919 мД, оказалась в тонком трещиноватом пласте (рис. 1 в). Пониженные значения проницаемости попали в пространство между трещиноватыми зонами, и, по-видимому, обусловлены лишь пористотью.

Полученные оценочные результаты позволили расширить представление о внутренней пространственной дифференциации пород по степени их неконсолидированности, когда визуальное ее выделение по морфологическим особенностям сейсмозаписи и результатам кинематической интерпретации затруднено. Кроме того, в данном районе ни по стандартному комплексу ГИС, ни по временным разрезам трещинные коллекторы не выделяются, поэтому ошибки определения эффективных толщин (параметра, используемого для подсчета запасов) могут составлять сотни процентов. Результаты примененной методики позволяют уточнять этот параметр «напрямую». Уточнение данной модели является, в свою очередь, поводом для производства корректировки параметров при проектировании горизонтальных скважин, а так же при бурении их в режиме «online», и других элементов разработки месторождений.

Представим еще один пример использования специализированной интепретации по методики распознавания трещиноватых сред. Приведем важную информацию, полученную в результате анализа специалистами ЗАО "Моделирование и мониторинг геологических объектов» им. В. А. Двуреченского: «Еще в начале 20 века залежи нефти в глинистых коллекторах на территории США. Освоение месторождений связанных с этим типом коллектора в Западной Сибири выявили основные проблемы поисков, разведки и разработки залежей в баженовских отложениях. Привлекательной особенностью баженовских залежей является наличие скважин с дебитами более 50 $м^3$/сут. были отмечены дебиты достигающие 600 т/сут. Часто на подобных месторождениях в 25% скважин дебиты составляют от 5 до 50 $м^3$/сут. Однако более 60% скважин малодебитные или «сухие», что и определяет сложность освоения резервуаров рассматриваемого типа. Это свидетельствует о том, что большое количество скважин остается «сухими» или низкодебитными, что обусловлено локальным распространением продуктивных зон, выявление которых является основополагающей проблемой изучения баженовских отложений. Локальное, распространение залежей в баженитах обусловлено специфическими условиями их образования. Мнения исследователей расходятся по многим вопросам, связанным с генезисом коллекторов в баженовской свите. Однако, ясно следующее: баженит образует специфический тип коллекторов, представленный развитой вертикальной и горизонтальной трещиноватостью, двумя ортогональными системами трещин. Общим стало мнение о том, что линзы коллекторов в баженитах являются специфичными ловушками нефти не связанными ни со структурной формой, ни с наличием экранов». Таким образом, для нефтяных компаний важнейшими вопросами поиска и освоения залежей нефти в баженовской свите является создание методологии и технологий «прямого» прогнозирования коллекторов методами сейсморазведки. Эти

априорные сведения предопределили попытку прогнозирования зон развития коллекторов с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами в баженовской свите на основе применения методики распознавания трещиноватых объектов. Временные разрезы получены в условиях Западной Сибири. В результате применения методики распознавания трещиноватых сред выявилась следующая ситуация. На рис. 2 представлено пространственное распределение основного выходного параметра данной методики – эффективного параметра, характеризующего вероятность наличия зон развития протяженных трещин. Две скважины с дебитами (дебитная и сверхдебитная) пространственно оказались приуроченными к ярко выраженной локальной зоне повышенных значений эффективного параметра, оценивающего вероятность наличия протяженных трещин. В интервале баженовской свиты. Кроме этого, на разрезе эффективно параметра так же выявляются субвертикальные зоны трещиноватости ниже баженовских отложений, пронизывающие доюрское основание. Данные скважины так же попадают в области, приуроченные к этим доюрским субвертикальным зонам повышенных значений эффективного параметра. Скважина с аномально

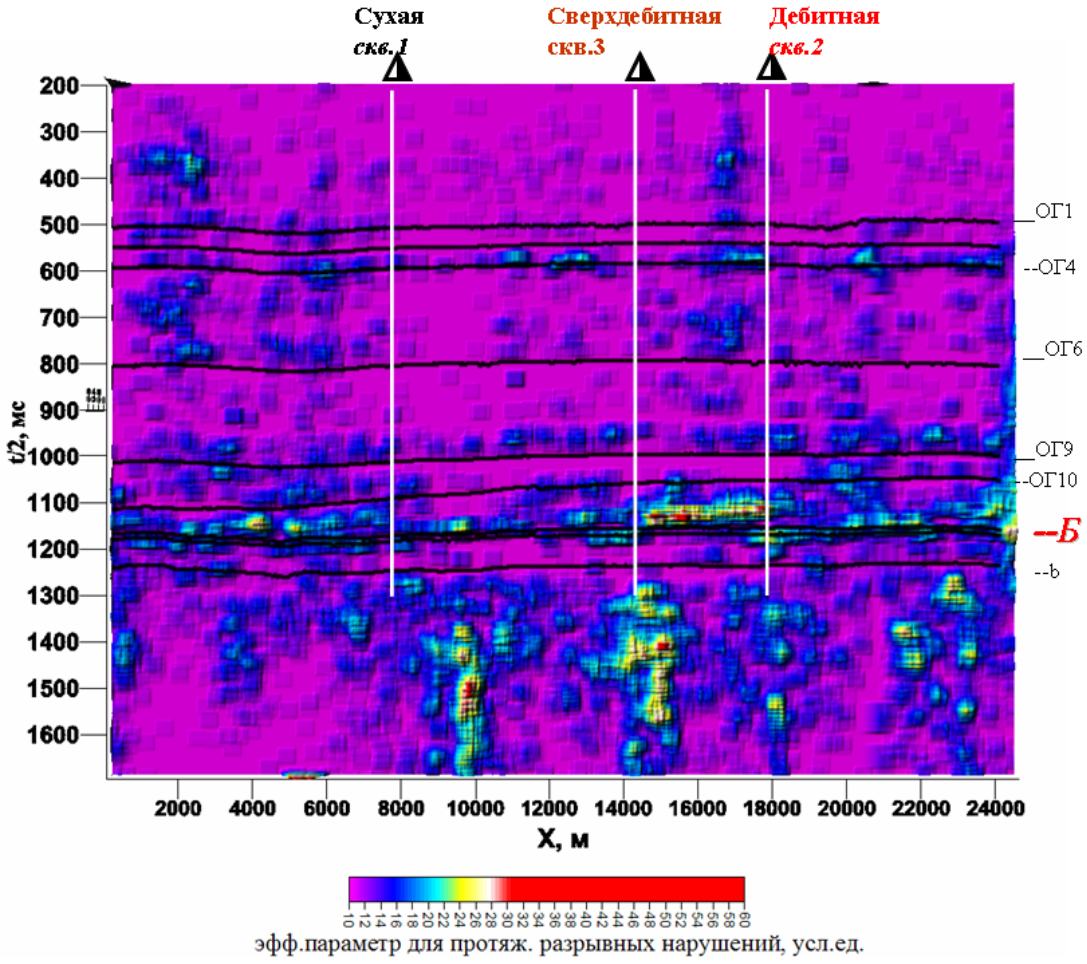


***Рисунок 2**. Распределение эффективного параметра, характеризующего вероятность наличия зон развития протяженных (соизмеримых и более длины волны сигнала) трещин.*

высокими дебитами попадает в такую наиболее выраженную зону. «Сухая» скважина не попала ни в одну из трещиноватых зон в интервале баженовских отложений.

Различия взглядов исследователей связаны в основном с проблемой генезиса зон развития тепловых аномалий и коллекторов, а также с набором геологических факторов их обуславливающих. По-видимому, полученные нами результаты скорее подтверждают точку зрения о необходимости наличия глубинных дизъюнктивных дислокаций, достигающих уровня баженовской свиты, для возникновения либо тепловых аномалий, либо инициирования появления дополнительных зон трещиноватости [8].

Заключение.

Таким образом, специализированная интерпретация данных сейсморазведки по методике распознавания трещиноватых сред позволяет:
- характеризовать и картировать «напрямую» зоны трещиноватости – коллекторы с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами;
- получать сведения о характеристиках флюидопроводящих каналов различных рангов и классов, являющиеся основой фильтрационно-емкостной модели резервуара;
- производить корректировку параметров проектирования горизонтальных скважин и других элементов разработки месторождений.

Благодарности.

Авторы приносят благодарность профессору, д.т.н., зав. кафедрой Пермского национального исследовательского политехнического университета Кашникову Ю. А., а так же профессору, директору Славкину В. С. и главному геофизику Зимеревой В. Л. ЗАО "Моделирование и мониторинг геологических объектов» им. В. А. Двуреченского за интерес, проявленный к нашим работам, и предоставленную возможность использования временных разрезов и априорной информации, а так же за дискуссии и обсуждения результатов.

Список литературы

1. *Ампилов Ю. П.* Сейсмическая интерпретация: опыт и проблемы. М., «Геоинформмарк», 2004, - 286 с.
2. *Бляс Э. А.* Линеаризированный подход к определению импедансов продольных и поперечных волн по сейсмограммам отраженных Р-волн (AVO – инверсия). //Технологии сейсморазведки. 1/ 2005. -С. 3-17.
3. *Левянт В.Б., Хромова И. Ю., Козлов Е.А., Керусов И. Н., Кащеев Д. Е., В. В. Колесов В. В., Мармалевский Н. Я.,* Методические рекомендации по использованию данных сейсморазведки для подсчета запасов углеводородов в условиях карбонатных пород с пористотью трещинно-кавернового типа. Под редакцией В.Б. Левянта.- Москва, ЦГЭ, 2010.
4. *Семерикова И. И.* Методика распознавания трещинных сред в сейсмических волновых полях. //7 Международная научно-практическая конференция «Геомодель – 2005». Геленджик, 2005 г. - С. 97
5. *Семерикова И. И., Бут Д. К., Кьян Ж.* Изучение полей отраженных продольных волн, полученных при физическом моделировании трещиноватых сред. //12 Международная научно-практической конференции «ГЕОМОДЕЛЬ-2010». 2010 г. EAGE, режим доступа к сборн. http://www/earthdoc.org
6. *Семерикова И. И.* Изучение зон трещиноватости вблизи разрывных нарушений на основе сейсмического подхода. //Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал) – ISSN 0236-1493. - Москва: Издательство «Горная книга», 2011 г., N 12, - С. 104- 111.
7. *Семерикова И.И.* Опыт применения методики распознавания трещиноватых сред, основанной на динамической интерпретации сейсмических волн. //III Международная научно-практическая конференция «Калининград-2013», ЕАГО, 2013 г. С. 256-259.
8. *Фурсов А.Я., Постников Е.В., Постников А.В., Ляпунов Ю.В.*. Геологические основы и новые технологии прогнозирования залежей и оценки запасов нефти в отложениях баженовской свиты.//Материалы 3 научно-практической конференции “Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО”, Ханты-Мансийск, 2002 г.–С.15-19.
9. *I. I. Semerikova* Technique for Recognizing of Fractured Zones Based on the Analysis of Amplitude and Frequency Attributes of the P-P Reflections. // 74th EAGE Conference & Exhibition incorporating SPE EUROPEC 2012 Copenhagen, Denmark, номер W044

Принципы оптимизации систем разработки нефтяных месторождений с учётом пластовых и флюидальных неоднородностей

П.Н.Соляной, О.Н.Пичугин, Г.Г. Кошеверов, А.С.Гаврись (ООО «Конкорд», Москва)

Основная проблема эксплуатации нефтяных месторождений заключается в неоптимальной системе разработки, которая не соответствует геологическим особенностям строения неоднородных продуктивных пластов. Можно выделить четыре основных вида неоднородностей: структурно-гравитационную, тектоническую, литолого-фациальную и флюидальную, связанную с неустойчивостью фронта вытеснения. Эти неоднородности формируют структуру трудноизвлекаемых запасов, определяют природный потенциал пласта и контролируют оптимальные пути миграции флюидов.

В условиях литолого-фациальной неоднородности выработка запасов в различных фациях осуществляется неравномерно. Необходимо формировать такую систему разработки, чтобы добывающие скважины размещались в высокопродуктивных зонах, а нагнетательные – в низкопродуктивных. Оптимизация схемы расстановки скважин позволяет получить эффект даже на поздней стадии разработки. Выполнена проверка критерия Родионова-Косякова оптимального взаимного размещения скважин, основываясь на данных м/р Северные Бузачи. Показано, что в группе скважин с оптимальным взаимным расположением КИН в 1.5 раза выше.

При формировании системы разработки необходимо учитывать структурно-гравитационный фактор: добывающие скважины рекомендуется размещать в локальных поднятиях, а нагнетательные скважины – в локальных прогибах. Когда нагнетательная скважина размещается в куполе формируется "гравитационный язык" обводнения, который быстро обводняет добывающую скважину. При выполнении ГТМ необходимо учитывать, что остаточные запасы нефти, как правило, также преимущественно концентрируются в локальных поднятиях.

В условиях флюидальной неоднородности было показано, что критерий устойчивости вытеснения, подтвержденный лабораторными экспериментами, а также промысловыми данными, накладывает ограничения на темп закачки. Оптимальная компенсация в условиях влияния водоносного горизонта должна быть существенно меньше 100%. Водонапорный режим обеспечивает высокую эффективность выработки запасов. С помощью модельных расчетов показано, что водонапорный режим может оказывать на разработку существенное влияние даже при наличии слабопроницаемой глинистой перемычки.

В условиях существенного влияния тектонических неоднородностей на разработку было показано, что одновременное размещения добывающих и нагнетательных скважин в гидродинамически связанных трещиноватых зонах негативно сказывается на показателях разработки. Рекомендуется размещать добывающие скважины в высокопроницаемых трещиноватых зонах, а нагнетательные скважины в смежных районах вне зон тектонических деструкций.

В условиях коллектора, осложненного высокопроводящими зонами деструкции, большое значение приобретает необходимость соблюдения динамического равновесия между темпами отборов, интенсивностью закачки, скоростью массообмена в трещинно-блоковой системе и активностью водонапорного режима. Модельные расчеты показывают, что при неблагоприятном взаимном размещении добывающих и нагнетательных скважин относительно зон трещиноватости наблюдается низкий коэффициент охвата пласта заводнением и повышенная концентрация в этой зоне остаточных запасов нефти. Модельные расчеты и промысловый опыт показали, что даже на поздней стадии разработки трансформация и оптимизация системы ППД благоприятно сказывается на показателях работы скважин.

Основная задача разработки состоит в том, чтобы не бороться с неоднородностями, а активировать природный потенциал пласта соответствующим техногенным воздействием.

ТЕХНОГЕННОЕ ВОССТАНОВЛЕНИЕ ЗАЛЕЖИ – КАК СПОСОБ УВЕЛИЧЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ГАЗОТДАЧИ

Черненко В.Б.
ОАО «Сахатранснефтегаз»

Ощутимые и незначительные признаки восполнения выработанных месторождений зафиксированы в Азербайджане, Татарстане, в Западной Сибири и т.д. В этой связи интересным выглядит динамика восстановления пластового давления на Мастахском газоконденсатном месторождении (ГКМ).

Мастахское ГКМ до 1986 года являлось базовым объектом в снабжении газовым сырьем энергетического узла Центральной части Якутии, включая столицу – г. Якутск. В последнее время (1995-2012 гг.) Мастахское ГКМ эксплуатировалось только тремя скважинами по горизонтам T_1-IVб и P_2-I для нивелирования пиковых объемов добычи из Средневилюйского ГКМ в зимнее время.

Месторождение расположено в центральной части Хапчагайского мегавала Вилюйской синеклизы Сибирской платформы. Структура имеет субширотное простирание и относится к восточной части Средневилюйско-Мастахского вала. Размеры Мастахской структуры - 41×14 км с амплитудой 270-300 м. Структура в целом характеризуется совпадением структурных планов по всем основным продуктивным горизонтам [1].

Промышленные залежи газа приурочены мезозойским и верхнепермским отложениям, где выявлено и в разной степени разведано 9 промышленных залежей. Из них в промышленную эксплуатацию были введены 5 залежей: P_2-I (пермский), триасовые: T_1-IVa, T_1-X (восток), T_1-X (запад) и юрский J_1-I. Основной по запасам, и соответственно основным объектом разработки являлась залежь J_1-I. Подробный анализ разработки залежей представлен [2]

Разработка залежи прекращена в 1994 году на восточном куполе и 1995 году на западном куполе вследствие обводнения скважин. Всего по залежи отобрано 6911 млн. м^3 газа, включая потери 134 млн. м^3, что составляет 34% от утвержденных ГКЗ СССР запасов.

С 2003 года геологической службой ОАО «ЯТЭК» (до 2010 года ГПУ ОАО «Якутгазпром») проводились наблюдения за изменением пластового давления нижнеюрской залежи в наблюдательных скважинах восточного купола скв№55 и 77 и западного купола скв№62 и 24. Наблюдения проводились поверенными современными электронными термоманометрами АМТ-06 и АМТ-08 производства фирмы «Грант» г. Уфа, то есть данные по изменению пластового давления не подлежат сомнению. Некоторые скачки по изменению пластового давления в скважинах могут быть объяснены, проведением технических работ в скважинах, например доливом метанола и д.р.

Наблюдаемое относительно интенсивное восстановление пластового давления в залежи J_1-I, теоретически может быть обусловлено следующими факторами:

- перераспределения газа в пласте из защемленных объемов.
- энергии гидродинамической среды.
- перехода в свободную фазу газов растворенных в подошвенной воде.
- приток газов из нижних частей разреза естественным и техногенным путями

Наиболее вероятным является фактором является приток газов из нижних частей разреза. Приток газов с нижних горизонтов по естественным каналам за короткий промежуток времени (в геологическом понимании) маловероятен. Разный уровень ГВК в приподнятом и опущенном блоках свидетельствует об устоявшемся газогидродинамическом режиме в геологическом времени. Техногенные притоки нельзя исключать. Залежь J_1-I Мастахского ГКМ, пожалуй, является самой разбуренной на территории Хапчагайского мегавала. Недостаточно высокое качество цементирования колонн скважин может обусловить межпластовые перетоки по затрубному пространству. Свидетельства межпластовых перетоков углеводородных флюидов по затрубному

пространству известны во многих выработанных или имеющих долгий срок эксплуатации месторождениях, вплоть до формирования самостоятельных объектов разработки [3,4,5].

На основе сопоставления результатов измерений пластового давления показана динамика восстановления давления по нижнеюрской залежи (Таблица 1).

Таблица 1

Динамика восстановления пластового давления залежи J_1-I,II

Залежь единая, пластового типа водоплавающая. Продуктивный пласт (ранее J-I) разделен на три пласта (J_1-I_1, J_1-I_2, J_1-II) Начальное пластовое давление юрской залежи 17,55 МПа. Тпл=41 С. Принятая отметка ГВК 1681,5 м.			
Разрабатывалась 1973-1995 гг., разновременно вводившимися 22 скважинами. Отбор газа 6911 млн.м^3 или 34 % от запасов ГКЗ (1971 года) - 20165 млрд.м^3., или 52 % от запасов газа ГКЗ (2004 года) - 13283 млрд.м^3			
Восточный купол		Западный купол	
скв №55	**скв№77**	**скв№62**	**скв№24**
Введена в экспл. 1977 году, средний дебит 350-420 тыс.м^3/сутки. Работала 1977-1984 годы. Обводнена в 1984 году.	Пробурена в 1984 году. Низкодебитная, 5 тыс.м^3/сут.	Введена в эксплуатацию в 1983 году, средний дебит 25 тыс.м^3. Работала 1983-1984 годы.	Введена в эксплуатацию в 1975-1988 г. средний дебит с 1975-1981 годы - 100 тыс.м^3/сут., после 81 г- 40 тыс.м^3/сутки.
Накопленный отбор за период 1977-1994 годы - 728,828 млн.м^3		Накопленный отбор за период 1983-1984 годы- 3,973 млн.м^3	Накопленный отбор за период 1975-1988 годы - 75,637млн.м^3
Давление пластовое текущее по годам			
16,86 МПа. 1977 год		15,49 МПа. 1983 год	16,78 МПа. 1975 год
12,45 МПа. 1991 год		12,17 МПа. 1990 год	13,18 МПа. 1986 год
13,97 МПа. 2003 год		12,76 МПа. 2003 год	13,46 МПа. 2003 год
14,52 МПа. 2006 год	13,94 МПа. 2006 год	13,42 МПа. 2006 год	
14,6 МПа 2008 год	14,16 МПа. 2008 год	13,45 МПа 2007 год	
	14,32 МПа (1784 м) 16,81 МПа (1812м) 2012 год	13,65 МПа 2012 год	13,92 МПа 2012 год
		Среднее давление в 2012 году 13,78 МПа	
		13,77 МПа 2013 год	14,1 МПа 2013 год
Среднее давление 2012 году 14,46 МПа.		Среднее давление 2013 году 13,84 МПа.	
Среднее давление 2012 году 14,12 МПа.			
Темп восстановления давления за период 1 год			
0,125 МПа	0,067 МПа	0,105 МПа	0,052 МПа
Время в годах восстановления давления до Р пл.нач- 17,55 МПа			
23,5	47,7	36,9	68,5
Расчетное время восстановления давления в залежи до начального (17,55 МПа) 44 года.			

Здесь можно предположить, что опыт строительства скважин в стадии поиска и разведки Мастахского ГКМ в относительно новых геологических и термобарических условиях был невысоким, что, несомненно, обуславливало соответствующее качество цементирования. Дополнительно к этому, исследованиями Н.В. Черского было показано [6], что даже при удовлетворительном качестве цементирования скважин разрушение цементного камня может

происходить в результате эффекта дросселирования газа при значительном увеличении его отбора или переходе на свободное фонтанирование.

Свидетельства межпластовых перетоков газа могут быть установлены по изменению химического состава газа. В таблице 2 приведены составы газов юрских, триасовых и пермских залежей. Как видно, состав юрских газов существенно различается от состава газов нижезалегающих горизонтов, особенно по пропану и бутану.

Таблица 2

Состав пластовых газов Мастахского ГКМ

Мастахское ГКМ	Юрская залежь, гр/м^3 пластового газа		Залежь T_1-IV. гр/м^3 пластового газа Скв. № 65. 1995 год.	Пермская залежь. гр/м^3 пластового газа Скв. №11. 1993 год.
	Скв. №107. 1989 год.	Скв. №76 1990 год.		
Метан	96,61	96,24	93,14	88,72
Этан	2,54	2,36	4,49	5,76
Пропан	0,32	0,40	1,2	2,3
Изобутан	0,13	0,14	0,21	0,38
Бутан	0,06	0,18	0,24	0,66
С5+ высшие	0,07	0,16	0,39	1,46
Углекислый газ	0,10	0,32	0,13	0,2
Азот	0,17	0,2	0,19	0,51
Гелий	-	-	0,01	0,01

При наличии существенных перетоков газа в юрскую залежь из нижних частей разреза в период с 1990-2013 годы состав юрского газа должен был измениться, особенно по увеличению содержания пропана, бутана, С5+высшие и азота (в таблице выделены серой заливкой).

Геологической службе ОАО «ЯТЭК» рекомендуется проводить газоконденсатные исследования с целью выявления изменения состава газа для более полного ретроспективного анализа разработки залежи J_1-I.

Интересным также является наблюдаемое повышение пластовой температуры во времени. Так, в отчете «Подсчет запасов газа и конденсата по Мастахскому ГКМ» (1971) пластовая температура на середину горизонта J_1-I (глубина в абс. отм. – 1662 м) была принята +38°С. В отчете «Пересчет запасов газа и конденсата по Мастахскому ГКМ» (2004) значение пластовой температуры было уточнено - +39°С. В 2007 г. были проведены замеры пластовой температуры в скв. 51 (+42,8°С) и в скв. 66 (+44,2° С). В 2008 г. были проведены замеры пластовой температуры в скв.66 (+ 43,7^{0}С) и скв. 68 (+40°С). В мае 2012 года по нашей инициативе были произведены замеры пластовых температур в скважинах - №24 (+ 40,4 $^\circ$С), № 62 (+ 39,9°С) и № 77 (+42,7°С) Температура за обозреваемый период увеличилась на 4-5°С. На наш взгляд, это невозможно объяснить наблюдающейся на данном этапе деградацией криолитозоны - сотрудниками Института мерзлотоведения СО РАН установлен факт сокращения толщины криолитозоны со скоростью 1,8 см/год, влиянием которого в течение 40-50 лет можно пренебречь. По всей видимости, наблюдаемое повышение температуры залежи связано с процессами перетока флюидов между пластами.

Проведенные исследования позволяют предположить, что через 40-45 лет пластовое давление в юрской залежи Мастахского ГКМ будет полностью восстановлено. Но будет ли залежь содержать газ в количестве, которое обеспечит рентабельность добычи, большой вопрос. Поэтому для интенсификации релаксации пластового давления с восстановлением залежи - рекомендуется провести промысловые мероприятия по осуществлению перетока недобытых объемов газа из нижезалегающих мелких залежей на нижнеюрскую залежь, где уже существует налаженная система разработки.

Список литературы

1. Сафронов А.Ф. Геология нефти и газа. – Якутск : ЯФ Изд-ва СО РАН, 2000. – 166 с.
2. Сивцев А.И. Причины низкой эффективности разработки Толон-Мастахского ГКМ //Электронное издание «Нефтегазовое дело». http://www.ogbus.ru/authors/Sivtzev/Sivtzev_1.pdf с.20
3. Ларичев В.В., Попков В.И. Геоэкологические проблемы освоения нефтяных и газоконденсатных месторождений Прикаспийской впадины // Южно-российский вестник геологии, географии и глобальной энергии. НТЖ № 3 / Сб. науч. тр. – Астрахань: Издат. Дом «Астраханский университет», 2005. – С. 228 – 236.
4. Севастьянов О.М., Захарова Е.Е., Багманова С.В. Методические и практические аспекты изучения газовых залежей переточного происхождения // Достижения, проблемы, перспективы. Сб. ст. – Оренбург: ИПК «Газпромпечать» ООО «Оренбурггазпромсервис», 2002. – С. 78 – 82.
5. Ситников В.С. Необычные скопления нефти и газа, прогноз и методика их поисков в условиях Крайнего Севера. Сб. науч. тр. Комплексирование геолого-геофизических методов при обосновании нефтегазопоисковых объектов на Сибирской платформе (в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия). – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2009. – 318 с.; вкл. с. 147-152.
6. Черский Н.В. Конструкция газовых скважин. М., Гостоптехиздат, 1961. – 284 с.

НОВЫЕ МЕТОДЫ ИНТЕГРИРОВАННОЙ ВЕРОЯТНОСТНОЙ ГЕОЛОГО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ МНОГОФАЗОВЫХ РЕСУРСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ В НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРАХ

Суровцев Д.А. (Шлюмберже)

Характеристики трудноизвлекаемых ресурсов жидких и газообразных угледородов, приуроченных к низкопроницаемым коллекторам, создают особые вызовы для оценки. Как правило, речь идет о площадных ресурсах углеводородов, характеризующихся относительно низкими рисками наличия геологических ресурсов на исследуемом участке. Основной вопрос состоит в возможности осуществления их рентабельной разработки. В данном контексте термин «площадные ресурсы» (resource play) используется как антоним традиционным ресурсам, приуроченным к дискретным ловушкам.

По сравнению с традиционными коллекторами степень неопределенности при разработке низкопроницаемых коллекторов выше на порядок. Это касается всех основных параметров, оказывающих существенное влияние на рентабельность разработки - объема запасов на скважину, начальных дебитов, продолжительности и затрат на бурение и т.д.

Значительная часть неопределенности разработки площадных ресурсов не может быть устранена путем камерального моделирования и обобщения данных и опыта по аналогам на соседних лицензионных участках, а требует проведения опытно-промышленной эксплуатации (пилотного проекта). В то же время, до принятия решения о приобретении объекта с площадными ресурсами менеджмент компаний – инвесторов обоснованно требует от своих групп экспертов всю необходимую для принятия решения информацию с оценкой запасов, рисков, добычных возможностей, капитальных и эксплуатационных затрат и ожидаемого экономического результата.

Реализованные в ПО GeoX* (*Марка Шлюмберже) технологические процессы вероятностного моделирования полного цикла перспективных нефтегазовых объектов прекрасно адаптированы для получения ответов на вышеуказанные вопросы. Применение оригинальной функционально-фазовой модели позволяет пользователям определить логику, условия, зависимости и точки принятия решения.

С точки зрения управления геологическими рисками поисковая скважина на проекте с площадными ресурсами играет роль, аналогичную роли сейсморазведки на традиционном УВ объекте: она разрешает одни факторы риска, однако оставляет под сомнением другие. Используя терминологию одной из версий модели рисков для ТРИЗ ресурсов, поисковой скважиной разрешаются риски группы “V – volume in place”, но не затрагиваются риски группы “R – fluid recovery”.

Роль пилотного проекта для площадных ресурсов аналогична роли поисковой скважины для традиционных объектов. Именно по итогам его реализации полностью разрешаются факторы геологического риска и объект может быть признан имеющим или не имеющим извлекаемые запасы.

Разрешение факторов геологического риска не означает устранение неопределенности разработки. Даже после принятия положительного решения о начале фазы обустройства и полномасштабной разработки проекта с площадными ресурсами неопределенность профилей добычи, затрат, денежных потоков остается существенной и требует применения вероятностных методов моделирования для их корректного анализа и интерпретации.

Рассмотрим пример оценки проекта с площадными ресурсами, расположенными в переходной зоне, с существенной неопределенностью прохождения границы между нефтяной и газовой зонами (рис.1).

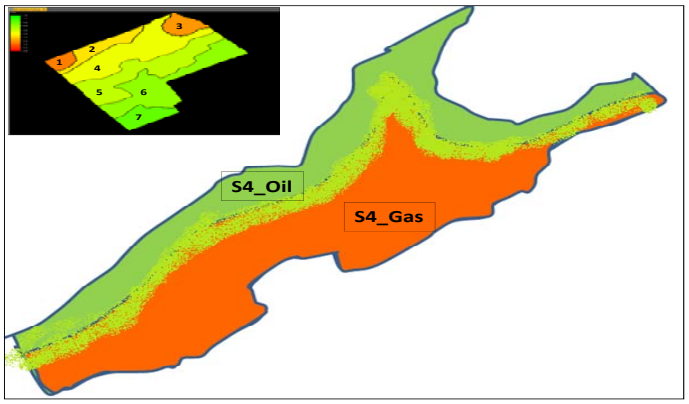


Рисунок 1: *Изучаемый проект площадных ресурсов в переходной зоне*

В данном примере значения нефте- и газонасыщенных площадей характеризуются существенной шириной диапазона неопределенности (каждая может варьироваться от 10 до 90 км^2). В этой связи соотношение геологических ресурсов P10 к P90, подсчитанных отдельно по нефтяному и газовому сегментам вероятностным объемным методом составляет 4.8 (см.рис.2).

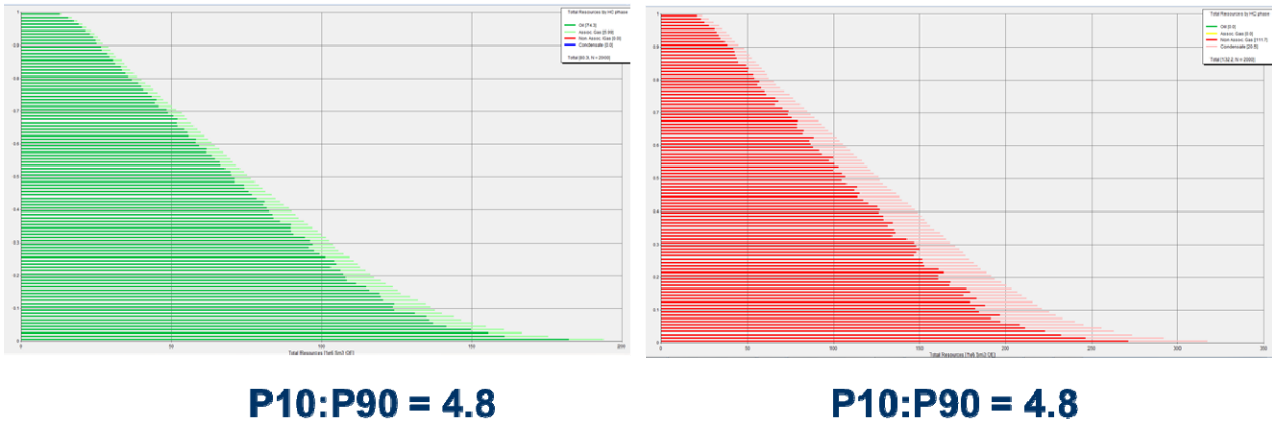


Рисунок 2: *Кривые вероятности превышения геологических ресурсов, подсчитанные отдельно по нефтяному и газовому сегментам*

Тем не менее, площадь нефтенасыщенной зоны имеет строгоотрицательную корреляцию с газонасыщенной площадью, а общая площадь объекта неизменна (100 км^2). Поэтому рассчитанный диапазон неопределенности оценки геологических ресурсов суммарных УВ участка (в нефтяном эквиваленте) существенно уже и соотношение процентилей P10:P90 по ним составляет только 1.6 (см.рис.3).

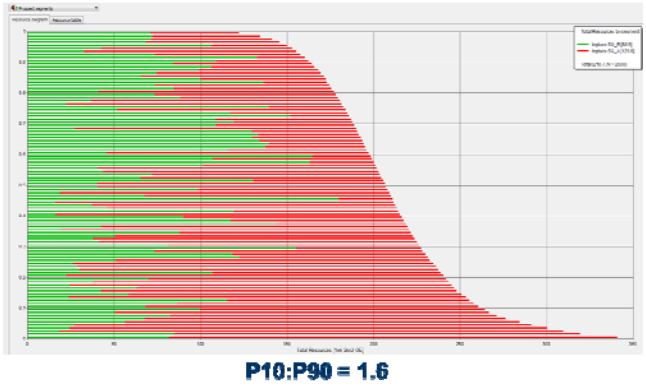
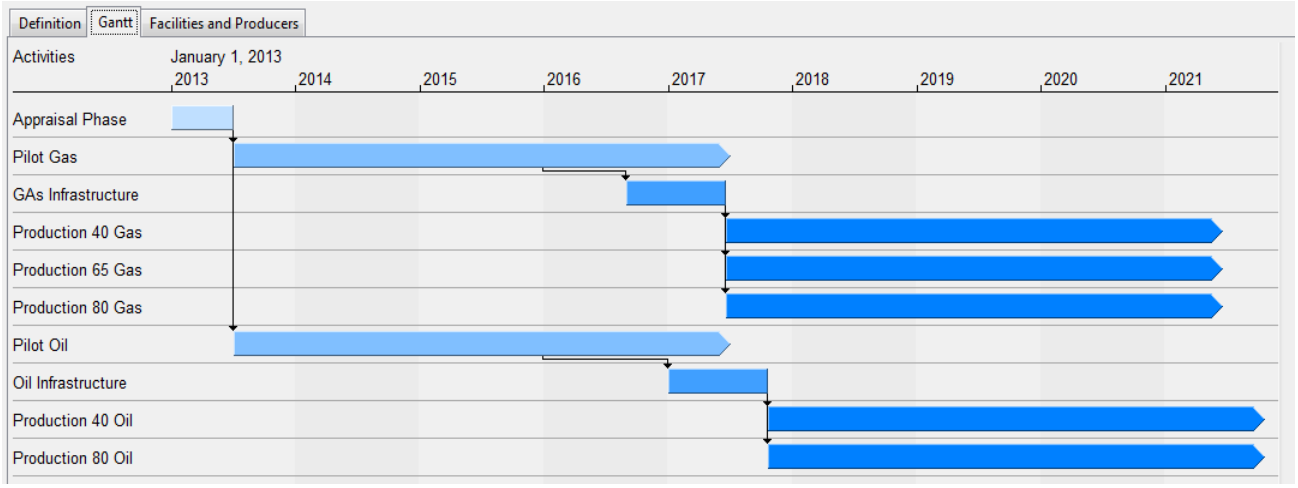


Рисунок 3: *Кривая вероятности превышения геологических ресурсов УВ в целом по участку*

Вероятностная оценка геологических ресурсов является исходной точкой для оценки извлекаемых ресурсов с помощью интегрированных вероятностных геолого-экономических расчетов.

Функционально-фазовая модель реализации исследуемого проекта задается со следующей логикой (см.рис.4):

- по итогам разведочного бурения (Appraisal Phase) принимается решение о реализации нефтяного пилотного проекта. Условием начала пилота является достаточная оцененная площадь нефтеносности (не менее 20 км^2).
- принятие решения о переходе к полномасштабному обустройству месторождения состоится после первого года реализации пилота. Критерии положительного решения – (а) превышение порога суммарной годовой добычи в 0.14 млн.м^3 жидких УВ и (б) положительное ожидание NPV полной разработки без учета затрат прошлых периодов
- в зависимости от конкретного размера площади нефтеносности, максимальное количество эксплуатационных нефтяных скважин различается. Это приводит к выделению двух альтернативных веток фазы добычи - Production 40 Oil и Production 80 Oil.
- аналогичная логика определяется для газовой части проекта
- в целом по проекту возможны ситуации реализации совместного нефтяного и газового проекта, только нефтяного или только газового.



Definition | Gantt | Facilities and Producers

Label	Scheduling	Conditions	Stop condition
Appraisal Phase	When Transient Zone Dev't Project start date		
Pilot Gas	When Appraisal Phase completed	SG_A.Area > 20.0 [km2] and SG_A.Recoverable.Accumulation size Non Assoc. Gas > 0.0 [1e9 Sm3]	Elapsed time > 5.0 [Yr]
Gas Infrastructure	When Pilot Gas completed drilling + 8.0 months	Transient Zone Dev't.Pilot Gas.Production.Gross.Gross.Non Assoc. Gas cumulative value at scheduled time > 0.142 [1e9 Sm3]	
Production 40 Gas	When Gas Infrastructure completed	SG_A.Area < 55.0 [km2]	Elapsed time > 30.0 [Yr] or Marginal net cash flow < 0.0 [1e6 USD]
Production 65 Gas	When Gas Infrastructure completed	SG_A.Area >= 55.0 [km2] and SG_A.Area < 80.0 [km2]	Elapsed time > 30.0 [Yr] or Marginal net cash flow < 0.0 [1e6 USD]
Production 80 Gas	When Gas Infrastructure completed	SG_A.Area >= 80.0 [km2]	Elapsed time > 30.0 [Yr] or Marginal net cash flow < 0.0 [1e6 USD]
Pilot Oil	When Appraisal Phase completed	SO_B.Area > 20.0 [km2] and SO_B.Recoverable.Accumulation size Oil > 0.0 [1e6 Sm3]	Elapsed time > 5.0 [Yr]
Oil Infrastructure	When Pilot Oil completed drilling + 1 year	Transient Zone Dev't.Pilot Oil.Production.Gross.Gross.Oil cumulative value at scheduled time > 0.14 [1e6 Sm3]	
Production 40 Oil	When Oil Infrastructure completed	SO_B.Area < 55.0 [km2]	Elapsed time > 30.0 [Yr] or Marginal net cash flow < 0.0 [1e6 USD]
Production 80 Oil	When Oil Infrastructure completed	SO_B.Area > 55.0 [km2]	Elapsed time > 30.0 [Yr] or Marginal net cash flow < 0.0 [1e6 USD]

Рисунок 4: *Функционально-фазовая модель полного цикла*

Диапазоны дебитов эксплуатационных скважин также характеризуются существенной степенью неопределенности, что соответствует вышеописанным особенностям площадных проектов: 13-72 м3/сут по нефтяным и 15-80 тыс.м3 по газовым скважинам.

В результате проведения полноцикловых расчетов методом Монте-Карло получаем вероятностные профили добычи углеводородов (рис.5). Как можно заметить, проект практически целиком зависит от наличия достаточных ресурсов жидких УВ. Полномасштабная добыча газа реализуется в относительно небольшом количестве итераций, проиллюстрированных столбиками процентилей P0. Изучение автоматически сгенерированного дерева решений (рис.6) дает нам точную оценку вероятности реализации газового проекта – 2%, реализации нефтяного проекта – 34%, неуспеха разведки или пилота – 64%. Вероятность осуществления совместного нефтяного и газового проекта ничтожна (0.3%).

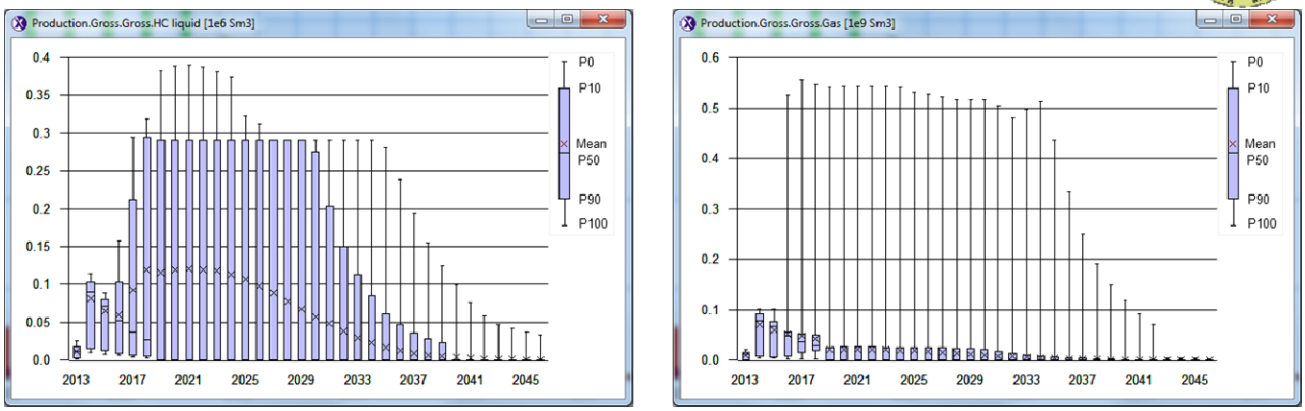


Рисунок 5: *Вероятностные профили добычи нефти (слева) и газа (справа) по проекту*

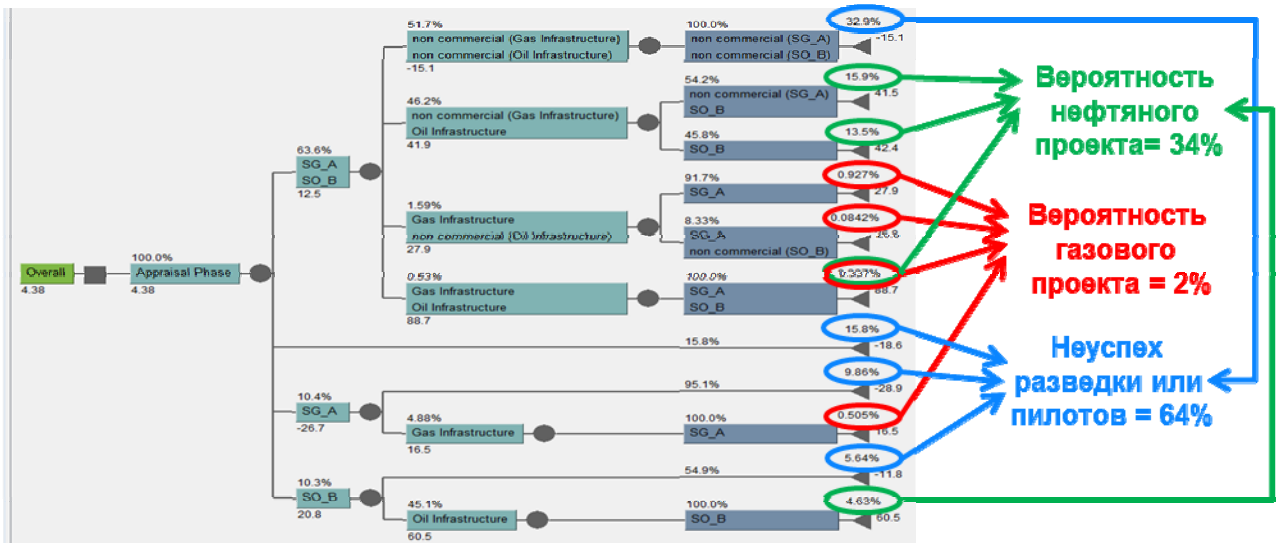


Рисунок 6: *Дерево решений проекта*

Приведенная на рис.7 оценка распределения NPV проекта после налогообложения получается с использованием фискальной модели РФ-2015 с применением льгот, предусмотренных действующим законодательством для ТрИЗ проектов.

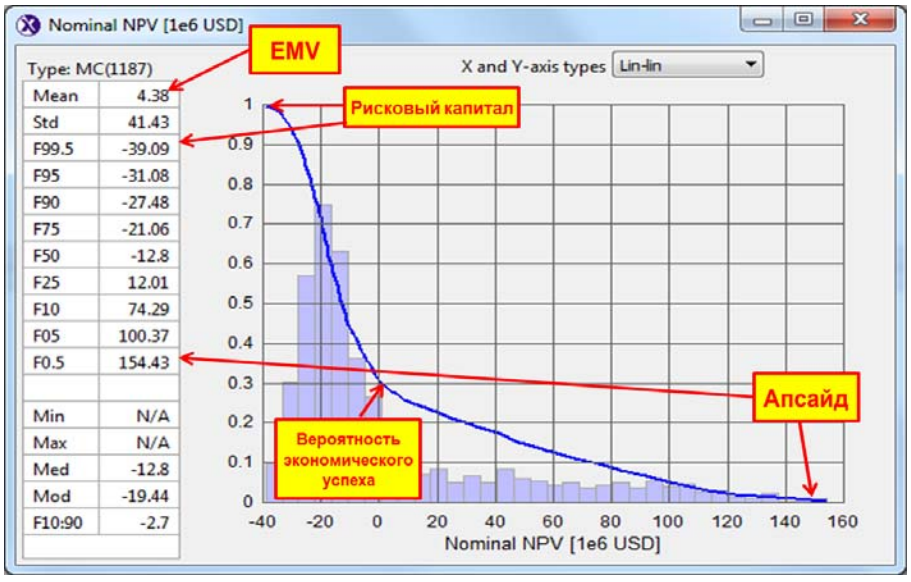


Рисунок 7: *Вероятностная оценка чистого дисконтированного дохода проекта*

Расчет извлекаемых ресурсов проекта (рис.8) является одним из результатов проведенных полноцикловых геолого-экономических расчетов.

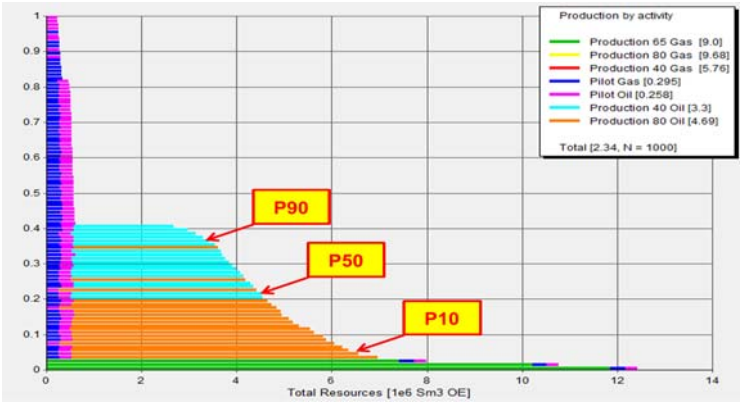


Рисунок 8: *Вероятностная оценка извлекаемых ресурсов проекта*

Результаты интегрированной вероятностной геолого-экономической оценки проекта в ПО GeoX:

Геологические ресурсы, млн.м^3 н.э.	(P90) **163** 63% нефть	(P50) **207** 51% нефть	(P10) **263** 38% нефть
Извлекаемые ресурсы, млн.м^3	(P90) **3.5** 100% нефть	(P50) **4.5** 100% нефть	(P10) **6.5** 100% нефть
Вероятность геолого-технического успеха проекта (COS)		36%	
Ожидаемая денежная стоимость (EMV), млн. долл.США		**4.4**	
Вероятность экономического успеха (COES)		30%	
Рисковый капитал (Value-at-Risk), млн. долл.США		**-39** ($NPV_{P99.5}$)	
Апсайд (Upside), млн. долл.США		**154** ($NPV_{P0.5}$)	

Список литературы

8. Haskett, W.J., and P.J. Brown, 2005, Evaluation of unconventional resource plays, SPE Annual Technical Conference and Exhibition 2005, Dallas, Texas, SPE 96879.
9. Hood K. C., D.A. Yurewicz and K.J. Steffen, 2013 Assessing continuous resources – building the bridge between static and dynamic analyses, Bulletin of Canadian Petroleum Geology, Vol. 60 (3).
10. Martin R., Baihly J., Malpani R., Lindsay G., and Atwood K. W., Understanding Production from Eagle Ford-Austin Chalk System, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2011, Denver, Colorado, SPE 145117.
11. Stabell C., Gonzales R., Langlie E., 2007, Stochastic Modelling of Shale Gas Resource Play Economics, SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium, SPE 108081.
12. Stabell, C. B., 2012, Modeling Learning in Resource Play Assessment: An Integrated Approach for Decision Support, SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium, SPE 162914.
13. Swindell, G. S., 2012, Eagle Ford Shale – An early look at ultimate recovery, SPE Annual Technical Conference and Exhibition 2012, Dallas, Texas, SPE 15820.
14. Stabell, F., Martinelli, G., Stabell, C., 2014, Effective Assessment of Resource Plays: Handling Transition Zones, SPE/EAGE European Unconventional Conference and Exhibition, Vienna, Austria, 25–27 February 2014. SPE 167724.

КРУГЛЫЙ СТОЛ – 5. ГЕОЛОГИЯ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ УГОЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ УГЛЕЙ – ОСНОВА РАЗВИТИЯ ОТРАСЛИ

М.В. Голицын, В.И. Вялов, А.Х. Богомолов, Н.В. Пронина, Е.Ю. Макарова, Д.В. Митронов, Е.В. Кузеванова (МГУ), Д.В. Макаров (ФГУНПП «Росгеолфонд»)

Угли являются одним из видов углеводородного сырья, основным способом использования которых долгое время остается энергетика. В последнее время во всем мире (и в России) все больше внимания уделяется возможности нетопливного использования углей.

В Российской Федерации имеются большие запасы углей, сосредоточенных в 22 угольных бассейнах и 143 отдельных месторождениях, имеющих различный марочный состав от Б до А (рис. 1).



Рисунок 1. *Направления технологического использования углей основных бассейнов и месторождений России.*

Балансовые запасы углей по кат. А+В+С1 составляют 194,6 млрд т, по кат. С2 – 79,3 млрд т. Забалансовые запасы оцениваются в 50,586 млрд т. Более половины всех запасов (52,5%) составляют бурые угли, остальное – каменные угли (44%) и антрациты (3,5%). Размещение разведанных запасов на территории Российской Федерации неравномерно: в европейской и уральской ее частях находятся лишь 10% от разведанных запасов, в Сибири – около 80%, на Дальнем Востоке– 10% (рис. 2).

Добыча угля ведется в 7 федеральных округах и 26 субъектах Российской Федерации. В 2014г. в стране было добыто 165,1 млн т угля (BP Statistical Review, 2014), что составляет 4,3% от общемировой добычи и обеспечивает 6-е место по этому показателю после Китая, США, Австралии, Индонезии и Индии.

Две трети разведанных запасов углей сосредоточено в пределах Кузнецкого и Канско-Ачинского бассейнов. Более половины разведанных запасов составляют высококачественные угли с невысоким содержанием золы и серы. Разведанные запасы коксующихся углей – 39,63 млрд т (20,4% от всех запасов, или 46,3% от запасов каменных углей) - в большей части (27 млрд т) сосредоточены в Кузнецком бассейне (рис. 3), в значительно меньших количествах – в Южно-Якутском (4 млрд т), Печорском (3,1 млрд т) и некоторых других. Свыше 90% запасов коксующихся углей сосредоточено

в районах Сибири и Дальнего Востока. Около половины разведанных запасов коксующихся углей (21 млн т) составляют угли особо ценных марок ГЖ, Ж, КЖ, К, ОС. Глубина разведки и оценки запасов –

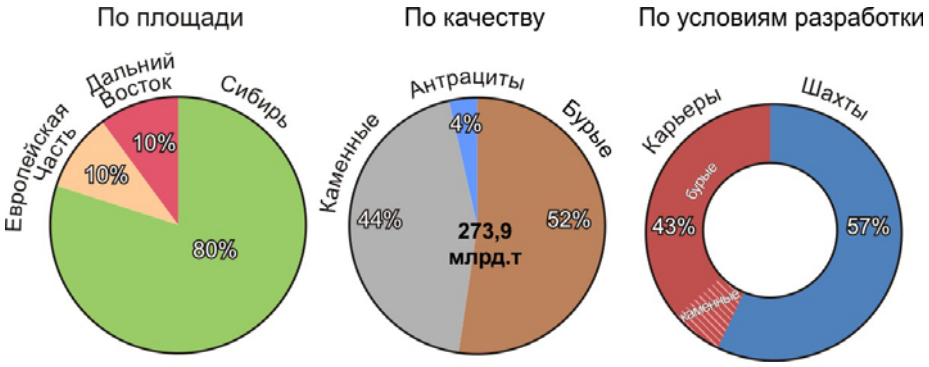


Рисунок 2. *Распределение запасов угля в России*

преимущественно 600-700 м (в отдельных бассейнах – Донецкий, Кузнецкий, Челябинский – до 1200 м). Количество разведанных запасов углей, пригодных для открытой отработки, составляет 117,66 млрд т; среди них преобладают бурые угли (93,33 млрд т). В территориальном аспекте запасы для открытой отработки на 99% сосредоточены в Сибири и на Дальнем Востоке. Запасы коксующихся углей, пригодных для открытой отработки, составляют 4,5 млрд т, или немногим более 4% (главным образом, Кузнецкий и Южно-Якутский бассейны). Балансовые запасы углей категории С2 для открытой разработки- 55,09 млрд т - размещены основном в Сибирском округе и составляют 92% от соответствующих запасов России. Забалансовые запасы для открытых работ оцениваются в 18,8 млрд т (рис. 2).

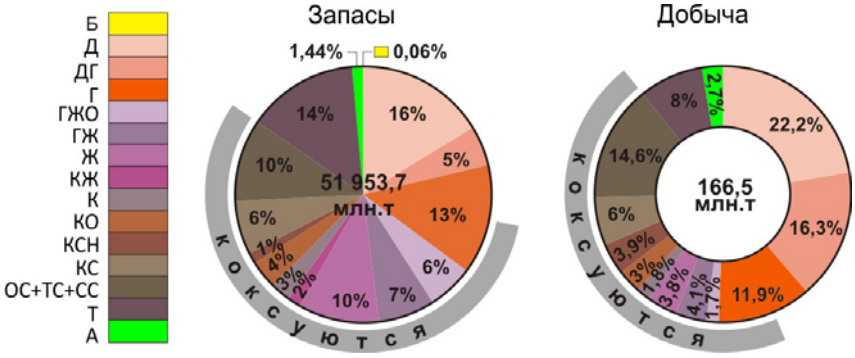


Рисунок 3. *Распределение запасов и добычи угля по маркам. Кузнецкий бассейн.*

Более половины добываемого угля (56,6%) потребляется в России, остальное (43,4%) – экспортируется. Основная доля экспорта приходится на энергетические угли, (до 87% общего экспорта), а на коксующиеся – около 13%. Основные потребители угля на внутреннем и внешнем рынке – электростанции и коксохимические заводы. При этом роль угля как энергетического сырья в нашей стране не является ведущей, лишь 27% приходится на его долю. Из неэнергетического использования безусловно лидирует коксохимичекое производство.

Тем не менее, угли являются комплексным технологическим сырьем. В зависимости от качества углей, направления их использования могут быть различными. Бурые угли могут использоваться в химической промышленности, для газификации, производства жидкого топлива, каменные – большинство марок наиболее рационально применяются в коксохимическом производстве, антрациты могут использоваться для производства карбидов, электродов, композиционных материалов. Все угли пригодны для производства адсорбентов. Кроме того, из углей можно добывать метан, а также из самих углей или их зол можно извлекать редкие, редкоземельные и благородные металлы.

Для рассмотрения потенциала использования углей России выделены три региона: Европейский, Сибирский и Дальневосточный (рис. 1), охватывающие ряд бассейнов и месторождений углей различного качества и степени изученности. Каждый регион характеризуется разной степенью

освоенности запасов, развитостью инфраструктуры, потребностью населения и промышленности в добыче и переработке углей. Выбранный подход для обобщения позволяет более укрупненно, чем непосредственно по административным округам, рассматривать соотношение запасов и добычи углей разного качества, а также наметить наиболее перспективные направления использования углей, включая нетрадиционные и комплексные методы их переработки. Каждый бассейн или месторождение нашей страны может представлять интерес для столь важных в настоящее время программ по импортозамещению и развитию инновационных технологий.

Европейский регион включает в себя Европейскую часть России, а также Уральский и Приволжский федеральные округа. В регионе сосредоточены большие запасы угля (19,3 млрд т) различного качества от бурых до анатрацитов (рис. 4), часть из которых разрабатывается (добыча всего около 16 млн т в год), подготовлена к освоению, но на большей части добывающие предприятия закрыты, разработка прекращена. В целом в регионе присутствует вся гамма углей. Значительными запасами антрацитов обладает восточная часть Донбасса, каменные угли сосредоточены в основном в Донецком (вост.часть) и Печорском бассейнах, основной резерв бурых углей – в Подмосковном. На сегодняшний день добыча ведется лишь в Печорском и Донецком каменноугольных бассейнах, бурые угли разрабатываются на отдельных площадях Уральского округа. Следует отметить существенную нехватку собственных объемов добычи для покрытия потребностей региона, где сосредоточены большие промышленные мощности страны и высокая плотность населения.

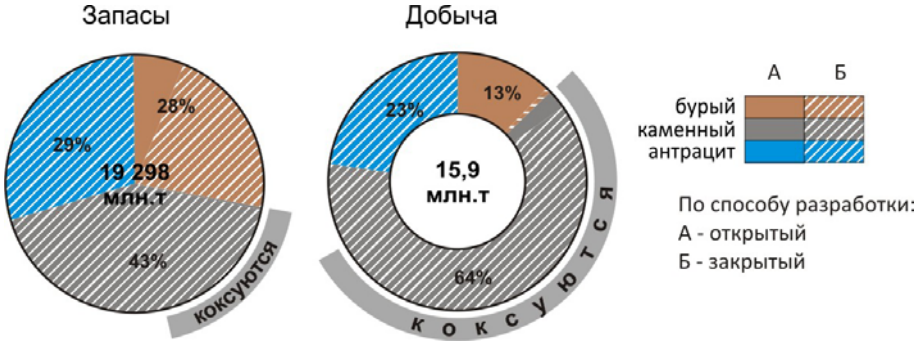


Рисунок 4. *Распределение запасов и добычи угля. Европейский регион.*

В регионе есть перспективы извлечения метана угольных пластов, который может быть использован для местных нужд. В настоящее время угли используются в энергетике (включая антрациты Ростовской области), незначительная часть идет на коксохимическое производство (Печорский бассейн), значительная часть углей экспортируются.
На базе бурых углей Подмосковного бассейна возможно возобновить переработку углей для получения синтетического жидкого топлива (опытно-промышленное предприятие в Новомосковске в настоящее закрыто), получения газа и продуктов сельскохозяйственного назначения. В Ростовской области необходимо рассматривать антрациты как технологическое сырье, которое в настоящее время используется преимущественно в энергетических целях, что существенно снижает их стоимость.

В **Сибирский регион** входят крупнейшие по запасам и современной добыче бассейны угля: Кузнецкий, Горловский, Канско-Ачинский, Иркутский, Минусинский, Улугхемский, Таймырский, Тунгусский, а также месторождения Забайкалья и Бурятии. Подавляющая часть разведанных запасов и, тем более, добычи располагаются в южной Сибири, где сосредоточена основная часть населения, располагаются главные транспортные магистрали, которые и обеспечивают работу угледобывающих предприятий. Северная часть региона включает угольные бассейны-гиганты: Тунгусский и Таймырский. Однако удаленность от потребителей и неосвоенность отодвигает их востребованность в далекое будущее.
Балансовые запасы угля составляют 154, 4 млрд т, из которых бурые – 83,6, каменные – 69,6 (из них 47% коксуются), антрациты – 1,2 млн т (рис. 5). Больше половины запасов всех углей региона сосредоточено в Канско-Ачинском бассейне и представлено бурыми углями. При этом больше 60%

всех добываемых углей составляют каменные угли Кузбасса - крупнейшего угольного бассейна страны. Балансовые запасы бассейна составляют 51 954 млн т, в том числе коксующиеся угли – 28 056 млн т. Марочный состав бассейна представлен всем спектром углей от бурых до антрацитов. Добыча угля составляет 166,5 млн т в год.

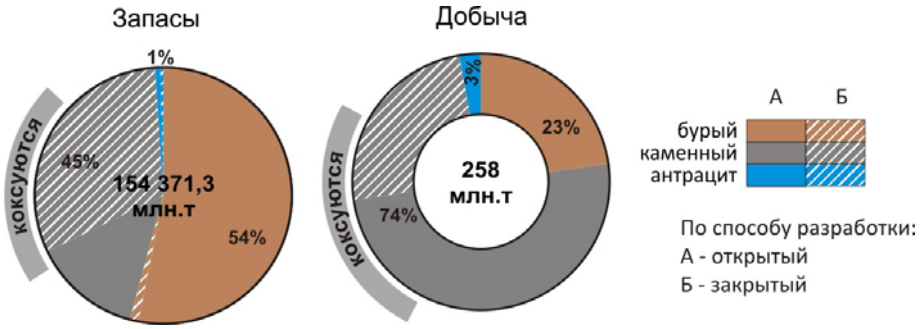


Рисунок 5. *Распределение запасов и добычи угля. Сибирский регион.*

Все бассейны и месторождения, эксплуатирующиеся в регионе, обладают развитой инфраструктурой, используют оптимальные условия разработки, что и является залогом их успешности. Основная часть добычи осуществляется именно здесь. Обеспеченность запасами в большинстве бассейнов составляет не менее 100 лет.

В регионе добываются самые разнообразные по качеству угли: от бурых до антрацитов; некоторые содержат редкие и рассеянные элементы, есть возможность попутного и самостоятельного извлечения метана. Однако применение сибирских углей осуществляется только в трех направлениях: энергетическом, для производства кокса, для получения различных углеродистых материалов (антрациты). Эти направления утилизации углей вполне традиционны, они не включают ни использование бурых углей как сырья для химической переработки, ни газификации и получения жидкого топлива, ни производства адсорбентов, ни извлечения широкого ряда редких элементов.

В **Дальневосточном регионе** расположены 14 угольных бассейнов, среди которых: Южно-Якутский, Омсукчанский, Аркагалинский, Буреинский, Партизанский, Раздольненский каменноугольные, Бикино-Уссурийский, Ханкайский, Угловский буроугольные, Ленский, Анадырский, Зырянский, Беринговский и Сахалинский бассейны бурых и каменных углей, а также ряд угленосных площадей и отдельных угольных месторождений.

Балансовые запасы составляют 19 980 млн т, из которых бурые – 11 870, каменные – 8 100, антрациты – 28 млн т (рис. 6). В недрах Дальнего Востока содержатся угли практически всех марок, однако наибольшую долю запасов составляют бурые и каменные коксующиеся угли. Почти половина запасов угля сосредоточена в Южно-Якутском и Ленском бассейнах, расположенных на территории республики Саха. На Южно-Якутский бассейн приходится больше половины добычи всего каменного угля региона. Крупнейший по запасам бассейн бурых углей – Ленский, однако на сегодняшний день добыча угля в нем почти не ведется в связи с труднодоступностью и незначительным населением района. Более 60% добычи бурого угля обеспечивают буроугольные бассейны и месторождения Приморья. Все антрациты сосредоточены в Омсукчанском бассейне.

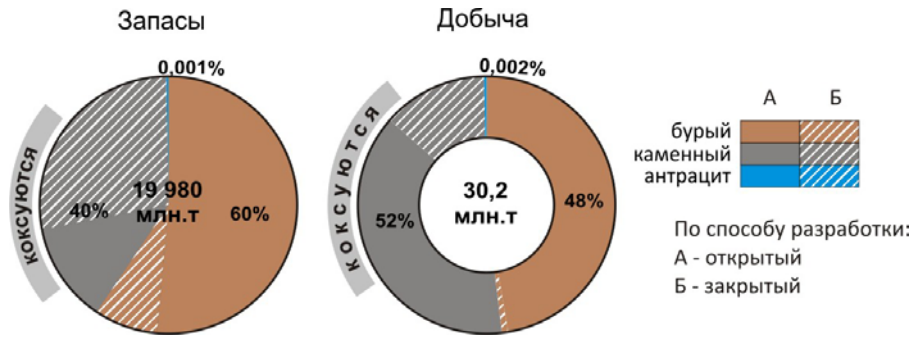


Рисунок 6. *Распределение запасов и добычи угля. Дальневосточный регион.*

Большая часть каменных углей региона пригодна для коксования, кроме того, они могут использоваться для газификации. Бурые угли пригодны для получения жидкого топлива и удобрений, но главным перспективным направлением использования бурых углей региона является их использование в качестве комплексного редкометалльного сырья. В нашей стране бурые угли являются основным и единственным источником германия, добыча которого в настоящее время ведется на Павловском буроугольном месторождении. Кроме того, угли региона содержат повышенные концентрации Be, Sc, W, U, Mo, Ag, Pt, редких земель и др. элементов, и в будущем, с совершенствованием технологий извлечения, смогут использоваться для попутной добычи этих элементов.

Возможность использования угля как комплексного сырья повышает его экономическую ценность. В настоящее время продукты технологической переработки углей (углеродистые материалы, адсорбенты, гуминовые удобрения для сельского хозяйства и др.) импортируются в страну, добыча сопутствующих металлов ведется только на одном месторождении и только для одного элемента (Ge), проекты по добыче угольного метана находятся на начальном этапе развития. Это подтверждает необходимость развития угольной отрасли в широком аспекте.
Для успешного развития высокотехнологичных способов переработки углей необходимо использовать имеющиеся в регионах высококвалифицированные кадры и развитую инфраструктуру, что, в свою очередь, будет способствовать созданию новых производств.

КОСВЕННЫЕ УГЛЕПЕТРОГРАФИЧЕСКИЕ ПРИЗНАКИ ПРОЯВЛЕНИЯ ГФН В ОСАДОЧНЫХ ПОРОДАХ

Пронина Н.В. (МГУ), Леоненко А.В. (Тихоокеанская угольная компания), Лужбина М.С. (МГУ)

Углепетрографические исследования имеют богатый опыт микроскопического изучения собственно углей, представляющих органическое вещество (ОВ) в концентрированной форме. Изучение рассеянного органического вещества (РОВ) микроскопическими методами началось относительно недавно.

Главным стимулом развития методик качественного и количественного анализов в исследовании РОВ стала потребность детальной характеристики ОВ нефтематеринских пород. Само направление углепетрографических исследований теперь часто называют «органической петрологией». Основные сведения по нефтематеринским породам обеспечиваются комплексом геохимических анализов, в ходе которых порода подвергается разрушению и первичное распределение ОВ, его взаимоотношения с минеральным веществом установить не представляется возможным. Микроскопические анализы, проводимые по образцам, отобранным из обнажений или керна скважин, могут продемонстрировать особенности структуры и состава любого ОВ, а также формы его выделений в породе. Это преимущество и послужило основанием для внедрения микроскопических исследований в нефтяную геологию.

Интересы нефтяников со временем меняются и сегодня внимание обращается на объекты, которые ранее не рассматривались. Так, нижнепалеозойские отложения некоторых регионов Восточной Сибири и Европейской части России начинают изучаться с точки зрения сланцевого газа, а девонские отложения, известные как доманиковые, могут служить источником сланцевой нефти.

При изучении средне-позднедевонских и раннекаменноугольных отложений Восточно-Европейской платформы было обнаружено много интересных, с точки зрения органической петрологии, явлений.

Методика.

Углепетрографические методы исследования включают, как правило, микроскопическое изучение образцов пород в отраженном простом и ультрафиолетовом свете (УФ свете). Для изучения состава органических компонентов проводится мацеральный анализ, а для получения количественного параметра степени преобразованности ОВ определяется показатель отражения витринита.

Результаты *мацерального анализа* могут использоваться при определении типа ОВ и для восстановления фациальных обстановок накопления отложений, поэтому определенная корреляция с результатами как литологических, так и геохимических исследований всегда предполагается.

Среди органических мацералов выделяются три группы: витринита, инертинита и липтинита. Первые две группы характерны только для гумусового ОВ (крайне редко встречающегося в отложениях девона), зато группа липтинита объединяет очень много разнообразных мацералов гумусовой и сапропелевой природы. В последние годы в группу липтинита включены и такие новообразования как эксудатинит, битуминит и другие.

Традиционно изучение мацерального состава проводится в простом отраженном свете. Однако некоторые мацералы группы липтинита, особенно когда они входят в состав тонкодисперсной смеси с минеральным веществом, с трудом выявляются при таких микроскопических исследованиях. Характерной особенностью липтинитов являются их люминесцентные свойства. В УФ свете эти мацералы светятся очень ярко и даже в тех случаях, когда новообразованные битумы в виде пленок присутствуют в межзерновом пространстве, их содержание в породе становится очевидным. Возможность изучения РОВ методами люминесцентной микроскопии расширило применение углепетрографических методов в нефтяной геологии. Теперь распределение РОВ в породе можно увидеть с большой наглядностью, что и послужило основанием для включения мацерального анализа в УФ свете в комплекс использованных авторами методов.

Определение показателя отражения витринита уже давно вышло за рамки чисто угольной петрологии, это метод, в широком смысле слова, органической петрологии .Показатель отражения витринита (RV,%) используется для определения степени преобразованности ОВ и вмещающих его пород, а также как палеотемпературный параметр, в том числе, в геологическом моделировании.

Методика определения RV,% хорошо отработана и защищена международным и Российским стандартами (ISO 7405.5, ГОСТ…). При этом, некоторые проблемы в применении методики еще существуют. В самом названии метода присутствует термин «витринит», это значит, что определения показателя отражения рекомендовано проводить по данному мацералу гумусовой природы. Не во всех отложениях могут быть обнаружены витриниты и поэтому была разработана альтернативная методика замера показателя отражения по другим органическим мацералам.

Исследования по этому вопросу проводились разными авторами [Landis, Castaño, 1994, Jacob, 1985 и др.]. Была установлена зависимость показателя отражения мацерала или биокласта, используемого в качестве альтернативного витриниту (RB,%), и собственно витринита (RV,%). Эта зависимость выражается формулой (примером может служить формула, предложенная одним из наиболее авторитетных ученых [Jacob, 1985]):

$$RV,\% = 0{,}668 \times RB,\% + 0{,}40,$$

где $RV_b,\%$ - фактический замер, выполненный по битуму, аморфному ОВ или др.;

RV,% % - значение, полученное при пересчете и называемое «эквивалентом RV%» - $RV_{экв},\%$.

В настоящее время продолжают появляться все новые сведения о попытках сравнений истинного RV,% и $RV_{eq\text{-}экв},\%$. В качестве эквивалентов используются конодонты, витринитоподобное ОВ и даже - параметры спектра люминесцентного свечения (Schmidt et al.,2015).

Подобные модификации метода определения показателя отражения «витринита» должны учитывать разнообразие мацералов, используемых в качестве эквивалентов, стадиальный момент при сравнении показателей (по мере катагенеза разница RV%» - $RV_{экв},\%$ изменяется) и согласовываться с геохимическими характеристиками ОВ.

Исследователи не выработали еще единого подхода в методике использования $RV_{экв},\%$, поэтому любые новые достижения в этом направлении приветствуются.

Показатель отражения витринита получил широкое использование в геологии благодаря своему численному выражению, что всегда удобно при любых количественных оценках. Но отмечается ряд качественных оптических характеристик, которые дают дополнительную информацию о преобразованиях в органических мацералов и фиксируют отдельные этапы этих трансформаций.

К таким качественным характеристикам следует отнести:

1. Наличие пленок и примазок битумов между минеральными зернами и слойками, или вокруг отдельных органических мацералов;
2. Люминесценция липтинитов;

3. Изменение окраски липтинитов (в простом свете);
4. Образование эксудатинита, в том числе и «внутри витринита»;

Практически все обозначенные признаки связаны с мацералами группы липтинита. Липтиниты имеют самый низкий показатель отражения среди органических микрокомпонентов и поэтому в простом отраженном свете они темно-серого цвета. Иногда приходится наблюдать, что цвет липтинитов приобретает коричневатый оттенок, а контуры мацерала размазываются или полностью пропадают. Вместо мацерала остается коричневатый налет похожий на битумную пленку. Подобные трансформации сопровождаются интенсивным желтым свечением в УФ свете. Причем контуры мацерала имеют прежнюю, четкую морфологию (рис1).

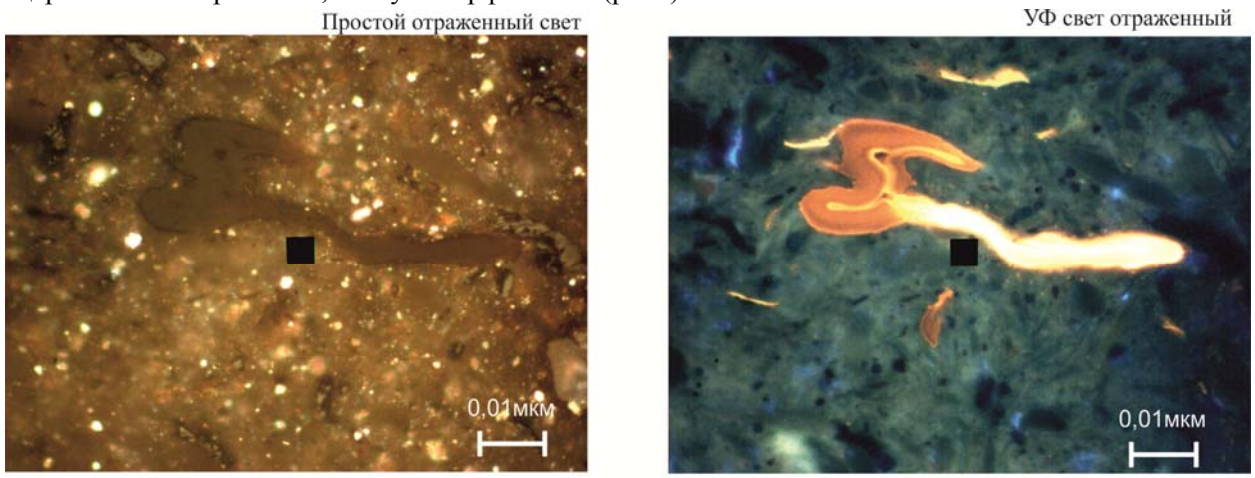


Рис.1. Изменение оптических характеристик липтинита. Поволжье, Пешковская площадь, D2.

Подобные изменения оптических свойств липтинитов свидетельствуют о процессе образования жидких УВ из исходного ОВ. Если исходное ОВ полностью перешло в жидкое состояние, то в породе видны пленки битумов, если же кроме жидких УВ осталось вещество в твердой фазе, то оно называется разными авторами «твердыми битумами», «битуминитом», «аморфным ОВ», «протобитумом», «витринитоподобным ОВ» и др. Это многообразие терминов, большинство из которых относится к одним и тем же мацералам, должно будет в ближайшем будущем выстроиться в систему. Это произойдет, скорее всего, после того, как будет опубликована новая классификация мацералов группы липтинита.

Описанные признаки сопровождают нефтеобразование и соответствуют зоне «нефтяного окна» по показателям RV%.

Более детальная корреляция различных оптических параметров и сопоставление их с данными геохимических исследований представляют большой интерес и являются предметом многих научных исследований, а одновременно - дискуссий в настоящее время.

Список литературы:

Landis, C.R., Castaño, J.R., 1995.Maturation and bulk chemical properties of a suite of solid hydrocarbons. Org. Geochem. 22, 137–149.

Schmidt,J. S., Araujo C.V., Souza I., V.A.F., Chagas R.B.A., 2015. Hydrous pyrolysis maturation of vitrinite-like and humic vitrinite macerals: Implications for thermal maturity analysis. International Journal of Coal Geology. 144-145, pp. 5-14.

Qingyong Luo , Ningning Zhong, Jing Qin,, Kewen Li, Yanqi Zhang, YannianWang, Ling Ma, 2014.Thucholite in Mesoproterozoic shales from northern north China:Occurrence and indication for thermal maturity. International Journal of Coal Geology. 125, pp. 1-9.

Jacob H., 1985, Disperse solid bitumens as an indicator for migration and maturity in prospecting for oil and gas. Erdol und Kuhle 38, 365-366

ОЦЕНКА РЕСУРСОВ МЕТАНА УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ И ЕГО ДОБЫЧИ В РОССИИ

Макарова Е.Ю., Митронов Д.В. (МГУ им. М.В.Ломоносова, геологический факультет)

Метан является сопутствующим углю компонентом. Его доля в составе газов угольных пластов колеблется от 0-70 % в зоне газового выветривания до 70-98 % в зоне метановых газов. Практически до конца XX в. метан угольных пластов (МУП) рассматривался в качестве попутного полезного ископаемого, значительно осложняющего процессы разведки и разработки угольных месторождений. В конце 80-х годов XX в. появились сведения о его широкомасштабной промышленной добыче в США в бассейнах Блек Уорриор и Сан Хуан.

В связи с началом промышленного освоения этого полезного ископаемого возник термин «метаноугольное месторождение», который предусматривает возможность самостоятельной промышленной отработки двух взаимосвязанных компонентов угленосной толщи – угля и метана. Кроме того, заблаговременная дегазация шахтных полей удешевляет последующую добычу угля за счет снижения затрат на вентиляцию и мероприятия по предотвращению внезапных выбросов угля и газа.

В настоящее время существует два основных способа добычи метана из угленосных отложений. Первый – извлечение метана как попутного полезного ископаемого при дегазации горных выработок как действующих, так и закрытых шахт (шахтный метан или СММ). Второй – извлечение метана как самостоятельного полезного ископаемого из угольных пластов скважинами, пробуренными с поверхности (МУП или CBM). Второй способ является более продуктивным, т.к. эффективность извлечения метана из угольных пластов составляет 60-70 %, а в некоторых случаях достигает 80 %, при концентрации метана в газовой смеси 75-98 %. При традиционной дегазации эти показатели значительно ниже – эффективность дегазации в среднем не превышает 10-20 %, при содержании метана в газовой смеси 30-45 % [3].

Помимо добычи и использования каптированного газа, добыча и утилизация метана, как самостоятельного полезного ископаемого успешно проводится в некоторых странах (на 2011 г.): США (55 млрд. $м^3$), Канада (9,3 млрд. $м^3$), Австралия (5,5 млрд. $м^3$), КНР (1,4 млрд. $м^3$). Еще ряд стран проводит опытно-промышленные испытания на перспективных площадях (Россия, Индия, ЮАР, Индонезия).

Мировая промышленная добыча метана угольных пластов будет неукоснительно расти и к 2020-2030 гг. может достигнуть 100-150 млрд $м^3$ в год, а в перспективе эта цифра составит 470-600 млрд. $м^3$ в год (15-20 % добычи природного газа). В мире угленосные бассейны расположены на территории около 70 стран, а прогнозные ресурсы угольного метана в них по разным оценкам российских и зарубежных специалистов составляют от 84 до 360 трлн $м^3$.

Предварительная оценка метаноносности угольных пластов бассейнов и месторождений России базировалась, прежде всего, на многолетних обязательных исследованиях метаноносности углей при проведении геологоразведочных работ. На сегодня прогнозные ресурсы угольного метана в Российской Федерации оцениваются неоднозначно, по данным зарубежных исследователей они колеблются в пределах 17-113 трлн $м^3$ [6], по данным ОАО «Газпром» они составляют 83,7 трлн $м^3$ [4], по данным ВНИГРИуголь (2006г.) – 51,9 трлн $м^3$. Распределение ресурсов угольного метана по основным бассейнам и месторождениям приведено на рисунке 1.

Как видно из рисунка наибольшую долю в ресурсах угольного метана имеют Западно-Сибирский, Тунгусский, Ленский, Таймырский, Кузнецкий и Печорский бассейны. Возможные ресурсы первых трех бассейнов-гигантов, а также Таймырского не рассматриваются, т.к. угленосные отложения залегают на больших глубинах, слабо изучены, инфраструктура слабо развита и отсутствуют потребители газа. Их роль может учитываться в газогенерационном потенциале нефтегазоносности осадочного чехла бассейнов. Только Кузнецкий и Печорский из перечисленных бассейнов могут рассматриваться как потенциально пригодные для разработки в связи с большей изученностью, освоенностью, наличием потребителей и, что самое важное, необходимостью в дегазации угольных пластов.

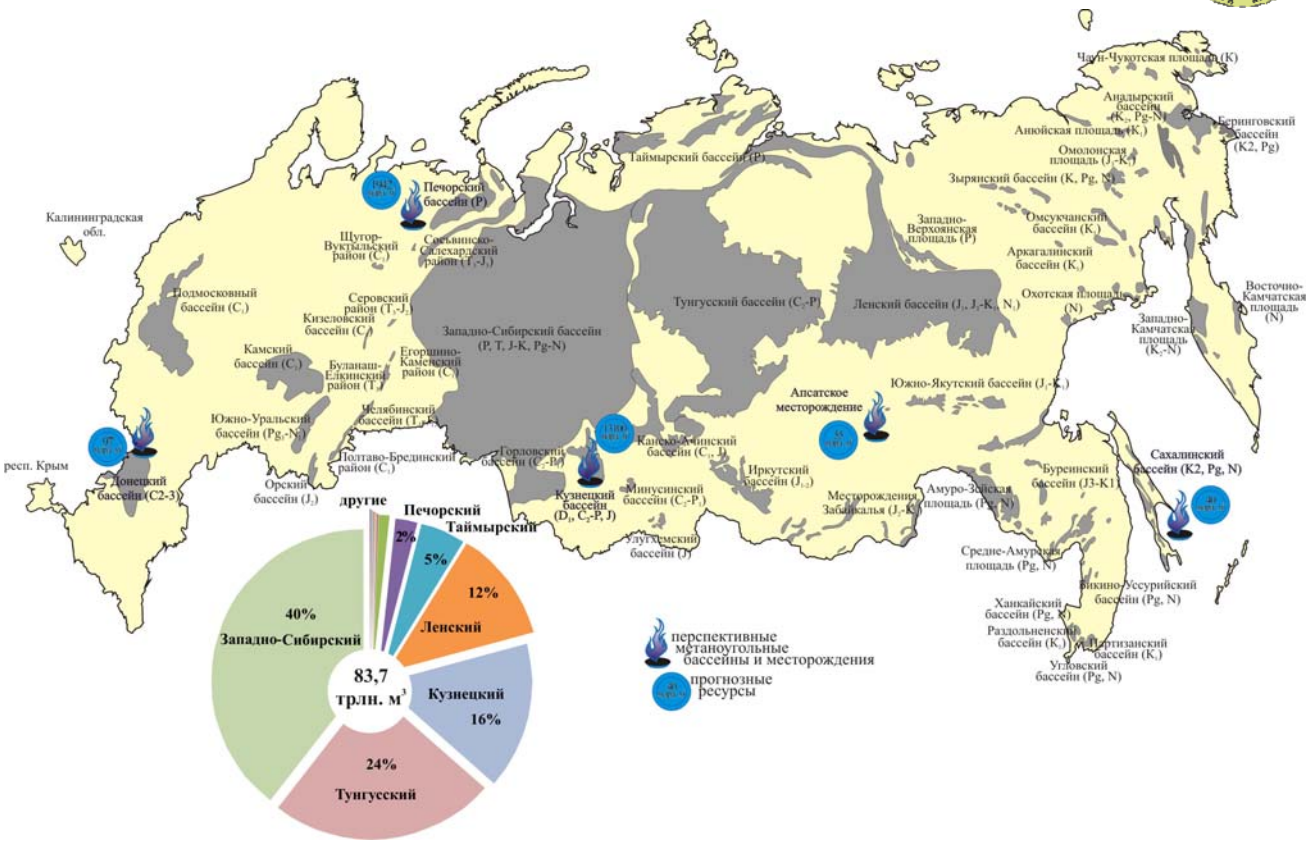


Рисунок 1. *Прогнозные ресурсы метана угольных пластов Российской Федерации.*

Однако, помимо ресурсного потенциала, при выборе объектов для развития углеметанового промысла следует учитывать и плотность ресурсов метана. Для сравнения приведены гистограммы распределения ресурсов метана и плотности ресурсов по отдельным площадям этих двух наиболее перспективных бассейнов России (рис. 2) по оценке ВНИГРИуголь (2006). Такой анализ делает отдельные объекты наиболее привлекательными для возможных инвестиций в добычу метана, как самостоятельное полезное ископаемое. Как видно из приведенных графиков наибольший интерес представляет также Кузнецкий бассейн (Нарыкско-Осташкинская и Талдинская площади). Именно на базе этих площадей начала в России создаваться «углегазовая отрасль», которая в настоящее время все еще находится в стадии экспериментальных работ. В 1992 году было организовано ЗАО "Метан Кузбасса" и его дочернее предприятие геолого-промысловая компания "Кузнецк". С 2001 г. в этих работах принимает участие ОАО «Газпром» [2].

В результате опытно-промышленной добычи в 2010 году на Талдинском метаноугольном месторождении было извлечено более 5 млн м^3 газа, а в 2014 на Талдинском месторождении и Нарыкско-Осташкинской площади – более 10 млн м^3 [5]. Результатом этих исследований явилось признание в конце 2011 г. метана угольных пластов новым видом полезных ископаемых в России (приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 22 ноября 2011 года №570-ст). С целью государственной поддержки, стимулирования и заинтересованности добывающих компаний в освоении месторождений и добычи метана Федеральным законом РФ от 29 декабря 2012 года № 278-ФЗ с 1 января 2013 года метан угольных пластов внесен в перечень видов добытого полезного ископаемого в качестве объекта, необлагаемого налогом на добычу полезных ископаемых.

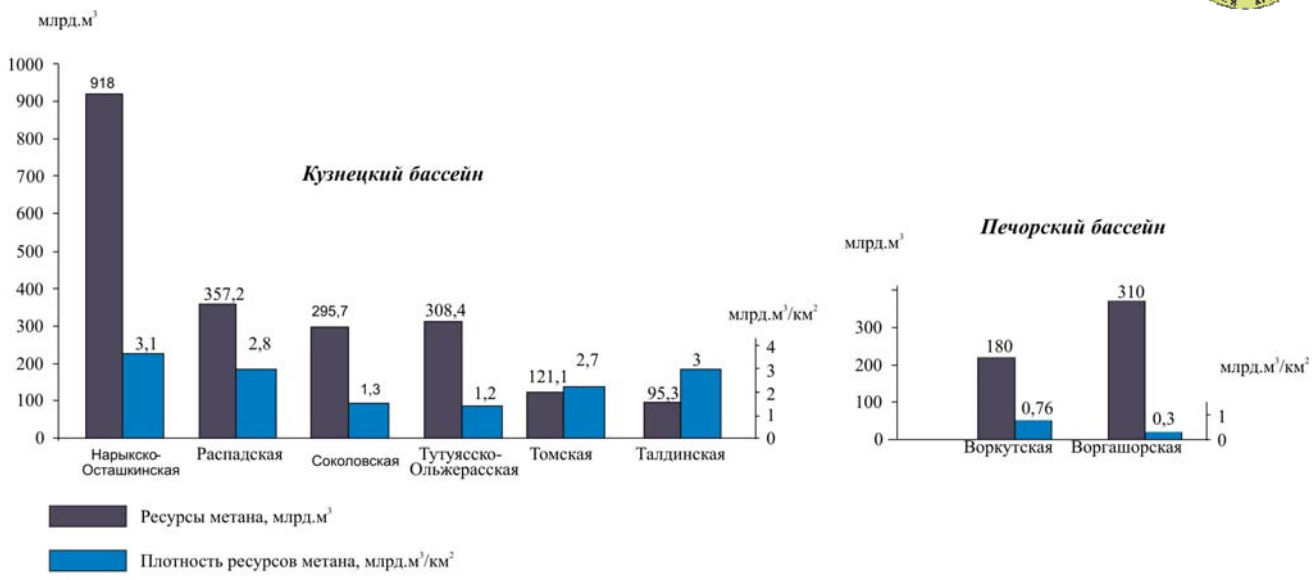


Рисунок 2. *Распределение ресурсов и плотности ресурсов метана угольных пластов на отдельныхплощадях Кузнецкого и Печорского бассейнов России (по ВНИГРИуголь, 2006).*

Конечной целью основных документов, регламентирующих приемы, способы и устройства для оценки газоносности угольных пластов на месторождениях России, действующие в настоящее время – инструкции по определению и прогнозу газоносности угольных пластов и вмещающих пород при геологоразведочных работах (1977, 1988) является лишь оценка уровня категорийности месторождений по газовому фактору. Так как метан угольных пластов является относительно новым полезным ископаемым, законодательная база по государственному регулированию, системные нормативные акты, методические инструкции для метаноугольных месторождений только разрабатываются. Необходимо введение понятия «метаноугольное месторждение» и пересмотр основного фонда учтенных запасов углей с учетом возможности самостоятельной добычи метана из угольных пластов. Это, безусловно, длительная работа, необходимая для учета нового введенного в перечень полезного ископаемого, но при условии развития углеметанового промысла такой подход представляется наиболее верным. В настоящее время на учете Государственного кадастра месторождений состоит всего одно метаноугольное месторождение.

Практика стран, добывающих метан угольных пластов, показала, что решение проблем с добычей метана на угольных месторождениях сводится не только к геологическим, но и к технологическим решениям его извлечения. Неразгруженный от горного давления угольный пласт необходимо рассматривать как нетрадиционный коллектор с низкой проницаемостью, в котором большая часть газов находится в сорбированном состоянии и не подчиняется газовым законам. Определение общих и промышленно-извлекаемых запасов угольного метана, как самостоятельного полезного ископаемого, локализованных в пределах установленных метаноносных зон в угольных пластах, является главным направлением поисков при оценке перспективных участков нераспределенного фонда недр.

В настоящее время в России посчитаны только прогнозные ресурсы, а на отдельных месторождениях – начальные геологические запасы угольного метана. Методика подсчета извлекаемых запасов только разрабатывается. Отсутствие апробированной методики является одним из основных факторов, сдерживающих развитие этой отрасли в настоящее время. На базе методики подсчета промышленно-извлекаемых запасов должна быть создана методика лицензирования комплексных метаноугольных месторождений. Присвоение отдельным месторождениям категории «метаноугольных» на базе проведенного анализа потенциальной метаноносности угленосных отложений повлечет за собой необходимость в переоценке запасов этих объектов, как на первоочередных участках, так и по всей стране.

Решение проблем добычи метана из угольных пластов возможно только с применением инновационных технологий [1], только комплексный подход с учетом геологических,

технологических, экономических, социальных и правовых аспектов позволит решить проблему организации метаноугольных промыслов и добычи метана из угольных пластов в угленосных бассейнах. Добыча метана угольных пластов и его использование для местного газоснабжения особенно важна для экономического развития угледобывающих регионов нашей страны.

Список литературы

1. Голицын М.В., Богомолов А.Х., Вялов В.И. и др. Метаноугольные бассейны и месторождения России. Пути решения проблем добычи метана из угольных пластов // Геология нефти и газа. - 2013. - № 3. - С. 88-95.
2. Золотых С.С., Карасевич А.М. Проблемы промысловой добычи метана в Кузнецком бассейне. – М.: Изд-во «ИСПИН», 2002. – 570 с.
3. Руководство по наилучшей практике эффективной дегазации источников ме-тановыделения и утилизации метана на угольных шахтах. Серия публикаций ЕЭК по энергетике.– Нью-Йорк, Женева: Изд-во ООН, 2010. – № 31. – 87 с.
4. Сторонский Н.М., Хрюкин В.Т., Митронов Д.В., Швачко Е.В. Нетрадиционные ресурсы метана угленосных толщ // Российский химический журнал. – 2008. – Т. LII. – № 6. – С. 63–72.
5. Черепанов В.В. Гигантский потенциал // Газпром (корпоративный журнал), № 1-2, 2012. – С. 12-17.
6. Boyer II, C.M., Bai, Q. Methodology of coalbed methane resource assessment. International Journal of Coal Geology 35. – 1998. - Vol. 35, № 1/4. - P. 349-368.

НОВАЯ ПАРАДИГМА ОБЩНОСТИ И СВЯЗИ УСЛОВИЙ ОБРАЗОВАНИЯ ТВЕРДЫХ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ И ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ

Вялов В.И., Голицын М.В., Пронина Н.В., Макарова Е.Ю.
(МГУ им. М.В.Ломоносова, геологический факультет)

Проблема взаимоотношений угленосных и нефтегазоносных формаций является одной из фундаментальных проблем геологии. Она имеет не только теоретическое, но и большое практическое значение. Угленосные формации и сам ископаемый уголь, ресурсы которого оцениваются в десятки трлн тонн - потенциальный мощный генератор жидких и особенно газообразных углеводородов, которые при благоприятных условиях могли образовать месторождения нефти и газа.

На территории России можно привести много примеров тесной связи угленосных и нефтегазоносных бассейнов. На севере и северо-западе Донецкого угольного бассейна, находящегося на юго-восточном продолжении Днепровско-Донецкой нефтегазоносной впадины, известно свыше 45 месторождений нефти и газа в отложениях каменноугольного возраста. Каменноугольные отложения Донбасса заключают десятки угольных пластов мощностью 0,5 – 2 м. В Кузнецком угольном бассейне, особенно в зоне распространения длиннопламенных и газовых углей, известны многочисленные нефте- и газопроявления. На юге Печорского угольного бассейна известны нефте- и газопроявления и нефтяное месторождение. В Камском угольном бассейне в Приуралье пласты угля, местами достигающие мощности до 30 м, чередуются в разрезе с залежами газа. Прикаспийский нефтегазоносный бассейн - продуктивны мощные толщи палеозоя, мезозоя и кайнозоя, а угли заключены в этих толщах.

Образования триаса, юры и мела Западно-Сибирского НГБ заключают многочисленные месторождения нефти (на юге) и газа (в центре и на севере), образующих 29 нефтегазоносных комплексов (НГК). Но бассейн содержит и пласты угля в отложениях верхнего палеозоя, особенно много пластов угля в осадках мезозоя (переслаивающихся здесь с залежами нефти и газа НГК) и кайнозоя. Мощность угольных пластов 0,5-12 м. На Комсомольском, Уренгойском, Тазовском, Русском месторождениях, в Надым-Пурской, Пур-Тазовской, Ямальской и Гыданской областях в меловых отложениях число вскрытых бурением угольных пластов колеблется от 10 до 30, а их суммарная мощность достигает нескольких десятков метров. Угли каменные и бурые, витринитовые, с повышенным содержанием липтинита в центральных и южных районах, где основное значение имеют нефтяные месторождения. В Западной Сибири ресурсы угля оцениваются в несколько триллионов или даже первых десятков трлн. тонн. Поэтому ЗСНГБ можно назвать и Западно-Сибирской угольной провинцией.

Угленосные толщи Западной Сибири рассматривались Н.Н. Немченко как мощные генераторы углеводородов (одна тонна каменного угля в процессе метаморфизма генерирует 200 - 250 куб. м газа) [2]. Уголь может генерировать не только газ, но и жидкие углеводороды, особенно если уголь содержит повышенное количество липоидных компонентов. При благоприятных условиях эти углеводороды образуют самостоятельные месторождения нефти и газа.

Переинтерпретация В.И. Вяловым имеющихся данных [3] по угленосности мезозоя Западно-Сибирской плиты показывает отчетливое пространственное совмещение областей распространения повышенных (более 10 м) мощностей суммарного угольного пласта как юрских, так и меловых отложений Западной Сибири, с месторождениями нефти и газа мезозойского чехла (рис. 1).

Месторождения нефти, газа и максимумы угленосности отчетливо тяготеют к рифтовым зонам, надрифтовым желобам). В мезозойскую эру над рифтами развивались протяженные и узкие отрицательные структуры, заполнявшиеся осадочным минеральным и органогенным материалом. На основании пространственного совпадения зон нефтегазоносности и угленосности в Западной Сибири просматривается прямая генетическая связь между процессами их формирования, образование углеводородов и углей в крупнейшем осадочном палеобассейне из отложившегося в нем древнего ОВ.

В Ленском нефтегазоносном бассейне присутствуют многочисленные пласты угля рабочей мощности - 1 - 10 м, которые относят к *Ленскому угольному бассейну. Сахалинский нефтегазоносный бассейн* содержит продуктивные отложения мелового, палеогенового и неогенового возраста, особенно в северной части острова и примыкающей акватории Охотского моря. Многочисленные месторождения бурого (на юге) и каменного (в центре и на севере острова) угля объединены в

Сахалинский угольный бассейн мелового и кайнозойского возраста. Месторождения нефти, газа и особенно угля расположены также на *Северо-Востоке России и Камчатке.*

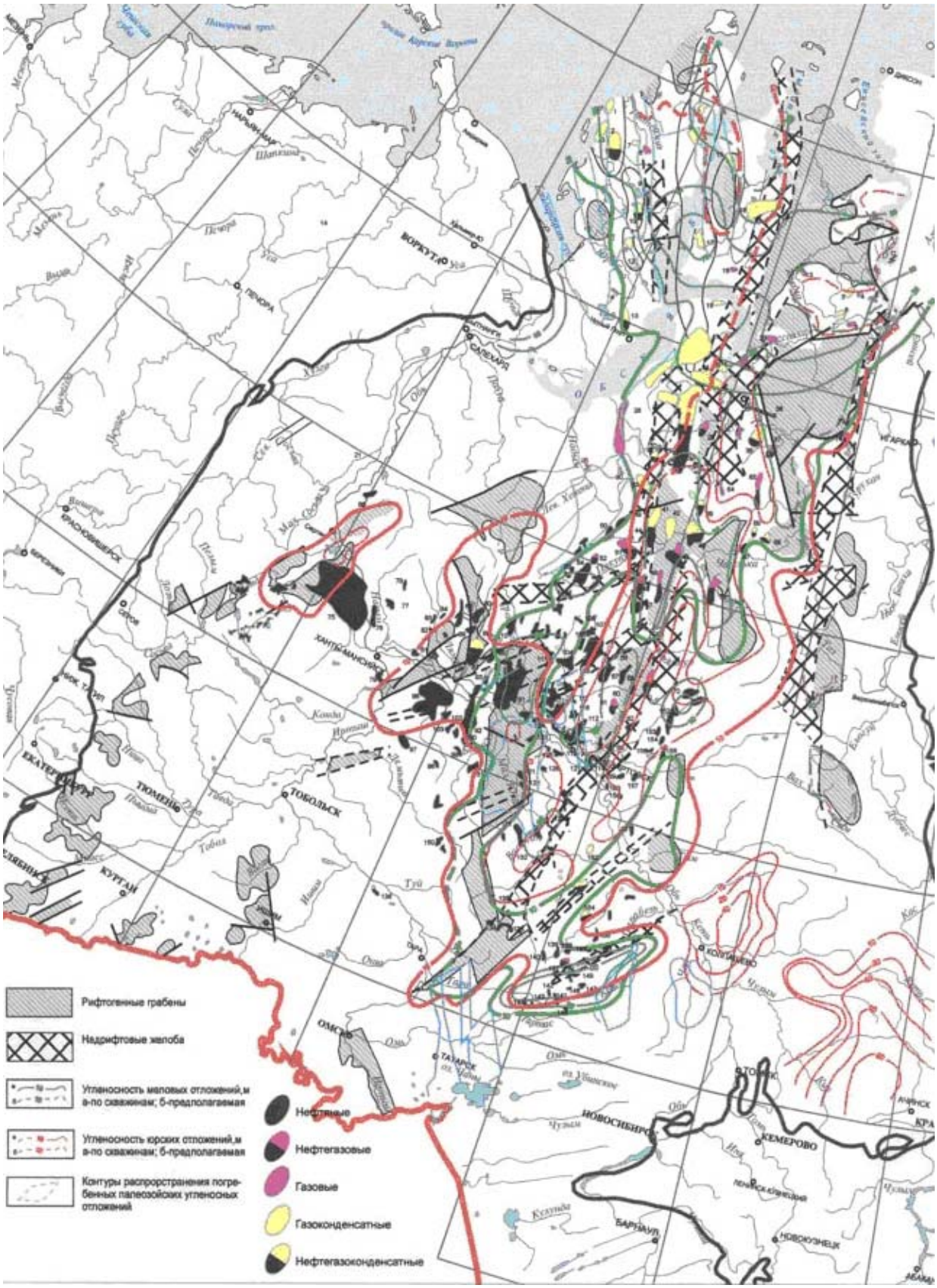


Рисунок 1. *Связь нефтегазоносности и угленосности в Западной Сибири.*

Характер соотношения угленосных и нефтегазоносных формаций может быть различным. Они чередуются в разрезе (Западная Сибирь, Ленский бассейн), переходят одна в другую по площади (мезозой Мангышлака, карбон Донбасса, пермь Печорского бассейна). Угленосные отложения часто подстилают нефтегазоносные и обеспечивают дополнительный подток углеводородов для формирования месторождений нефти и газа. К сожалению, в большинстве нефтегазоносных бассейнов изучению углей, как и исследованию горючих сланцев, не уделялось должного внимания. Во многом это объясняется преимущественно бескерновым бурением скважин, интерпретацией данных каротажа с позиций исключительно "морского" происхождения нефти и "континентального" происхождения угля.

Наиболее отчетливо иллюстрируют пространственные связи угольных и нефтегазовых бассейнов и месторождений в целом по России «Карта топливно-энергетических ресурсов России» масштаба 1:5 000 000 [1]. Так, Печорский угольный бассейн целиком располагается в Северо-Предуральной НГО, в пределах восточной части Тимано-Печорской НГП; Камский угленосный бассейн и Ульяно-Саратовская площадь – в пределах Волго-Уральской НГП, угольные месторождения Северного Кавказа - вдоль юго-западной границы Северо-Кавказско-Мангышлакской НГП. Подобная приуроченность наблюдается повсюду, для бассейнов и месторождений углей и углеводородов Европейской России, Сибири, Дальнего Востока, Сахалина, Камчатки.

Существует пространственная взаимосвязь и глобальная геологическая закономерность размещения месторождений каустобиолитов. Т.е. при наличии углей в разрезе осадочной толщи, с очень большой вероятностью имеются скопления жидких и газообразных углеводородов, и наоборот. В общем плане, эта глобальная закономерность определяется локализацией месторождений углей, нефти и газа в осадочных палеобассейнах, отрицательных структурах земной коры. В местах, где нефть и газ локализованы в более древних, по отношению к возрасту известной угленосности, породах, имеется или возможно наличие глубоко погребенных девонских углей и горючих сланцев (Тимано-Печорский, Волго-Уральский регионы), древних горючих сланцев (Восточная Сибирь). Пространственное совмещение разновозрастных каустобиолитов в осадочных палеобассейнах определяется их потамическим характером развития. Приуроченность месторождений нефти и газа к рифтовым зонам, отрицательным структурам земной коры, концентрирование в них угленосности является важнейшим прогнозно-поисковым признаком. Картирование отрицательных структур позволяет прогнозировать перспективные области локализации нефти и газа, угленосные или сланценосные площади. Все это неразрывно связывает изучение нефтегазоносности с исследованием твердых горючих ископаемых: угольных или горючесланцевых месторождений, твердых битумов, в том числе на уровне петрологического изучения концентрированного и рассеянного органического вещества. Таким образом, новой идеей в угольной геологии является парадигма начальной общности и связи условий образования твердых горючих ископаемых и углеводородных флюидов, а перспективным направлением исследований - совместное изучение угленосности и нефтегазоносности, в т.ч. в прогнозных целях.

Список литературы

1. Карта топливно-энергетических ресурсов России масштаба 1:5 000 000. - М.:Министерство природных ресурсов. - СПб.: ВСЕГЕИ. - 2012
2. Немченко Н.Н., Ровенская А.С., Шоелл М. Происхождение природных газов гигантских газовых залежей севера Западной Сибири//Геология нефти и газа. - 1999. - № 1-2
3. Юзвицкий А.З., Фомичев А.С., Бостриков О.И. Западно-Сибирский угленосный бассейн//Отеч. геология. - 2000. - № 2. - с. 25-33.

ИЗМЕНЕНИЕ СОСТАВА И СОДЕРЖАНИЯ ГАЗОВ В УГЛЯХ В ПРОЦЕССЕ МЕТАМОРФИЗМА

И.Е. Стукалова (Геологический институт Российской академии наук),
В.С. Лебедев (Российский Государственный Геолого-Разведочный Университет)

Решение энергетических проблем и поиск источников сырья в настоящее время не возможен без использования углеводородного сырья. Актуальной задачей является поиск новых источников углеводородного сырья, среди которых во многих странах называется сланцевый газ. В нашей стране, с огромными запасами бурых и каменных углей, речь может в первую очередь идти об извлечении углеводородных газов из углей и пластов угля. Помимо свободных газов, в углях присутствуют и сорбированные газы. Извлечение газов из углей и угольных пластов имеет ряд ограничений и связано с множеством проблем, от технических – разработки технологий извлечения газов из углей, до практических – безопасного ведения горных работ.

Формы нахождения углеводородных газов в углях разнообразны, предполагается, что они находятся в свободном, сорбированном, растворенном и газокристаллическом состоянии. При этом они находятся в относительном динамическом равновесии. Однако, при вскрытии угольных пластов в горной выработке и резком изменении давления в массиве, а так же при дроблении угля, равновесие нарушается и происходит последовательное выделение углеводородов из углей в соответствии с их сорбционными свойствами. Метан, как наиболее подвижный компонент, опережает другие, более тяжелые УВ, которые начинают выделяться после истечения из пласта основной доли метана. В результате этих процессов в углях всегда остается некоторое количество углеводородов, которые выделяются из пластов лишь при «жестком» воздействии (механическом или нагревании).В настоящей работе особое внимание обращается на сорбированные или остаточные газы (ОУВ), которые могут выделяться из органической массы углей при температуре выше 200^0С. Остаточные газы постоянно присутствуют в углях. Их состав и количество зависит от многих причин: петрографического состава углей, микроструктуры углей, микропористости и степени их катагенетического преобразования.

В процессе метаморфизма происходит закономерное изменение внутренней структуры органического вещества углей, повышение содержания углерода (C^{daf},%), уменьшение выхода летучих веществ (V^{daf},%), увеличение величины отражения витринита (R_0,%) и изменение ряда других показателей качества углей. Перечисленные параметры используются для определения степени постседиментационного изменения углей в процессе метаморфизма. Следствием этого процесса является приобретение углем определенных свойств и качества или марки угля, от бурых (1Б, 2Б, 3Б) до каменных углей (Д, Г, Ж, К, ОС, Т) и антрацитов. Изменение углей в процессе метаморфизма - сложный процесс, часто сопровождающийся в природных условиях деструкцией и полным или частичным разложением и изменением состава и содержания органической массы и выделением твердой, жидкой и газообразной ее фазы в виде различного состава углеводородов.

В процессе работы были исследованы образцы углей различных марок, от бурых (1Б, 2Б, 3Б), каменных (Д, Г, Ж, К, ОС, Т) и антрацитов (А) из собственной специально подобранной коллекции углей из разных месторождений и бассейнов углей. Был изучен петрографический состав и определена марка данных углей.

В результате исследований по соответствующей методике [1, 2] был установлен состав и определено содержание, а также установлено соотношение легких и тяжелых углеводородов, которые относятся к разряду не свободных, а сорбированных (ОУВ), которые могут извлекаться из углей при температуре выше 200^0С. Для выделения и определения состава остаточных углеводородных газов был использован метод термической дегазации (ТД) при нагревании до температуры 200°С (фракция 0,25-0,5 мм) в атмосфере инертного газа и определение состава выделившихся углеводородов [2].

Анализы проводились на газовом хроматографе М-3700, который используется для анализа горючих газов, легколетучих органических соединений в природных и техногенных образованиях. В газовом хроматографе происходит разделение вещества на фракции в зависимости от сорбционных свойств. В качестве газа-носителя используется инертный газ гелий. Применяется метод сравнения с эталонными хроматограммами. Метод термической дегазации позволяет практически полностью извлекать из углей остаточные углеводородные газы и определять их состав до протекания процессов пиролиза органических компонентов углей. В результате проведенных работ был выяснен состав

остаточных углеводородных газов от метана до гексана, а также определено их содержание в относительных процентах (рис.1, 2).

Остаточные углеводородные газы могут играть определенную, до конца не изученную роль, при единовременном резком изменении давления, которое выражается в некоторых местах понижением давления, а в других - единовременным повышением давления и температуры; процессы часто происходят в закрытой системе. При проведении горных работ и деструкции целостности угольного пласта нарушается балансовое равновесие между всеми фазами углеводородов в углях.

В литературе содержатся данные о повышенных и высоких концентрациях тяжелых углеводородов в остаточных углеводородах (ОУВ) углей [4, 5]. Е.С. Розанцев и Н.П. Таран приводят данные о содержании в газах углей выбросоопасных участков горных выработок до 40-60% тяжелых углеводородов; газы выделялись из угля при нагревании до 80^0С [4]. В работе Л.А. Трофимова [8] обращается внимание на то, что в свободных газах угольных пластов Донбасса из углеводородов превалирует метан, но практически всегда присутствуют тяжелые углеводороды. В обобщающей работе Е.А. Рогозиной подчеркивается, что повышенное содержание тяжелых углеводородов в свободных газах угольных пластов повышает пожароопасность угольных шахт [3]. Еще в большой мере это относится к остаточным углеводородам, в которых доля тяжелых углеводородов еще выше, и они могут быть спусковым механизмом для развития процессов возгорания в угольных шахтах [2].

Для безопасного ведения горных работ необходимо также учитывать петрографический состав и микроструктуру углей, на что неоднократно указывали П.П.Тимофеев и Л.И.Боголюбова [5]. Телинитовая структура углей, они подчеркивали это на примере углей Донбасса и Кузбасса, может способствовать большей концентрации газовых компонентов в углях и в угольных пластах из-за повышенной микропористости углей этого типа. А химический состав углей телинитовой микроструктуры, который характеризуется повышенным содержанием водорода, по сравнению с углями другой структуры (коллинитовыми), также может способствовать образованию или высвобождению метана, при стрессовой нагрузке. Поэтому, угли телинитовой структуры могут быть более опасны для разработки.

Как показали проведенные исследования, содержание остаточных углеводородных газов (ОУВ) в углях различных марок (от Д до А) варьирует в широких пределах. Наиболее высокие содержания сорбированных углеводородных газов установлены в углях марок Ж и К (от 10 до 70 $см^3$/кг). Отмечено, что существенно ниже их содержание в углях марок Д и Г, а также ОС и Т и составляет около 8-10 $см^3$/кг. В антраците отмечено самое низкое содержание (первые $см^3$/кг). По углеводородному составу ОУВ существенно отличаются от свободных газов угольных пластов. Отношение $C_1/\sum(C_2\text{-}C_6)$ во всех углях, кроме антрацита, варьирует от 0,02 до 0,4. Тяжелые углеводороды в основном представлены пропаном и бутаном. В антрацитах превалирует метан, содержание которого в сумме углеводородов достигает 90-100 отн.%.

В широких пределах в сорбированных углеводородах варьирует отношение предельных ($\sum C_2H_6+C_3H_8+C_4H_{10}$) к непредельным ($\sum C_2H_4+C_3H_6+C_4H_8$) углеводородам. В остаточных углеводородах углей марок Д и Г это отношение около 3, в углях марок Ж и К варьирует от 10 до 20 и постепенно снижается до 2-3 в марках ОС и Т.

Проведенные исследования углей Донбасса показали существенное обогащение остаточных углеводородов тяжелыми углеводородами по сравнению со свободными газами угольных пластов. В исследованных пробах ОУВ газов установлено присутствие тяжелых углеводородов, до гексана, а в некоторых пробах присутствовали и более тяжелые углеводороды. В исследованных пробах угля Донбасса установлено существенное превышение содержания тяжелых углеводородов ($C_2\text{-}C_6$) над более легким метаном (CH_4,), за исключением полуантрацитов и антрацитов, где в составе остаточных углеводородных газов метан превалирует (рис.1).

На рисунке 1 показано содержание в остаточных углеводородах суммы УВ, суммы $C_2\text{-}C_6$ и метана. Наибольшее содержание суммы УВ и суммы $C_2\text{-}C_6$ установлено в углях марок Ж и К, причем в них наименьшее содержание метана. В целом содержание метана во всех марках углей (кроме ПА и А) низкое, существенно ниже содержания суммы $C_2\text{-}C_6$. В полуантрацитах и антрацитах содержание метана выше содержания тяжелых углеводородов (ТУВ).

На рисунке 2 показано сопоставление относительных количеств метана и тяжелых углеводородов в ГСУВ. Достаточно четко видно, что в сумме углеводородов в углях марок Д, Г, Ж и К отмечается существенное превалирование тяжелых углеводородов над метаном. В полуантрацитах и особенно антрацитах преобладает метан.

Понимание процесса выделения из углей различных углеводородных газов имеет большое научное и практическое значение, так как напрямую связано с решением задач безопасного ведения всех видов горных работ: открытых, в карьерах при продолжительной их эксплуатации; и особенно – закрытых, при шахтной выемке углеводородного сырья с глубоких горизонтов добычи.

Концентрации метана в горной выработке могут внезапно повышаться при перепадах давления, при нарушении целостности пласта. Для безопасного ведения горных работ на глубоких горизонтах необходима откачка газа через вентиляционные штреки.

Изменение углей в процессе катагенеза сопровождается изменением содержания и состава органической массы и выделением твердой, жидкой и газообразной ее фазы в виде различного состава углеводородов, в том числе остаточных.

Проведенные исследования показали закономерное изменение состава и содержания глубокосорбированных углеводородных газов в углях в процессе их катагенетического преобразования.

Список литературы

1. Лебедев В.С. Углеводородный состав и изотопный состав углерода метана угольных пластов и газовых скоплений, сформировавшихся за счет «угольных» газов (на примере Донбасса) // 2008, Горный информационно-аналитический бюллетень «Метан». 2008. №4. С. 212-219.
2. Лебедев В.С., Иванов Д.В., Скопинцева О.В., Савельев Д.И. Оценка роли глубокосорбированных углеводородов угольных пластов в возникновении пожароопасных ситуаций в угольных шахтах // Известия вузов. Геология и разведка. 2010. № 2. С. 86-88.
3. Рогозина Е.А. Состав, зональность, и масштабы генерации газов при катагенезе органического вещества гумусовых углей // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2008. №3. С. 20-38.
4. Розанцев Е.С., Таран Н.П. Исследование состава углеводородных газов угольных пластов Кузбасса с целью возможного прогнозирования их выбросоопасности // Сб. «Повышение безопасности труда при добыче угля» М.: Изд-во «Мир горной книги». 1990. С. 88-95
5. Тимофеев П.П., Боголюбова Л.И. Развитие идей в области познания вещественно-петрографического состава и генезиса органического вещества //Литология в исследованиях Геологического института АН СССР. Москва: Наука. 1980. С. 96-109.

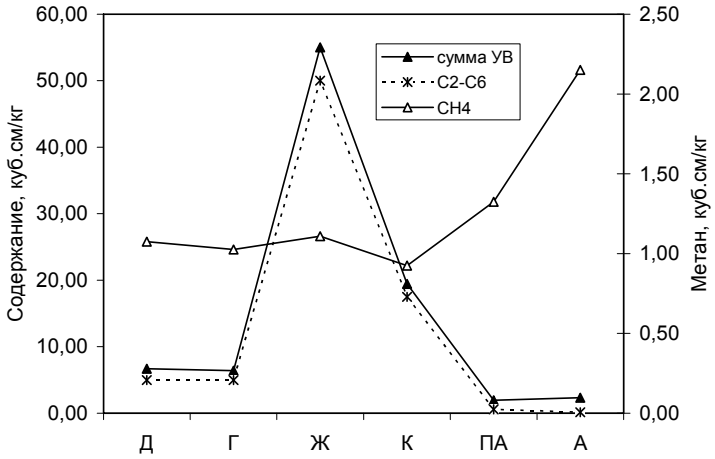


Рисунок 1. Содержание остаточных углеводородов в углях различных марок Донбасса (см^3/кг). Условными обозначениями показаны: сумма углеводородов от метана до гексана; сумма тяжелых углеводородов от этана до гексана (C_2-C_6); метан (CH_4)

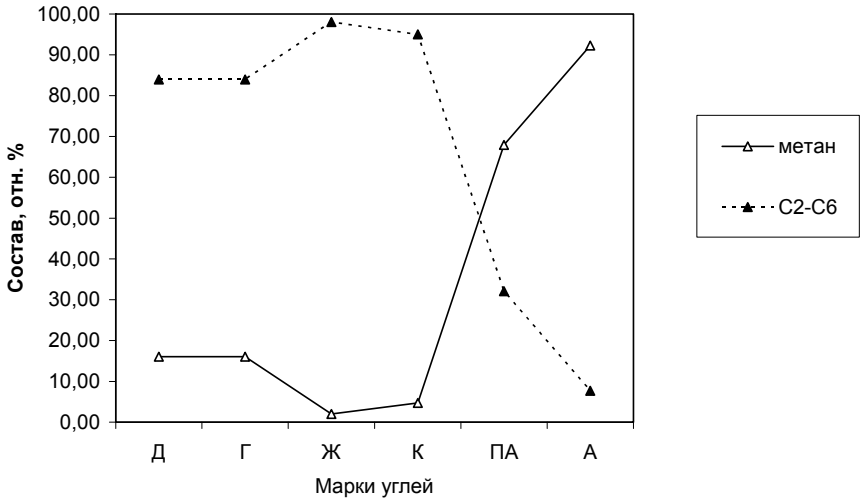


Рисунок 2. Относительное содержание метана (CH_4) и суммы тяжелых углеводородов от этана до гексана (C_2-C_6) в сумме всех углеводородов (отн.%) в углях различных марок Донбасса

МНОГОКОМПОНЕНТНОЕ ОРГАНИЧЕСКОЕ ВЕЩЕСТВО И ЕГО РОЛЬ В ФОРМИРОВАНИИ УГЛЕВОДОРОДНОГО ПОТЕНЦИАЛА КУНГУРСКОГО УГЛЕНОСНОГО КОМПЛЕКСА

Котик О. С. (Институт геологии Коми НЦ УрО РАН)

Органическое вещество (ОВ) в терригенных толщах перми в большинстве своем является многокомпонентным. В составе ОВ угленосной формации P_1k возраста выделяются компоненты трех групп: витринита, инертинита и липтинита. Детальное исследование пород угленосных циклов проведено по разрезам P_1k Воркутского района Печорского угольного бассейна. Соотношение углепетрографических компонентов ОВ определялось по углям и по рассеянным включениям в породах, отобранным из обнажения № 49 на р. Воркута, шахт Воркутского района, а также были учтены ранее опубликованные данные [1, 2].

Содержание микрокомпонентов варьирует в значительных пределах: витринит от 15 до 70-90% (в углях 45 — 90%), инертинит от 5 до 85 % (в углях 10 — 45%). Липтинитовые компоненты в породах встречаются редко в содержаниях менее 5 %, но в углях их содержания достигают 45 %. Большие содержания группы липтинита (кутинит, резинит, суберинит и споринит) встречаются в верхних частях угольных пластов и надугольных глинистых прослоях. К примеру, в углях лекворкутской свиты (P_1k) на р. Воркута (обн. 49) встречено большое количество (порядка 40 %) кутинита. В пределах этого района в начале кунгурского времени, когда происходило преимущественное накопление лагунно-баровых комплексов, и в зонах прибрежных маршевых болот формировались паралические угли, зачастую с обильным захоронением липтинита, включающего остатки покровных травянистых тканей. Позднее, в период формирования основных продуктивных пластов («Мощный») лекворкутской свиты, в этом районе при более широком распространении участков угленакопления, на окраинах которых формируются сапропелевые озера, и происходит накопление водорослей. Собственно находки водорослевых остатков обнаружены в озерных аргиллитах и зольных углях отдельных шахт и скважин Воркутского района (рис. 1). Детально эти компоненты были изучены по ряду пластопересечений Воркутского и Воргашорского месторождений [1]. Содержания альгинита изменяются от 6 до 9 %. Несмотря на малую мощность пласты сапропелевых углей не единичны для рассмотренных месторождений, что позволяет предполагать о возможности их распространения и в других районах со схожими фациальными условиями.

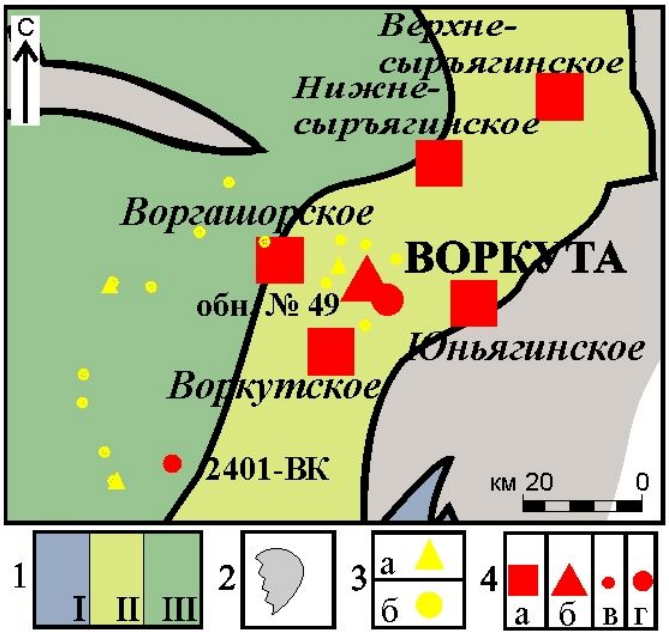


Рисунок 1. *Находки сапропелевых углей и распределение литолого-фациальных зон в P_1k отложениях Воркутского района Печорского угольного бассейна (составлено с дополнениями по:* [1, 3, 4]*).*
Условные обозначения: 1 – литолого-фациальные зоны: I – сильно опресненных лагунных и лагунно-дельтовых комплексов, редко мористо-лагунных; II – лагунно-баровых комплексов и повышенным содержанием болотных; III - лагунно-баровых комплексов и пониженным содержанием болотных; 2 – зоны отсутствия отложений P_1k; 3 – точки обнаружения водорослесодержащих пород в пакете п (б) и т (а); 4 – угольные месторождения (а), обнажения по рекам (б), скважины (в), города (г).

Скопления и отдельные водорослевые включения обнаружены в единичном количестве по углям шахты Воргашорская. Однако их обнаружение в разрезах месторождений затруднено спецификой опробования угольных пластов и, несомненно, малым масштабом распространения благоприятных для их накопления условий (озерные, лагунные).

Несмотря на отнесение к одной липтинитовой группе мацералов кутинита, резинита, споринита и особенно альгинита, они существенно отличаются по химическому составу (содержанию водорода) и продуктам катагенетического преобразования ОВ. Изначальное содержание водорода в исходной биомассе определяет интенсивность генерации углеводородов в процессе преобразования углеродистого вещества. Такие геохимические показатели, как водородный индекс и выход битумоидов отражают генерационные возможности углей, а водородный индекс определяет оставшийся углеводородный потенциал.

В пределах рассматриваемого района широко распространены поликомпонентные угли, включающие витринит, инертинит и липтинит растительного наземного происхождения. В этих углях величина водородного индекса (HI, мг УВ/ г $C_{орг}$) повышается до 200-250, выход битумоидов составляет 15-25 мг/г. Наиболее высокие значения углеводородных показателей выявлены в углях, включающих водорослевые компоненты (HI от 300 и более мг УВ/г $C_{орг}$, битумный коэффициент 25-40 мг/г). В отложениях P_1k зачастую встречается значительное содержание инертинитового ОВ [5]. С увеличением инертинитовой составляющей снижается водородный индекс и выход битумоидов (HI < 100-150 мг УВ/г $C_{орг}$, а выход битумоидов — 3-15 мг/г). Особенностью рассматриваемого терригенного комплекса является преимущественно многокомпонентное ОВ. Изменение геохимических показателей отражает интенсивность проявления генерационных процессов при преобразовании различных компонентов всей исходной биомассы углеродистого вещества.

Полученные результаты микрокомпонентного состава ОВ и пиролитических исследований позволили выделить на изучаемой территории зоны распространения пород с различным УВ потенциалом ОВ (рис. 2). Так в зоне распространения пород, включающих ОВ с низкими значениями HI (менее 100) появляется локальный максимум распространения нефтегазоматеринских пород, содержащих водорослевое ОВ, обладающее более богатым УВ потенциалом (HI ≥ 300-350 мг УВ/г $C_{орг}$). Несмотря на значительную катагенетическую реализацию ($МК_2$, $МК_3$, $МК_4$ и выше), УВ

потенциал остался на высоком уровне, вероятно, за счет первоначального накопления большого количества водорослевых компонентов в составе ОВ.

Таким образом, проведенные исследования выявили различия в компонентном составе ОВ кунгурских угленосных отложений, которые отражаются на его углеводородном потенциале и в целом на генерационных возможностях комплекса. Применение в комплексе углепетрографических и геохимических исследований позволило детально оценить нефтегазоматеринский потенциал в зависимости от типа исходного ОВ.

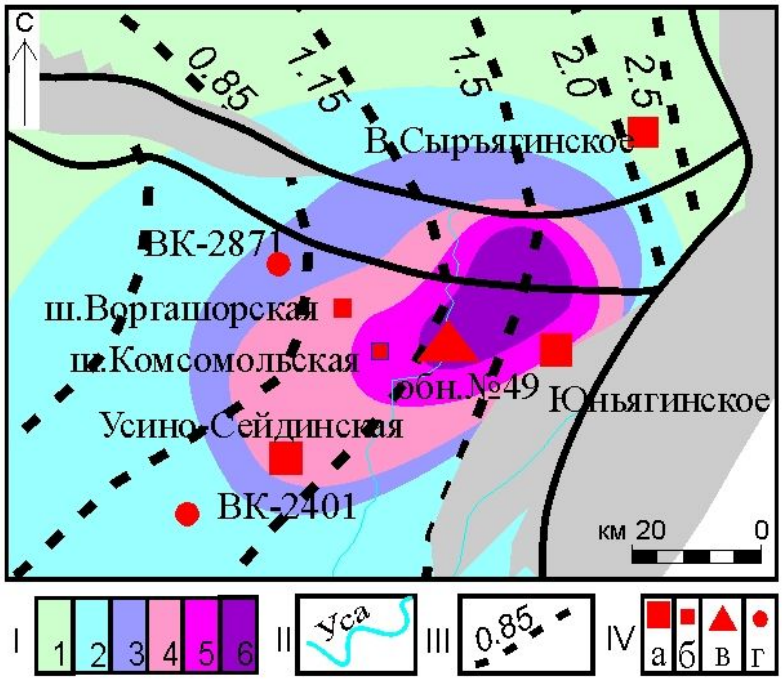


***Рисунок 2**. Остаточный углеводородный потенциал P1k отложений Воркутского района Печорского угольного бассейна (составлено с дополнениями по:* [6]*).*

*Условные обозначения: I - градация изменения HI (*мг УВ/Г $С_{орг}$*): 1 - ≤ 100; 2 – 100-150; 3 – 150-200; 4 – 200-250; 5 – 250-300; 6 - ≥ 300; II –* реки; *III – границы равных значений Ro, %; IV – угольные месторождения и площади (а), шахты (б), обнажения по рекам (в), скважины (г).*

Список литературы

1. Карельский В.П., Марго Л.Н. Палеогеография распространения и некоторые особенности образования сапропелево-гумусовых углей в Воркутском районе. Проблемы геологии и географии Северо-Востока европейской части СССР. Известия Коми фил. ГО СССР. Вып. 16. 1973. С. 4-9.
2. Угленосная формация Печорского бассейна / Отв. ред. Дедеев В. А. Л.: Наука, 1990. 176 с.
3. Македонов А. В. История угленакопления в печорском бассейне. Л.: Наука, 1965. 248 с.
4. Тимано-Печорский седиментационный бассейн: Атлас геологических карт / Никонов Н. И., Богацкий В. И., Мартынов В. В. и др. Ухта: ТПНИЦ, 2000. 64 с.
5. Процько О. С., Валяева О. В. Типы органического вещества и генерационный потенциал кунгурских терригенных отложений севера Предуральского краевого прогиба // Георесурсы. 2 (57). 2014. С. 51-55.
6. Органическая геохимия и нефтегазоносность пермских отложений севера Предуральского прогиба. – СПб.: Наука, 2004. 214 с.

НЕФТЕГАЗОВЫЙ ПОТЕНЦИАЛ ВИЗЕЙСКИХ УГЛЕЙ ВЕРХНЕПЕЧОРСКОЙ ВПАДИНЫ

Рябинкина Н.Н. ИГ Коми НЦ УрО РАН, г.Сыктывкар

Считается, что визейские угли Тимано-Печорской провинции не представляют промышленного интереса, т.к. пласты невыдержанные, строение их линзовидное, наблюдаются частые переходы углей в углистые аргиллиты. Однако, доля угленосных отложений в объеме терригенного комплекса значительна и на отдельных площадаях достигает 30%, что весьма важно для углеводородного (УВ) генерационного потенциала комплекса, учитывая преимущественно смешанный состав органического вещества (ОВ). От качества и количества ОВ углей визейского терригенного комплекса зависят генерационные возможности нефтегазоносного комплекса в целом для Тимано-Печорской провинции, что весьма актуально в настоящее время.

Нами были изучены угли и углистые аргиллиты из скважин Верхнепечорской впадины, из обнажений по рр. Подчерем, Варканьёль, В.Сочь и из отвалов шахт Еджыд-Кыртинского угольного месторождения. На Южном Тимане в районе пос. Пузла, Вой-Вож и Тимшер описаны [1] бурый уголь и углистые сланцы раннекаменноугольного возраста, залегающие над бокситоносной толщей. Кроме этих площадей, разведываемых на бокситы, угленосные отложения нижнего карбона были вскрыты скважинами: 1-Зеленецкая, 1-Нюмылгинская, 1-Эжвадорская, 12-Зеленецкая.

Угленосные отложения нижнего карбона установлены на различных глубинах от 60—90 м до 250—600 м на западе (Южный Тиман) и в центральной части бассейна (Печорокожвинская и Югидская площади) и до 4500 м на востоке в скважинах Верхнепечорской впадины (скв. 226-Вуктыл, 215-Сев. Вуктыл и др.). Угли относятся к газовым и длиннопламенным, а прогнозные запасы их составляют более 3.0 млрд. т. [1, 2, 3].

Практически во всех исследованных образцах из скважин Верхнепечорской впадины водородный индекс (HI) высок и составляет не менее 544 мг УВ/г $C_{орг}$. Высокие значения HI и T_{max} (более 430^{o}C) свидетельствуют о том, что исследованные образцы являются сапропелитами, их ОВ по составу можно отнести к I и II типу. Среди нормальных и изопреноидных алканов низко- и среднемолекулярные насыщенные углеводороды преобладают над высокомолекулярными (рис. 1а). Почти для всех исследованных образцов максимум распределения приходится на *н*-C_{17}-C_{18}, что свидетельствует о водорослевом составе исходного ОВ с примесью бактериальной составляющей [4]. Следовательно их формирование происходило в озерных и болотно-озерных условиях.

На хроматограммах битумоидов из углей Еджыд-Кыртинского месторождения наблюдается преобладание среднемолекулярных и высокомолекулярных н-алканов над низкомолекулярными (рис. 1б), что свидетельствует о смешанном составе исходного ОВ: высокомолекулярные н-алканы характерны для гумусовой органики, а доминирование C_{17}-C_{25} характерно для цианобактерий. Формирование этих углей происходило за счет высшей растительности по берегам болот и заболоченных рек.

Таким образом, в ранневизейское время накапливалось полимацеральное органическое вещество, в состав которого входили остатки гумусовой и водорослевой органики, бактериальной массы и спор. Наличие сапропелевой органики значительно повышает генерационный потенциал комплекса в целом и благоприятно для формирования автохтонных залежей УВ [3. 4].

Даже при приблизительном подсчете при условии катагенеза до градаций $МК_{1-2}$ эти породы могли генерировать значительное количество жидких УВ, которые имели все условия для захоронения в виде залежей как в ловушках одновозрастных отложений, так и мигрировать в более молодые. Так при благоприятных условиях вертикального перераспределения УВ на последнем этапе развития бассейна могли сформировать комбинированные, седиментогенные и экзогенные ловушки с аллохтонными залежами нефти (Нитчемью-Сынинская ступень), нефти и газа (Югид-Печоргородская зона) и газа (юг Верхнепечорской впадины).

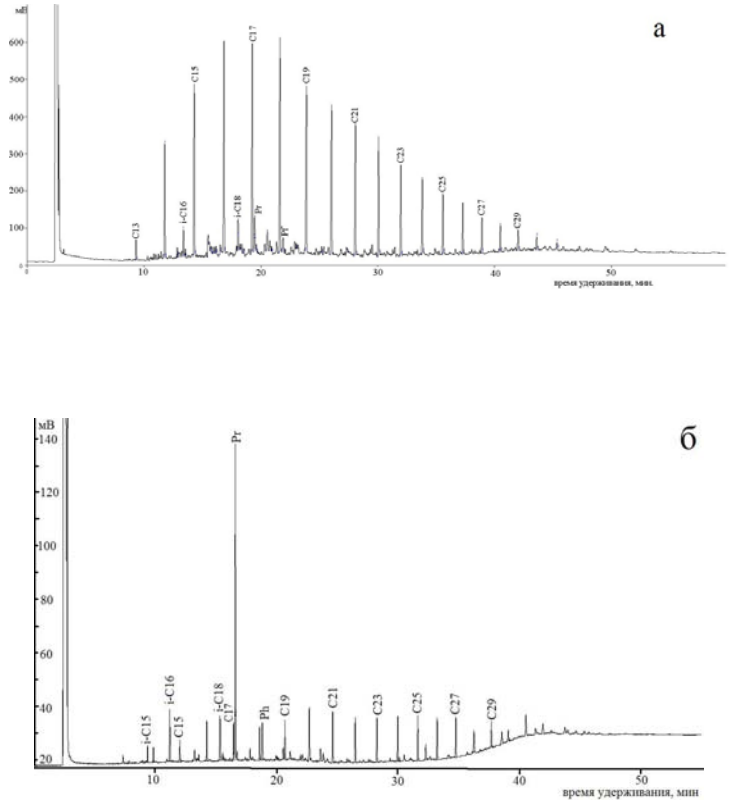


Рисунок 1. *Хроматограммы распределения н-алканов в углях: а-Вуктыльской площади; б-Еджыд-Кырты.*

Список литературы

1. Бурцев М.П. Южно-Тиманский угленосный район // Геология угольных месторождений. Т. 2. М.: Наука, 1971. С. 249-257.
2. Угольная база России. Т. 1.М.: ЗАО «Геоинформмарк», 2000. 483 с.
3. Рябинкина Н.Н. Условия формирования и перспективы нефтегазоносности визейского терригенного комплекса Печорского бассейна. Екатеринбург: УрО РАН, 2006. 104 с.
4. Рябинкина Н. Н., Валяева О. В., Рябинкин С. В. Органическое вещество визейских угленосных отложений севера Предуральского прогиба // Вестник Института геологии Коми НЦ УрО РАН, 2013. №5 (221). С. 9-11.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ СТЕПЕНИ САМОВОЗГОРАЕМОСТИ УГЛЕЙ ПО ДАННЫМ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ С ПРИМЕНЕНИЕМ МЕТОДА МНОГОМЕРНОЙ КЛАССИФИКАЦИИ ПО ЭТАЛОННЫМ ТОЧКАМ

Голынская Ф.А. (НИТУ «МИСиС»), Смирнова О.С. (МГУ им. М.В. Ломоносова), Никонов Р.А. (Институт проблем нефти и газа РАН)

Самовозгорание углей проявляется как в естественных, так и в промышленных условиях, и возникает периодически в результате совокупного воздействия факторов различного генезиса и, в случае возникновения вблизи поверхности, негативно воздействует на окружающую живую природу и человека, а в условиях подземного горнодобывающего предприятия создает угрозу жизни людей и приводит к значительным экономическим потерям.

В результате длительных и разносторонних исследований были сформулированы основные физические условия самовозгорания углей, включающие: 1) наличие в угольном веществе соединений активных к окислению при низких температурах; 2) возможность доступа воздуха к угольному веществу; 3) затрудненная отдача тепла в окружающую среду [1].

Важную роль в процессе самовозгорания углей играют условия залегания угольного пласта и вещественный состав углей, то есть те характеристики, которые связаны с генетическими условиями формирования угольной залежи. Установленные к настоящему времени геологические факторы, которые, по мнению ученых, могут влиять на самовозгорание углей, условно можно разделить на две группы [2, 3]:

а) факторы, связанные с условиями залегания угольного пласта: мощность, глубина залегания, угол наклона, строение угольного пласта, вмещающие породы, нарушенность угольного пласта;

б) факторы, связанные с составом и свойствами вещества углей: влажность, зольность, выход летучих веществ, сернистость, петрографический состав органической части углей, метаноносность, степень метаморфизма (показатель отражательной способности витринита).

Изучение геологического строения угольных месторождений, физико-химические исследования и анализ статистических данных о самовозгорании углей позволили установить геологические факторы самовозгорания углей и граничные значения опасности их самовозгорания для ряда бассейнов и месторождений.

Задача проводимых авторами исследований состояла в том, чтобы, используя данные об угольном месторождении, полученные на стадии геологоразведочных работ, составить прогноз самовозгорания углей для исследуемого угольного пласта. Предварительный анализ собранных данных о месторождениях угольных бассейнов и угленосных площадях, произведенный с помощью статистического пакета STATISTICA 6.1, показал, что параметры рассматриваемых геологических факторов, во-первых, не могут быть признаны нормально распределенными, во-вторых, эти факторы, как правило, не имеют значимых корреляций. Кроме того имеются данные как непрерывные, так и дискретные с малым числом значений и различен диапазон этих значений. Таким образом, большинство классических методов многомерного статистического анализа не может быть использовано. Вследствие этого, для решения поставленной задачи авторами была разработана новая оригинальная методика, в основе которой лежит *ранговая модель* данных и идея, состоящая в классификации этих данных по *«близости» к эталонным группам наблюдений*.

Прогноз самовозгорания углей с применением метода многомерной классификации по эталонным точкам осуществлен в границах поля шахты «Распадская», которое расположено в центральной части Распадского месторождения Кузнецкого бассейна.

Переход от исходных данных угольного пласта, полученных в результате геологоразведочных работ, к ранговой шкале (табл. 2) осуществлялся с использованием *нормативов* (граничных значений) уровней опасности самовозгорания углей, установленных в Кузнецком бассейне, в которой: 1 − неопасные, 2 − малоопасные, 3 – опасные по самовозгоранию параметры углей (табл. 1). При этом исходные данные по конкретному шахтному полю (месторождению) могут содержать не все факторы. В этом случае в ранговой шкале данные заменяются нулями. Параметрам в преобразованной ранговой таблице присваиваются веса (коэффициенты) тем более высокие, чем больше их значимость для повышения степени опасности самовозгорания углей.

Таблица 1

Геологические факторы самовозгорания углей в пластах балахонской серии Кузнецкого бассейна

Геологические факторы	Ранги	Мощность, м	Глубина залегания, м	Строение (кол-во - угольных пачек)	Вмещающие породы (породы кровли)	Угол наклона, град.	Степень тектонической нарушенности, км/км^2	Влажность, W_{in}, %	Зольность, A^d, %	Метаноносность угольного пласта, м^3/т	Сера общая, S_t^d, %	Выход летучих в-в, V^{daf}, %	Микрокомпоненты		Отражательная способность витринита, R_0, %
													Группы витринита, Vt, %	Группы интертинита, J, %	
Неопасные	1	< 3,2	< 100	1	аргиллиты, углистые аргиллиты	> 25	< 2	<10,0	<10,0	> 8,0	<1,5	<30,0	> 71,0	< 16,0	>1,00
Малоопасные	2	3,2-7,2	100-300	2-3	алевролиты, песчаники мелкозернистые	25-40	2-4	>15,0	>20,0	5,0-8,0	1,5-4,0	30,0-40,0	56,0-71,0	16,0-29,8	0,70-0,99
Опасные	3	> 7,2	> 300	> 3	Песчаники средне- и крупнозернистые	> 40	>4	10,0–15,0	10,0-20,0	< -5,0	>4,0	>41,0	< 56,0	> 29,8	<0,69

Таблица 2

ТАБЛИЦА РАНГОВ ПО СТЕПЕНИ ОПАСНОСТИ САМОВОЗГОРАНИЯ УГЛЕЙ ШАХТЫ «РАСПАДСКАЯ» КУЗНЕЦКОГО БАССЕЙНА

Номер скважины	Мощность, м	Глубина залегания , м	Вмещающие породы (породы кровли)	Строение угольного пласта (количество угольных пачек)	Угол наклона, град.	Тектоническая нарушенность, км/км^2	Показатель карстонарушенности	Влажность, W_{in}, %	Метаноносность, м^3/т	Зольность, A^d, %	Сера общая, S_t^d, %	Отражательная способность витринита*, R_0, %	Микрокомпоненты		СТЕПЕНЬ ОПАСНОСТИ САМОВОЗГОРАНИЯ УГЛЕЙ	РАССТОЯНИЕ ДО ЭТАЛОННЫХ ТОЧЕК		
													группы витринита, Vt, %	группы инертинита, J, %				
Вес	6	5	3	3	6	6	6	6	3	5	6	5	3	5		p1	p2	p3
204	1	3	1	2	2	1	0	1	3	1	1	2	1	3	Неопасные	46	33,6	54
206	2	3	2	2	2	2	0	1	1	1	1	2	1	2	Малоопасные	47	34,6	57,7
207	2	3	2	2	3	2	0	1	1	1	1	2	1	2	Малоопасные	35	33,4	62,5
208	1	3	2	2	2	2	0	1	1	1	1	2	2	3	Малоопасные	39	41,4	65,7
210	1	2	1	2	3	2	0	1	1	1	1	1	3	1	Неопасные	37	49,4	67,7
211	1	1	1	2	3	2	0	1	1	3	1	1	3	2	Неопасные	51	32,6	51,2
213	2	2	2	3	3	2	0	1	1	1	1	2	1	3	Малоопасные	67	48,6	47,4
212	3	1	1	3	2	3	0	1	3	3	1	2	1	3	Опасные	35	33,4	62,5
214	1	2	2	2	2	2	0	1	1	1	1	2	1	3	Малоопасные	34	43,2	66

Точки многомерного пространства рангов классифицируются по близости (минимуму расстояния) к трем эталонным *точкам-концентраторам*, являющихся центрами тяжести эталонных групп, составленных из неопасных, малоопасных и опасных наборов рангов. Все необходимые преобразования исходных данных и вычисления производились автоматически программой (макросом) на языке Visual Basic для Excel.

В результате проведенных расчетов в каждой точке наблюдений (скважине) в пределах поля шахты «Распадская» установлена степень опасности самовозгорания углей. Полученные данные были использованы при построении карты прогноза самовозгорания углей исследуемого шахтного поля (рис. 1). С этой целью была применена программа ArcMap 10.2 из семейства геоинформационных программ ArcGIS. В программе были размещены данные о расположение скважин и степени опасности самовозгорания углей в формате AutoCad (dxf). Далее по имеющимся значениям методом интерполяции была построена непрерывная поверхность, отражающая степень опасности самовозгорания углей в каждой точке месторождения, которая была преобразована в карту прогноза самовозгорания углей.

Анализ карты прогноза показал, что бóльшая часть (около 85 %) угольного пласта в границах шахтного поля «Распадская» содержит угли, малопасные по самовозгоранию. На долю опасных по самовозгоранию углей, которые имеют вид двух изолированных участков, приходиться около 7 %.

Резюме. Было показано, что для определения степени самовозгораемости угольного пласта по данным геологоразведочных работ целесообразно применение метода многомерной классификации по эталонным точкам, который состоит в классификации данных по «близости» к эталонным группам наблюдений. Полученные в каждой точке наблюдений данные о степени самовозгораемости углей позволяют показать пространственное распределение разных по степени опасности самовозгорания углей в пределах шахтного поля, отдельного месторождения и пр. путем применения геоинформационных программных продуктов, например, семейства ArcGIS.

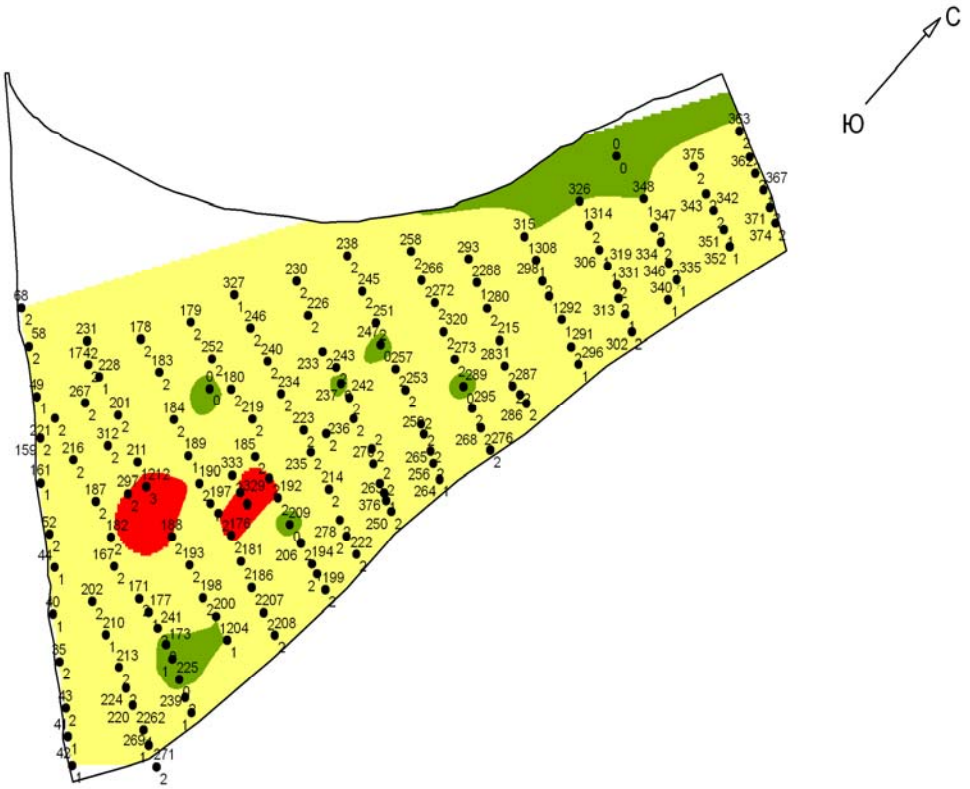


Рис. 1. Карта прогноза самовозгорания углей шахты «Распадская» Кузнецкого бассейна:
– угли, опасные по самовозгоранию; – угли, малоопасные по самовозгоранию;
– угли, неопасные по самовозгоранию.

Список литературы

1. Веселовский В.С., Виноградова Л.П., Орлеанская Г.Л., Терпогосова Е.А. Физические основы самовозгорания угля и руд. – М.: Недра, 1972. – С. 41–45.

2. Голынская Ф.А. Самовозгорание углей в пластах и причины его возникновения. – Вестник МГУ, серия Геология, 1998. – № 6. – С. 65–66.

Голынская Ф.А. Характеристика наиболее действенных факторов

НЕТОЧНАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДАННЫХ ПО ЭВОЛЮЦИИ ЭЛЕМЕНТНОГО СОСТАВА ТОРФА И УГЛЕЙ ПРИ ДИА– И КАТАГЕНЕЗЕ

Рябинкин С.В. (Институт геологии Коми НЦ УрО РАН E–mail:Ryabinkin@geo.komisc.ru)

Остатки растений, входящие в состав торфов и бурых и каменных углей остро реагирует на рост температуры, как правило, являющейся следствием глубины залегания. Как показано в многочисленных работах [например, 7] то критерии, определяющие степень изменения торфа и угля (влажность, выход летучих веществ, содержание водорода, кислорода и углерода), позволяют установить различные стадии диагенеза и катагенеза и угля (и торфа) более надежно по сравнению с параметрами, определяющими градации их диагенеза и катагенеза. Таким образом, степень карбонизации растет по мере увеличения температуры (что происходит по мере увеличения глубины палеопогружения). Вместе с тем, то что происходит с элементным составом углей, а именно с углеродом, водородом и кислородом как–то теряется. Мы будем как раз рассматривать именно эти проблемы.

В литературе имеется большое количество ссылок на процессы образования торфов, причем можно дифференцировать эти торфы (из чего впоследствии образуется угли) на гумусовые или сапропелевые. Несмотря на то, что достаточно литературы по различным показателям проявлений диа– и катагенеза торфообразования и углефикации, коренной вопрос каким образом происходит процесс углефикации достаточно проблематичен.

Органическое вещество части угленосных формаций находится на высоких градациях катагенеза, что особенно благоприятно для образования углеводородных газов в составе летучих продуктов метаморфизма углей. На это обстоятельство справедливо указал М.В.Ломоносов "«...легко представить можно, что должно воспоследовать с турфом. Ибо излишняя влажность первою теплотою сквозь тонкую крышку должна выступить и так турф заготовить к обращению в уголь. Потом верхнею тягостью от кровли сжатая материя от умножившегося жару перегарает и, будучи в глухом огне без вольного воздуха без пламени углем, остается» [4, с. 84–85]. В этой цитате проницательно указывается, что растительные остатки от подземного жара превращаются в уголь.

В работе [6] " ... М.В.Ломоносовым нарисовал картину метаморфизма углей, главная идея которой практически не изменилась в основных чертах в настоящее время ...". Виды метаморфизма (катагенеза) углей разделяются по времени его проявления (первичный или фоновый и вторичный или наложенный), по масштабам проявления (площадной или региональный и локальный), по типам проявления (слабый, средний и высокий). Даны приблизительные величины их проявлений по территории бывшего СССР и некоторых других угленосных бассейнов [6].

С другой стороны, пока нет единообразия в оценке генерации флюидов, сопровождающих процесс метаморфизма (катагенеза) углей, тем более что в работе [3, стр.118] прямо сказано " ... метаморфизацию органического вещества и образование углеводородных флюидов следует рассматривать как две стороны единого процесса ... ", только надо добавить что не только углеводородных газов, но и двуокиси углерода и воды. Сосредоточимся на решении уравнений материального баланса, а точнее на выборе самого основного элемента – убыли массы органического вещества. Традиционно принимается при расчетах – как само собой разумеющееся – среднее арифметическое между двумя показателями – с одной стороны для воды, а с другой стороны для метана или диоксида

углерода (с дисульфидом серы и азотом в форме аммиака пока не все ясно). На самом деле это очень существенный момент – от его выбора зависит все последующие стадии.

Позднее мной были приведены доказательства того, что на самом деле эта область есть не что иное, как область в которой достигает максимального (или минимального) значения как раз коэффициент Лейфмана–Вассоевича [8]. В работе [8, стр. 3] что " ... фоссилизированное органическое вещество (ОВ) за весь период его геохимической истории от торфообразования до графитизации претерпевает непрерывную убыль массы, сопровождающуюся выделением летучих продуктов (углефикации –С.Р.) ...". Мы попытаемся понять противостояние между средним арифметическим, средним геометрическим и (важно для последующих расчетов) средним гармоническим. В соответствии с данными [8] рассмотрим варианта расчета показателей убыли органического вещества углей. По первым двум вариантам будем учитывать все данные по элементному составу углей, только по второму варианту будем рассчитывать не по среднему арифметическому, а по среднему гармоническому. Такой вариант расчета носит сугубо отвлеченный характер и практически не связан с оценкой возможных масштабов углефикационного флюидообразования, как это принято в литературе, но зато этот вариант поиска возможных решений очень существенен для анализа.

Теперь проанализируем ситуацию, возникающую при расчетах по традиционно применяемой методике, когда решение находилось по среднему арифметическому (или арифметически пропорциональному) и по среднему гармоническому (или гармонически пропорциональному). Если для арифметически среднего – или арифметически пропорционального – как будто все ясно, то для гармонически среднего – или гармонически пропорционального – следует пояснить. Как следует из [5 стр. 67] « гармоническое среднее n положительных чисел a1, a2, … an (n ≥ 2). Гармонически среднее чисел a1, a2, … an является обратной величиной с среднему арифметическому величин, обратных к a1, a2, … an …». Там же [5, стр.22 и 72 соответственно] приводится выражение для среднего арифметического $= \frac{a1+a2+\ldots+an}{n}$, для среднего геометрического = $\sqrt[n]{a1a2\ldots an}$ и для среднего гармонического $= \frac{n}{1/a1+1/a2+\ldots+1/an}$. Как видно из написанных формул, среднее гармоническое является взаимно обратной величиной среднего арифметического и в том числе и поэтому эта величина и будет задействована в наших расчетах. Для анализа мы воспользуемся данными приведенными в работе [11], но мы будем для одного и того же интервала проводить два варианта вычислений – один раз как это и приведено в [11], а второй раз мы будем исключать промежуточную стадию, как будто ее и не было вовсе и сравним результаты. Это мы делаем специально для того, чтобы путем математической индукции [1] прийти к однозначному выводу о том, что только путем расчета по среднему геометрическому и надо вычислять убыль органического вещества – и следовательно возможные объемы генерированных флюидов и прежде всего метана (и/или его гомологов) и не будем учитывать ни влияние серы, ни влияние азота.

При сравнении с одной стороны – при среднем арифметическом, а с другой – при среднем гармоническом – с одной стороны убывает (при среднем арифметическом при расчете по трем показателя против двух), а напротив – возрастает (при среднем гармоническом при расчете по трем показателя против двух) [1].

Если проанализировать все это, то придется признать – именно среднее геометрическое (или в более широком понимании геометрически пропорционально) [9, 10] и есть искомая величина, что и требовалось доказать.

К сожалению, у автора работы [11] не было мысли, что все так просто и оригинально решается.

При расчете балансовой стороны процесса по среднему геометрическому (или в более широком смысле, по геометрическому пропорциональному) в итоге отвечает принципу известному под названием закона Гесса. В учебнике [2, стр. 463] отмечается, что « … тепловой эффект реакции зависит только от начального и конечного состояний реагирующих веществ, но не зависит от промежуточных стадий процесса …» – только в конкретном случае мы можем рассуждать о балансовой стороне процесса.

Таким образом, при решении уравнений материального баланса надо использовать только геометрически среднее (или в более широком понимании геометрически пропорциональное)!

Стадия метаморфизма	C	H	O
1	80,19	5,34	10,76
2	81,57	5,31	9,85
3	84,29	5,31	7,54
1	80,19	5,34	10,76
3	84,29	5,31	7,54
Стадия метаморфизма	M H2O	M CO2	M CH4
1–2	0,970761	0,98372	0,98261
2–3	0,945275	0,97396	0,963177
1–3	0,917636	0,958104	0,946428
Стадия метаморфизма	Среднее арифметическое ср.арифм. =(a1+ a2)/2	Среднее гармоническое ср.гар.= 2/(1/a1+ 1/a2)	Среднее геометрическое ср.геом.= √a1•√a2
1–2	0,976686	0,97665	0,976668
2–3	0,954226	0,954142	0,954184
1–(2)–3	0,931979	0,931863	0,931921
1–3	0,932032	0,93181	0,931921

Список литературы

1. С. Т. Берколайко, С. Б. Каток Об одном индуктивном методе доказательства неравенств // Квант 1970 № 8. С.33–36.
2. Глинка Н.Л. Общая химия. – Ленинград. Изд–во Госхимиздат, 1954. 759 с.
3. Левенштейн М.Л. Основные проблемы регионального метаморфизма углей // Геология угольных месторождений / Материалы III Всесоюзного сов. по твердым горючим ископаемым. Т. 1. М.: Наука, 1969. С.113–123.
4. Ломоносов М.В. О слоях земных и другие работы по геологии / С предисл. и поясн. проф. Г.Г.Лемлейна // М.: Л. Госгеолиздат., 1949. 212 стр.

5. Мантуров О. В., Солнцев Ю.К., Соркин Ю.И., Федин Н.Г. Толковый словарь математических терминов – Пособие для учителей. Под ред. В.А.Диткина.– М:. Изд–во Просвещение, 1965. 539 с.
6. Мазор Ю.Р. Развитие идей М.В.Ломоносова о превращении углей // Вестник МГУ. Сер. Геология. 1986. № 5. С.43–52.
7. Раабен В.Ф. Размещение нефти и газа в регионах мира. – М.: Наука, 1978. 144 с.
8. Радченко О.А., Рогозина Е.А. О соотношениях в изменении функциональных групп и летучих продуктов углефикации гумусовых углей // Химия твердого топлива. 1975. № 3. С.3–14.
9. Рябинкин С.В. Область инверсии газогенерационного потенциала органического вещества углей // Доклады РАН. 1996. Т. 346. № 3. С.387–389.
10. Рябинкин С.В. О некоторых проблемах флюидообразования при процессах углефикации // Геология и минерально–сырьевые ресурсы северо–востока России / Материалы Российского научно–практической конференции 1–3 апреля 2014. Якутск, 2014. С.415–419.
11. Успенский В.А. Опыт материального баланса процессов, происходящих при метаморфизме угольных пластов // Изв. АН СССР. Сер. геологическая. 1954. №.6. С. 94–101.

НЕОЖИДАНО НОВОЕ В ОТНОШЕНИИ КОЭФФЦИЕНТА ЛЕЙФМАНА–ВАССОЕВИЧА И ЕГО РОЛИ В ЭВОЛЮЦИИ ТОРФА И УГЛЯ

Рябинкин С.В. (Институт геологии Коми НЦ УрО РАН E–mail:Ryabinkin@geo.komisc.ru)

Основной закон материалистической диалектики органически связывает все природные явления между собой, причем они тесно зависимы и обуславливают друг от друга. Основная проблема исследователя показать эту связь в математической формуле, которая (в не зависимости от точности) выражала бы тот закон природы, который положен в основание исследуемого явления [см. например 1].

В докладе излагается особая трактовка связи между генерацией флюидов с одной стороны и перестройкой фундаментальных свойств угля с другой. Приведена схема для доказательства этого факта.

Проблема поиска опытных уравнений очень сложна и многогранна. Отчасти это объясняется тем, что до сегодняшнего дня нет методик, с помощью которых можно успешно устанавливать по какому уравнению создана та или иная таблица. В работе [1] приводится "... обычный путь, по которому в этих случаях приходится идти, – это путь подбора. Он заключается в том, что экспериментатор, установив характер изменений табличных данных и руководствуясь своей исследовательской интуицией, выбирает определенный вид формулы из табличных значений и путем подстановки в нее ряда значений переменных из табличных данных, находит ее постоянные, а путем подстановки в найденную формулу остальных значений переменных проверяет соответствие формулы этим данным".
Именно этим мы руководствовались при попытки познать нечто новое в коэффициенте (и ее графической интерпретаций) Лейфмана–Вассоевича.

В работе [3, стр.118–119] сказано, что " ... метаморфизацию органического вещества и образование углеводородных флюидов следует рассматривать как две стороны единого процесса. Остается только отметить, что в принципе нет разницы между процессами метаморфизации органического вещества угольных пластов и рассеянных мелких угольных включении. Образование метана и его гомологов происходит как за счет первых, так и за счет вторых ...". Только здесь надо добавить, что не только метан (или вообще углеводороды), но и диоксид углерода и влага! Именно в этом факте и заключается то новое, которое мы приводим в своем докладе. В статье [4] сделан вывод о том, что "…наступление углефикационного скачка на одном этапе углефикации (переход Г–Ж) у мацералов разной природы и структуры свидетельствует о происходящем при этом едином типе преобразований вещества...".

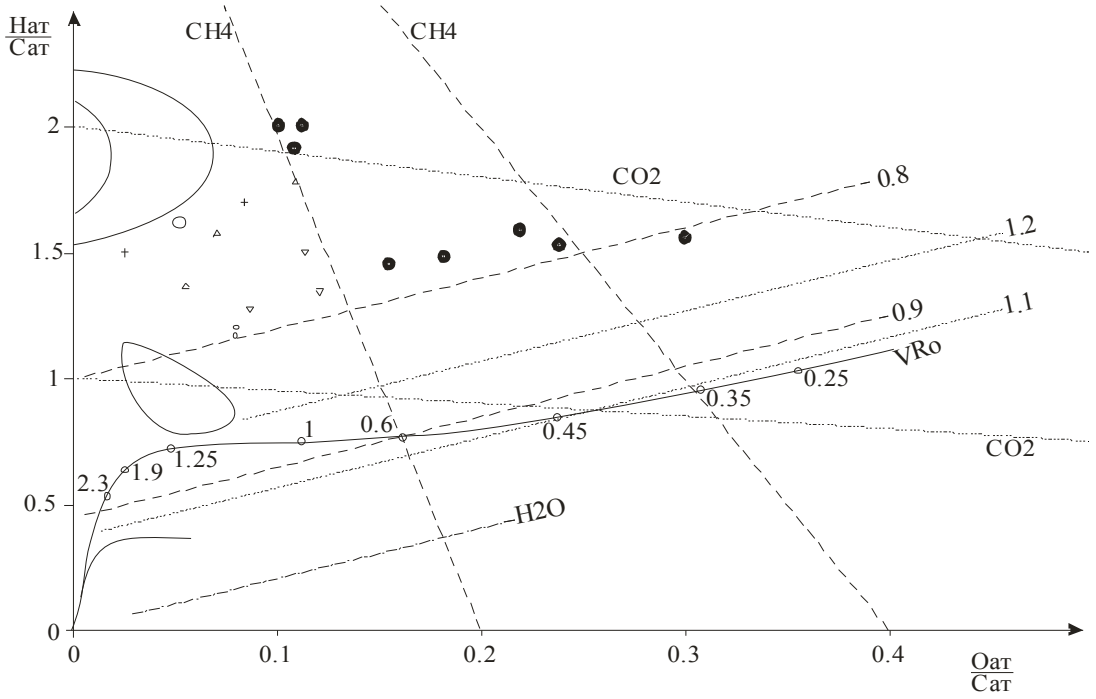
Для того, чтобы предметно судить о роли коэффициента Лейфмана–Вассоевича, построим реплику с достаточно известной схемы, взятой из работы [6] (рисунок). При этом мы исходим из гумусовой природы угля и не берем во внимание нефти, горючие сланцы Гринн ривер и прочее. Из этого рисунка видно, что эволюция элементного состава углей на разных градациях катагенеза идет целенаправленно с постоянным увеличением относительной доли углерода.

Таким образом, мы приходим к интересному заключению, что на всем протяжении углефикации по крайней мере существует одна область, мы ее назвали областью инверсии газогенерационного потенциала, в пределах которой происходят глубокие изменения в составе летучих продуктов углефикации — преимущественно углекислотный состав сменяется существенно метановым [5].

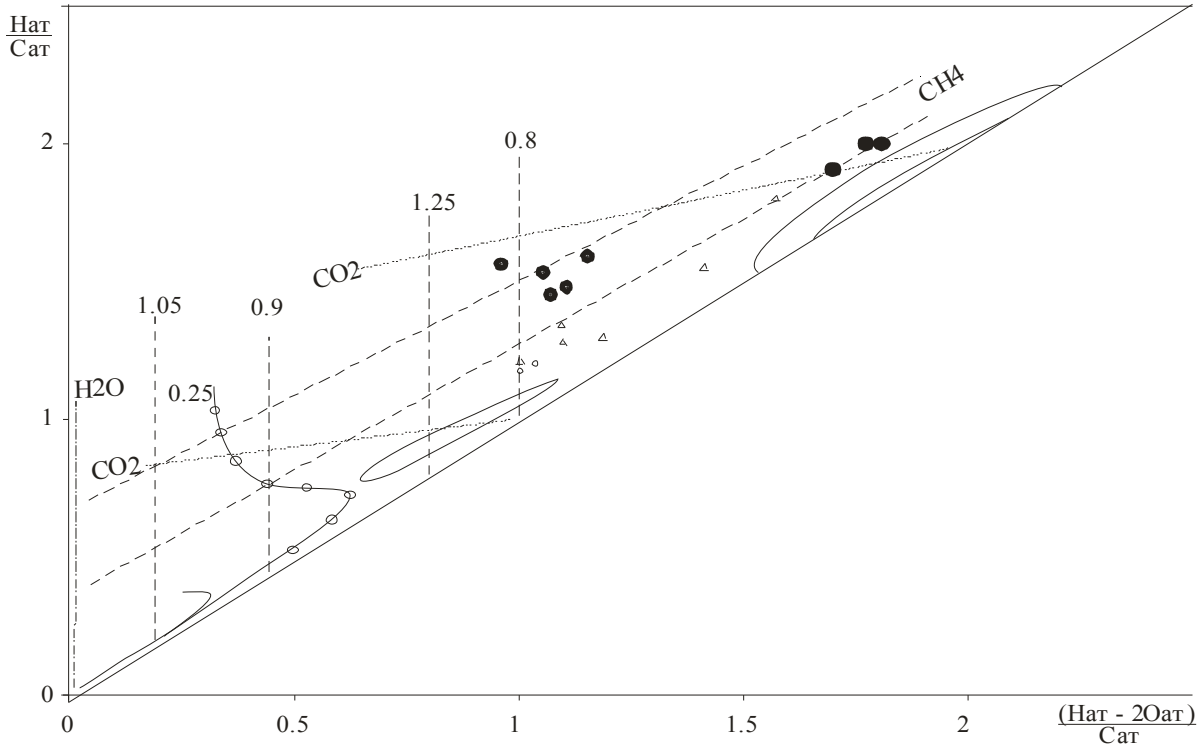
Более того, это положение заставляет по–иному взглянуть на процессы проходящие в веществе угля и пересмотреть даже классификацию и Единую и Международную [см. например 2].

Список литературы

1. Блох Л.С. Основные графические методы обработки данных // М.–Л.: Машгиз, 1951. 164 стр.
2. Еремин И.В., Броновец Т.М. Марочный состав углей и их рациональное использование: Справочник. // М.: Недра, 1994. 254 стр.
3. Левенштейн М.Л. Основные проблемы регионального метаморфизма углей // Геология угольных месторождений. Т.I. М.: Наука, 1969. С.113–123.
4. Лейфман И.Е. Графостатистический анализ мацералов углей по атомным соотношениям водорода // Химия твердого топлива. 1988. №4. С.9–16.
5. Рогозина Е.А. О балансовой стороне процесса углефикации рассеянного органического вещества пород // Труды ВНИГРИ. Вып. 279. Геохимический сборник. Т.10 Л.: Изд–во Недра, 1969. С.159–163.
6. Рябинкин С.В. Область инверсии газогенерационного потенциала органического вещества углей // ДАН. 1996. Т.346. № 3. С.387–389.
7. Cornelius C.–D. Muttergesteinsfacies als parameter der Erdolbildung // Erdoel–Erdgas–Z. 1978. B.94.№ 3.P.90–94.



а)



б)

Рисунок 1. *Диаграммы Кревелена (а) и Лейфмана–Вассоевича (б) с нанесенными графостатистическими линиями воды (штрих–пунктирная), углекислого газа (пунктирная) и метана (штриховая), а также линии убыли вещества при нулевой генерации углекислого газа и метана, причем цифрами обозначены выход графита. Примечание: диаграмма Кревелена (а) была взята из работы [6], но в нее добавлено информация о флюидах, генерировавшихся в течении углефикации. Диаграмма Лейфмана–Вассоевича была построена на основании диаграммы Кревелена (а) со всеми дополнениями и нововведениями, которые были рассчитаны исходя из формул [5] с незначительными упрощениями.*

УГОЛЬНАЯ НЕФТЬ ЯКУТИИ

Сивцев А.И., Александров А.Р.

Институт проблем нефти и газа СО РАН

Генерация газообразных углеводородов из угольных пластов давно известный факт. Между тем существуют множество фактов получения из угольных пластов жидких углеводородов - нефтей. Более подробный обзор угольных нефтей приведен в работе [1].

В начале 60-х годов при разведочном бурении в Лунхинско-Келинской впадине Предверхоянского прогиба на двух площадях были получены незначительные притоки нефти с верхнеюрских отложений (см. табл.1). Верхнеюрские отложения здесь представлены континентальной угленосной паралической формацией (чечумской серией свит) сложенной преимущественно песчаниками с подчиненными прослоями алевролитов, аргиллитов с линзами каменных углей (нижневилюйская свита). Песчаная континентальная формация (верхняя юра) представлена песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов (марыкчанская свита). По вертикали она постепенно переходит в континентальную песчано-глинистую формацию (бергеинская свита). Общая толщина верхнеюрских отложений в районе составляет 800-850 м [2].3

Для понимания геологических и промысловых условий получения нефти приводим данные по испытанию скважин Бергеинской площади.

По данным опробования открытого ствола *скважины №1* в интервале 3400-3506 м получен незначительный приток нефти с растворенным газом. Данный интервал разреза верхней юры представлен переслаиванием пластов песчаников, алевролитов и каменных углей. Мощность отдельных пластов каменных углей достигает нескольких метров, а суммарная мощность всех пластов угля составляет 30 м.

Во время перерывов в тартании нефть скапливалась на поверхности воды в количестве нескольких литров (20 литров за сутки). Всего было отобрано около 80 литров нефти.

В процесс желонирования выносились в большом количестве мелкие угольные частицы.

Уровень жидкости в скважине понижался до 2600-2720 м, но несмотря на снятие с пласта противодавления порядка 260-270 атм, сколько-нибудь заметного увеличения притока нефти из пласта не получено, что можно объяснить низкими коллекторскими свойствами пород (по лабораторным данным пористость не превышает 5-6%, газопроницаемость 0,025 мД).

Нефть по внешнему виду представляет собой весьма легкую, светло-коричневого цвета подвижную жидкость удельного веса 0,7585 г/см^3. Не содержит серы и асфальтенов. Содержание азота, смол и парафина также незначительное и соответственно равно 0,01%, 0,3% и 4,0%.

По фракционному составу нефть содержит 64,3% легких бензиновых фракций, выкипающих до 200° С. Фракций, отвечающих дизельному топливу, выкипающих в пределах 200-250° С – 15,9%.

Нефть несколько необычного состава, поскольку она не содержит асфальто-смолистых компонентов и серы.

Таблица 1.

Нефтепроявления Лунхинско-Келинской впадины

Скважина	Альтитуда Удлинение	Интервал, м	Характер проявления	Способ определения
Олойская площадь				
Р-1	74,66	3442-3428 3420-3410	Общий отбор 88 л	При совместном испытании интервалов получено 88 л нефти удельного веса 0,8238 гр/см^3. Нефть темно-зеленого цвета, застывает при комнатной температуре. По своим свойствам нефть малосернистая (0,06%), малосмолистая (1,4%), высокопарафинистая (24,4%). Преобладает в нефти метановые углеводороды при содержании ароматических – 11,1% и нафтеновых – 2,5%.
Р-1	74,66	3300-3320 3287-3280	Приток. Без количественной оценки.	Удельный вес нефти 0,820 гр/см^3. Нефть малосернистая (0,06%), малосмолянистая, высокопарафинистая (22,2%), со значительным содержанием ароматических углеводородов (37,4%)
Бергеинская площадь				
Р-1	69,39	3400-3500	Приток. Без количественной оценки.	При испытании открытым стволом интервале 3400-3500 на устье наблюдался незначительный приток нефти. Нефть представляет собой подвижную жидкость красновато-коричневого цвета, удельного веса 0,7585-0,760 гр/см^3. Нефть метановая (69,8%), с содержанием ароматических углеводородов до 13,4 %, нафтеновых – 13,9%, малопарафинистая, не содержащая серы и асьфальтово-смолистых компонентов. По своим физическим параметрам (вязкость, удельный вес) нефть приближается к конденсату.
Р-2	69,98	3484-3554 3325-3393	Пленки нефти	При опробовании получена нефть в виде тонкой пленки. Удельный вес нефти 0,8922 г/см^3, содержание серы 0,1%, парафина – 29%.
Р-3	69,2	3441-3496 3366-3382 3280-3290	60 л/сут	В последнем интервале (3290-3280) опробования при снижении уровня в скважине до 2700 м приток нефти составил 60 л/сут. Нефть вязкая, темно-зеленого цвета, малосернистая, малосмолистая.

По групповому составу нефть, в основном, содержит метановые углеводороды, количество которых в дистилятной части достигает 69,8% при содержании ароматических углеводородов 13,4% и 16,8 % нафтеновых. Исследованная нефть относится к типу парафинистых метановых нефтей.

В *скважине №2* из верхнеюрских отложений в результате опробования шести пластов в интервале 3554-3484 м и четырех пластов в интервале 3393-3325 м получен незначительный приток слабоминерализованной воды с пленками нефти. Приток жидкости (максимальный) из интервала 3554-3484 м составил 180 л/сутки с общей минерализацией воды 7,9 г/литр. По данным анализов, вода хлоркальциевого типа. Максимальный приток жидкости из интервала 3393-3325 м составил около 72 л/сутки с общей минерализацией воды 5,15 г/литр. Тип воды хлоркальциевый.

В скважине №2 интервалы опробования литологически представлены песчаниками мелко- и среднезернистыми, кварцево-полевошпатовыми серыми и светло-серыми. Песчаники сцементированы каолинитом, глинисто-биотитовым и кальцитовым цементом. Типы цемента: выполнения поровых пространств, базальный (обычно карбонатный), соприкосновения. Местами в интервалы опробования попадают угли каменные, черные, хрупкие и алевролиты серые и темно-серые, плотные, обогащенные углистым материалом. Пористость пород не превышает 4-6%, газопроницаемость -0,1-0,025 мД.

При опробовании III объекта в процессе желонирования было собрано около 80 литров нефти. Объект опробовался дважды. Вторичное опробование проведено после торпедирования 5`` колонны на глубинах 3586 м, 3524 м, 3492 м, 3485 м и проведения гидроразрыва и соляно-кислотной обработки с целью увеличения интенсивности притока флюида.

В результате гидроразрыва пласта и соляно-кислотной обработки за счет дополнительного вскрытия пласта объекта торпедированием получено весьма незначительное увеличение притока слабо минерализованной воды с пленками нефти (до 240 л/сутки).

При опробовании II и IV объектов в скв. №2 вместе с водой и нефтью в процессе желонирования выносились в большом количестве мелкие угольные частицы.

В *скважине №3* верхнеюрские отложения на приток жидкости, газа опробовались следующие интервалы: 3496-3490, 3466-3477, 3441-3448, 3366-3282, 3290-3280. В результате опробования трех пластов I объекта получен приток 550 л/сутки пресной воды с пленками нефти.

Из II объекта притока жидкости и газа не было получено.

Из III объекта получен незначительный приток чистой нефти (60 л/сутки).

В процессе опробования III объекта вместе с нефтью наблюдалось поступление в большом количестве угольных частиц.

Опробование III объекта проводилось дважды. Вторично опробование проведено после торпедирования 5`` колонны на глубине 3290 м. Максимально уровень жидкости в скважине был понижен до глубины 2780 м.

В результате дополнительного опробования объекта приток нефти практически прекратился и составил от 0,4 до 0,75 л/час.

В скважине №3 опробовались пласты песчаников, залегающие непосредственно между мощными (до 5-6 м) пластами каменных углей. Опробование показало, что по сравнению со скважинами №1 и №2 из I и III объектов опробования в скважине №3 были получены наибольшие притоки нефти, до 60 л/сутки.

I и III объекты литологически представлены песчаниками мелко- и среднезернистыми, каарцево-полевошпатовыми, серыми и светло-серыми. Песчаники сцементированы глинисто-биотитовым и кальцитовым цементом.

Тип цемента – выполнения пор, базальный, соприкосновения. Пористость песчаников 4-5%, газопроницаемость 0,01-0,02 мД.

Необходимо отметить, что как на Бергеинской, так на Олойской площади повторное вскрытие пластов торпедированием, солянокислая обработка при незначительном снижении противодавления на пласт, положительных результатов не дали (увеличения притока не получили).

Также устанавливается, что притоки нефти имели место только в первоначальной период испытания. К концу испытания приток нефти значительно уменьшался, а в некоторых объектах вовсе прекращался. Получение притока нефти в начальный период опробования и прекращение его со временем мы объясняем тем, что получаемые незначительные притоки вызывались только за счет упругих сил пласта. Наибольшие притоки нефти были получены в скважине №3 Бергеиской площади из песчаников залегающих непосредственно между пластами углей.

Исходя из вышесказанного, предполагается, что верхнеюрская нефть Берге-Олойской площади получена в результате естественной генерации из углей, и ввиду плохих коллекторских свойств вмещающих отложений аккумулируется непосредственно в пластах углей.

Как не вспомнить здесь успех формации Баккен, когда нефтематеринские сланцы начали разрабатывать за счет наличия в среднем Баккене карбонатных и песчаных прослоев. Изначально эти включения имели очень низкие фильтрационно-емкостные свойства, но за счет гидравлического разрыва пласта в них создаются искусственные трещины, а наличие протяженных горизонтальных стволов скважин обеспечивали большую площадь дренирования. В США, в штате Северная Дакота, этот подход позволил за 4 года увеличить добычу на 412% [3].

В нашем случае, в скважине №3 Бергеинской площади, опробование после торпедирования между двумя угольными пластами обусловило получение относительно максимального дебита нефти в 60 л/сутки. Применение современных технологий с горизонтальным бурением позволило бы получить куда более значительные объемы угольной нефти. Конечно, трудно сравнить нефтематеринский потенциал горючесланцевых формаций и угольных пластов, но в богатых экзинитовыми компонентами мезозойских углях вопрос промышленной нефтеносности остается открытым.

Список литературы

1. Голицын М.В., Пронина Н.В. Нефть в угольных бассейнах //Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал), 2004, вып. 5,. С.13-19

2. Сафронов А.Ф. Историко-Генетический анализ процессов нефтегазообразования (на примере востока Сибирской платформы). – Якутск: ЯНЦ СО РАН, 1992. – 148 с.

3. Bakken Oil Formation. По материалам сайта www.energyandcapital.com/resources/bakken-oil-field.

ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ КОНВЕРГЕНТНОСТЬ В РАКУРСЕ НАДДИСЦИПЛИНАРНОЙ NBICS-КОНВЕРГЕНЦИИ

Алексеев В. П. (Уральский гос. горный университет)

Понятие **конвергенции** (от лат. convergo – сближаю, схожусь) соответствует сближению или схождению в параметрах, характеризующих исследуемые объекты (составе, строении, свойствах и т. д.), которые изначально были далеки друг от друга. Данный полисемичный термин охватывает разные области знания (хотя особенно присущ биологии). Он широко используется и в геологии, что можно проследить в двух изданиях Геологического словаря, разделенных 40-летним промежутком. Так, в издании 1973 г. в одной развернутой статье «Конвергенция» (Геологический…, 1973, т. 1, с. 350) приведено 7 различных определений – от петрологического до формационного (плюс дается небольшое отдельное определение «конвергентной пары»). В современном издании (Геологический…, 2011; т. 2, с. 68-69) разными статьями по существу повторены те же 7 определений, из которых наиболее интересно общегеологическое: это «образование сходных по форме, составу, структуре и др. свойствам геологич. объектов разл. генезиса, продуктов разл. физич., химич. и (или) геологич. процессов». Отдельно выделены «конвергентные формации» и «конвергентные границы плит» – отметим, что последняя характеристика является одной из ключевых в тектонике литосферных плит.

Таким образом, мы имеем дело с совершенно нечетким, «размытым» понятием, что, впрочем, весьма присуще геологии в целом. Для его более или менее осознанного использования каждый раз необходимо обговаривать, в каком контексте идет речь. Просто и наглядно такой путь показан на рис. 1, с использованием области «смыслового поля».

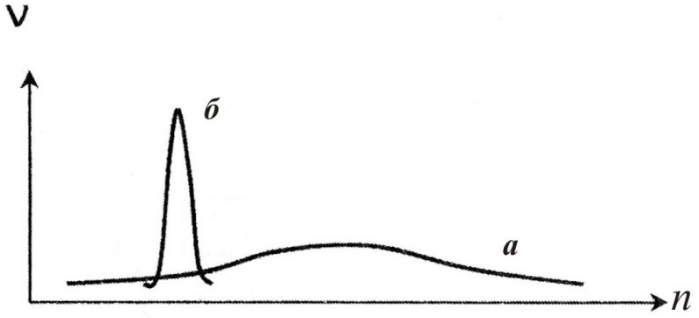


Рис. 1. *Смысловое поле многозначного термина до* ***(а)*** *и после* ***(б)*** *его ограничения в контексте (Арманд, 2008): V – частота использования термина, n – смысловой континуум*

Такое осознанное сужение области использования понятия конвергентности во многом снимает ее недостаток в виде гипотетичности генетических корней самого явления. Последнее даже образно названо «проклятием конвергенции» (Сидоров, 1996). Не имея возможности детально останавливаться на анализе затронутой проблематики, приведем лишь один путь выхода из общей запутанной ситуации, по сути близкий к подходу, изображенному на рис. 1. Он соответствует не просто сравнительно-описательной характеристике тех или иных процессов, объектов или явлений, но раскрывает их достижение в причинно-следственном виде. Такому подходу отвечает понятие **эквифинальности** (лат. aequus – равный; finalis – конечный), впервые использованное создателем системного анализа Людвигом фон Берталанфи (Bertalanffy, 1962). Под этим свойством он понимал **способность открытых биологических систем достигать одинакового конечного состояния, независимо от нарушения их начальных условий реализации**. Как видно, данное свойство значительно глубже и важнее «простой» конвергенции, которая может быть обусловлена случайной сходимостью, похожестью изучаемых объектов и (или) процессов (см. выше). Бурное развитие науки в последние десятилетия позволяет полагать, что эквифинальность в развитии систем во многом достигается вследствие **самоорганизации** (self-organization), присущей нелинейным (nonlinear) процессам. Их активное изучение ведется в рамках нового стиля мышления, удачно названного **синергетическим мировидением** (Князева, Курдюмов, 1992). Данные вопросы, применительно к геологии вообще и литологии в частности, рассмотрены нами в работе (Алексеев, 2013), содержащей большое количество конкретных примеров практического и методического характера. Касаясь

причинно-следственных или по сути генетических отношений в проявлении конвергенции – эквифинальности, имеет полный смысл обратиться к метафизике А. Уайтхеда, еще в 1930-х годах определившего, что будущее, наравне с прошлым, встроено в сегодняшнюю ткань событий. «Событие имеет будущее. Это означает, что событие содержит в себе те аспекты, которые будущее отбрасывает на настоящее, иными словами, что настоящее детерминировано будущим, и, стало быть, событие несет в себе **анитиципацию**» (Whitehead, 1925). (Антиципация, лат. anticipatio – предвосхищение – предугадывание, представление о предмете или событии, возникающее до акта их восприятия.)

Существенным «мостиком» на пути рассмотрения представлений о конвергентности событий, процессов и явлений, представляется концепция **самоорганизованной критичности** или СОК (self-organized criticality). Весьма краткая характеристика этого одновременно простого и сложного явления выглядит так: «… в природе сложное поведение отражает тенденцию систем, состоящих из большого числа элементов, эволюционировать в далекое от статического равновесия, но динамически уравновешенное *критическое* состояние, где даже незначительные возмущения могут привести к событиям, или лавинам любых масштабов. … критическое состояние является *самоорганизованным*» (Бак, 2014, с. 49). Вновь не имея возможности вдаваться в обсуждение этих примечательных идей, укажем на тот аспект, который органично присущ концепции СОК и особенно важен для изложения представляемых материалов. Он относится к **всюдности** проявления некоторых закономерностей, опять-таки определяемых рамками нелинейных представлений в общей концепции синергетического мировидения.

Всего лишь немногим более десяти лет назад в научный обиход введено понятие NBIC–конвергенции, получившей название по первым буквам соответствующих областей как физического, так и ментального знания (N – нано, B – био, I – инфо, C – когнито) (Converging …, 2002). В ее основе лежит метод визуализации, по которому установлено тесное взаимодействие между всеми известными научными и технологическими областями знания и практики. По многим смысловым позициям NBIC–конвергенцию можно рассматривать как отражение *синергетического мировидения*, лежащего в основе *нелинейной науки* (см. выше). Это хорошо видно из перечисления отличительных особенностей NBIC–конвергенции, перечисленных в статье (Медведев, 2007):

- интенсивное взаимодействие между указанными научными и технологическими областями;
- значительный синергетический эффект;
- широта охвата рассматриваемых предметных областей;
- выявление перспективы качественного роста технологических возможностей индивидуального и общественного развития человека.

Уже на первых этапах становления данного направления отчетливо прозвучали и социологические аспекты, давшие к сегодняшнему дню основание говорить о NBICS-конвергенции (S – социо), добавив тем самым к изначальному тетраэдру NBIC М. Роко и У. Бэйнбриджа пятую вершину, что транслирует его в пентаэдр, с несколько измененными положениями вершин (рис. 2).

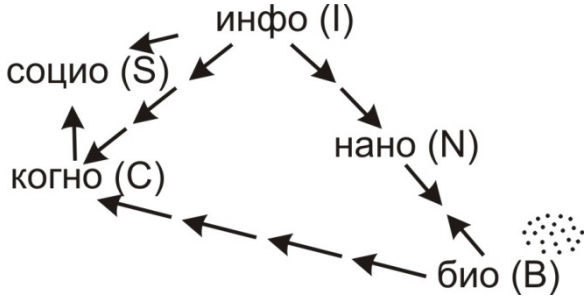


Рис. 2. *NBICS-конвергенция: упрощенная схема пересечения новейших технологий (Converging …, 2002; Медведев, 2007), с добавлением вершины S; крапом показана область наук о Земле*

Как видно из рис. 2, науки о Земле, рассуждая образно, находятся «на обочине» общего взаимодействия. Из этого, на наш взгляд, следуют большие перспективы в использовании общих достижений науки, полученных в последние десятилетия, для совершенствования геологического знания. Однако, это лишь одно направление вектора. Можно полагать и о его прямо противоположном действии. Таковое, на наш взгляд, прежде всего заключается в двух аспектах.

Первый из них относится к весьма специфическому и до сих пор дискуссионному понятию **геологического времени**. «Обычные» рассуждения в науке, чаще всего, связаны с ощущаемым и

осязаемым (измеряемым) физическим временем от наносекунд и времени постановки натурного эксперимента в часы и годы до исторических периодов длительностью в сотни – тысячи лет. Для геологов же, опять-таки по образному выражению, «один-два миллиона лет туда или сюда ничего по сути не значат». Таким образом, детальные геологические реконструкции представляют уникальный материал для реставрации процессов, протекающих с одной стороны, с квазибесконечной длительностью, а с другой – многократно повторяющихся.

Второй аспект заключается в том, что область наук о Земле наиболее близко расположена к био-вершине (см. рис. 2), что может обеспечить развитие познания в соотношении **живого и неживого**. Эта проблема, с различной остротой обсуждаемая в течение более чем столетия, к настоящему моменту так и не получила своего разрешения. Так, с одной стороны, ряд исследователей стоит на четком признании непреодолимых различий между живым и косным веществом, ориентируясь на представления В. И. Вернадского. В плане нашей статьи будет небезынтересна следующая цитата: «… особенно часто геолога … подстерегают демоны конвергенции, которые завлекают ученого общими закономерностями развития, единством материального и духовного мира. Различного рода сходства и подобия порой так хочется объяснить генетической их тождественностью» (Сидоров, 1995). С другой же стороны, большинство исследователей осознанно приходит к выводу, что между живой и неживой природой разрыва **нет**. Принятие именно такого положения может вывести именно геологию на ведущие позиции нового витка спирали познания, хорошо иллюстрируемой принципами NBICS-конвергенции. Среди широкого спектра геологических дисциплин первая роль, несомненно, должна принадлежать геологии горючих ископаемых, наиболее тесно связанной с био (B) компонентой (см. рис. 2).

Итогом выполненных рассуждений является наше глубокое убеждение в том, что широкое использование понятия конвергенции в геологии может получить **принципиально новое звучание в концептуальном понимании NBICS-конвергенции**. Более того, как раз геология, и прежде всего – ее генетическая составляющая, наиболее активно развиваемая в области геологии горючих ископаемых (нефть, газ, уголь), могут явиться основой для дальнейшего развития обширной области знания. Важнейшим моментом здесь представляется рассмотрение интерфейса сложности, под которым следует понимать взаимодействие двух систем: в рассматриваемом контексте – геолога (субъекта) и анализируемых им объектов.

Список литературы

1. Алексеев В. П. Нелинейно-литологические эссе. Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2013. 250 с.
2. Арманд А. Д. Два в одном: закон дополнительности. М.: Изд-во ЛКИ, 2008. 360 с .
3. Бак П. Как работает природа: Теория самоорганизованной критичности. М.: УРСС: Книжный дом «ЛИБРОКОМ». 2014. 276 с.
4. Геологический словарь. М..: Недра, 1973. Т. 1. 485 с.; Т. 2. 456 с.
5. Геологический словарь. СПб.: Изд-во ВСЕГЕИ, Т. 1, 2010. 432 с.; Т. 2, 2011. 480 с; Т. 3, 2012. 240 с.
6. Князева Е. Н., Курдюмов С. П. Синергетика как новое мировидение: диалог с И. Пригожиным // Вопросы философии. 1992. № 12. С. 3-20.
7. Медведев Д. А. Конвергенция технологий – новая детерминанта развития общества // Новые технологии и продолжение эволюции человека? М.: Изд-во ЛКИ, 2007. С. 40-74.
8. Сидоров А. А. Живое и косное // Вестник РАН, 1995. Т. 65. № 12. С. 1102-1106.
9. Сидоров А. А. Глубины и проклятия конвергенции // Вестник РАН, 1996. Т. 66. № 9. С. 836-840.
10. Bertalanffy L. fon. General System Theory – A Critical Review // General Systems. 1962. Vol. VII. P. 1-20. (См. также: Берталанфи Л. фон. Общая теория систем – критический обзор // Исследования по общей теории систем. М.: Прогресс, 1969. С. 28-82).
11. Converging Technologies for Improving Human Performans: nanotechnology, biotechnology, information technology and cognitive science. Edited by Mihail C. Roco and William Sims Bainbridge, National Science Foundation, Report, 2002. 482 p.
12. Whitehead A. N. Science and the Modern World. New York: Macmillan Company, 1925. 227 p. (См. также Уайтхед А. Избранные работы по философии. М.: Прогресс, 1990, 717 с.).

ТРАНСЛЯЦИЯ КЛАССИЧЕСКОЙ МЕТОДОЛОГИИ ФАЦИАЛЬНО-ЦИКЛИЧЕСКОГО АНАЛИЗА УГЛЕНОСНЫХ ТОЛЩ НА ИЗУЧЕНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ (ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ)

Алексеев В. П.* (Уральский гос. горный университет), Пронина Н. В. (Московский гос. университет), Федоров Ю. Н. (ОАО «Лукойл – Западная Сибирь»)

В начале нового Миллениума авторам, вместе с коллегами, представилась нечасто встречающаяся в геологии возможность проверки предлагаемой модели. Последняя заключалась в переносе представлений о составе и строении угленосных толщ, разрабатываемых в рамках классического фациально-циклического анализа, на глубокозалегающие нефтегазоносные отложения (Алексеев и др., 2002; Алексеев, 2003).

Фациально-циклический анализ (ФЦА) разработан на рубеже 1940-1950-х гг. группой литологов под руководством Ю. А. Жемчужникова на материале угленосных отложений среднего карбона Донецкого бассейна (Атлас…, 1956; Строение …, 1959, 1960). Его сущность изложена в лаконичной и исчерпывающей формулировке. «Детальное изучение и описание разреза в обнажении или по керну, составление литологической колонки, определение литогенетических типов и фаций, выделение циклов, составление межрайонных фациальных профилей и. наконец, построение фациальных и палеогеографических карт – таков путь анализа и обобщения материалов исследования, с постоянной взаимной, так сказать «обратной» проверкой исходных данных и предыдущих построений и выводов» (Строение…, ч. 1, с. 120). В последующем одним из участников «донецкого коллектива П. П. Тимофеевым, четверть века преподававшим в МГУ, предложено различать два этапа в изучении терригенных (угленосных) отложений – литолого-фациальный, при котором преобладает собственно анализ, и формационный, с преобладанием синтеза. Им же проведено фундаментальное изучение состава, строения и условий формирования юрских угленосных отложений Южной Сибири (Тимофеев, 1969, 1970), а уже в XXI в. синтезированы исследования разновозрастных угленосных формаций фанерозоя, включая современные торфяники (Тимофеев, 2006).

Использование ФЦА при изучении среднеюрских внутриконтинентальных отложений тюменской свиты Шаимского нефтегазоносного района (НГР), расположенного в непосредственной близости от Уральской складчатой системы, позволило в короткий срок как подтвердить его высокую работоспособность, так и получить многочисленные и разноплановые результаты, имеющие научную, методическую и практическую значимость (Алексеев и др., 2005). Они изложены в серии монографий, последовательно раскрывающих:

- роль тюменской свиты как связующего звена в обширной полосе раннемезозойского торфо(угле)накопления Северной Евразии (Угленасыщенность…, 2006);
- достоверность и значимость фациальных реконструкций, выполняемых при изучении керна, что проиллюстрировано их проверкой изучением вещественного состава и обработкой методами многомерной статистики (Состав…. 2007);
- закономерности в строении тюменской свиты, состоящей в наиболее полном виде из четырех литоциклов II порядка, имеющих толщины 25-40 м и хорошо коррелирующихся по всей территории Шаимского НГР (Строение…, 2009);
- унаследованность развития осадочного чехла от строения блокового фундамента, которой контролируется общий ингрессионный характер начала раннемезозойского осадконакопления (Стратиграфия…, 2010).

На рис. 1 приведен только один пример, иллюстрирующий полученные результаты. Отчетливо видно стабилизирующее положение горизонта с повышенной угленасыщенностью, приуроченного к верхней части нижнего литоцикла. Средняя угленасыщенность последнего составляет 7,3 % от общей толщины, что является весьма большим значением даже для «классических» угленосных толщ. Угольные пласты этой части разреза являются довольно надежными реперами для Шаимского НГР, при дальнем же сопоставлении они коррелируются с соответствующими угольными пластами юго-востока Западно-Сибирской плиты $У_{10}$ и $У_{14}$. Особенно важно, что при более позднем вовлечении территории в процесс осадконакопления (колонка А на рис. 1) горизонт с повышенной угленасыщенностью часто как бы «запечатывает» разновозрастные породы фундамента. Такой факт, будучи весьма нехарактерным для собственно угленосных толщ,

ярко подчеркивает общую эквифинальную направленность седиментационных процессов для гетерогенного основания толщи.

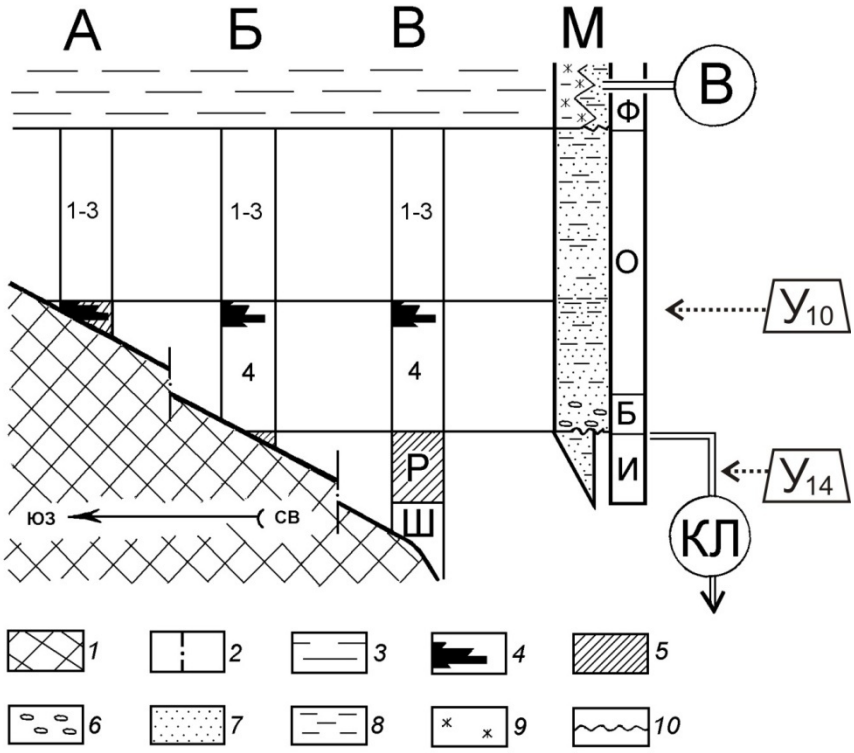


Рис. 1. *Генерализованная модель, отражающая постоянство строения тюменской свиты:*

индексы вверху: А – сокращенный, Б – полный, В – наращенный за счет нижнеюрских отложений разрез тюменской свиты (цифры: литоциклы II порядка, Р – радомская пачка, Ш – шеркалинская свита); М – сводная модель строения раннемезозойской угленосной формации (см. рис. 6.4) (И – инициальная, Б – базальная, О – основная и Ф – финальная части). Буквы в кружках и двойные стрелки – направления, показывающие на принципиальное замещение морских отложений континентальной угленосной толщей (васюганский горизонт – В), а также приращение в Красноленинском (КЛ) районе основной части угленосной формации шеркалинской свитой. Точечные стрелки и индексы в трапециях – положение угольных пластов, выделяемых в разрезе юго-восточной (Томской) части Западно-Сибирской плиты.

Обозначения: к разрезу тюменской свиты (колонки А – В): 1 – доюрский фундамент; 2 – границы тектонических блоков; 3 – морские глинистые отложения абалакской и даниловской свит; 4 – горизонт с повышенной угленасыщенностью; 5 – инициальная часть разреза, «запечатывающая» фундамент; к сводной модели (колонка М): 6 – конгломераты и гравелиты, 7 – песчаники, 8 – алевролиты и аргиллиты, 9 – пестроцветные породы, 10 – внутриформационные перерывы и несогласия

Следующим объектом наших детальных исследований явились нижнемеловые отложения викуловской свиты Красноленинского НГР, включающие продуктивные пласты (коллекторы) $ВК_{1-3}$. Несмотря на отсутствие здесь угольных пластов, а также небольшое количество и фрагментарный отбор керна, в короткий срок получен ряд сведений, изложенных в работе (Состав…, 2011). Вновь проиллюстрируем их только на отдельных примерах. На рис. 2 приведена классификация режимов осадконакопления, предложенная С. И. Романовским. В ней нами добавлен новый, прибрежно-мелководный режим, который весьма характерен для многих стратиграфических горизонтов Западной Сибири, включая широко известный «рябчик». На рис. 3 даны общие представления о циклическом строении верхней части викуловской свиты.

Дальнейшее использование методологии ФЦА при изучении нефтегазоносных отложений Западной Сибири еще более отчетливо проявило существенные «лакуны» при ее прямой, некритической трансляции на верхнеюрские – меловые, то есть собственно плитные части мегаформации. В основном это относится к двум уже отмеченным выше векторам. 1. Отсутствие четких «реперных» обстановок в виде угольных пластов (или преобладании субаквальных,

собственно морских терригенных отложений). 2. Весьма ограниченное количество керна, отбираемого к тому же почти исключительно по продуктивным, т. е. песчаным частям разреза.

Отметим, что первая «лакуна» отчасти была заполнена уже пионерными исследованиями Донбасса (Атлас…, 1956; Строение …, 1959, 1960), позднее повторенными в работе (Тимофеев, 2006). Это касается известняков, являющихся закономерными составными частями угленосных циклов среднего карбона. Помимо этого, фациально-циклические исследования были распространены и на аридные отложения Южной Сибири (Тимофеев, 1969, 1970, 2006). Однако основная часть продуктивной собственно плитной части Западной Сибири формировалась в принципиально иных условиях. Изучение ряда объектов деятельности ОАО «Лукойл – Западная Сибирь»», расположенных в Широтном Приобье, позволило предложить существенно новую схему фациального расчленения субаквальных фаций нижнемеловых отложений (Алексеев, 2014). Одной из главных ее особенностей является использование в качестве диагностического признака количество и характер ихнофоссилий. По сути, этот признак заменил характеристику растительных остатков, не являющихся заметным объектом в исследуемых толщах, и явился хорошим взаимозаменяющим признаком относительно собственно палеофаунистических остатков.

Что же касается второй лакуны, то ее заполнение требует специальных исследований, которые к настоящему времени еще не проводились. Их настоятельная необходимость диктуется последовательностью операций, выполняемых при реализации ФЦА, которые были приведены в начале представленных материалов. По сути, мы очередной раз в новом Миллениуме ставим вопрос о верификации методологии фациально-циклического анализа, разработанного на материале угленосных толщ, для нефтегазоносных отложений. В этом можно видеть полную проверку правильности суждений о принципиальном единстве горючих полезных ископаемых всего ряда (нефть. Газ, уголь), культивируемых как в Московском государственном, так и Уральском горном университетах



Рис. 2. *Классификация режимов образования элементарных седиментационных циклов (Романовский, 1985; с добавленным прибрежно-мелководным режимом)*

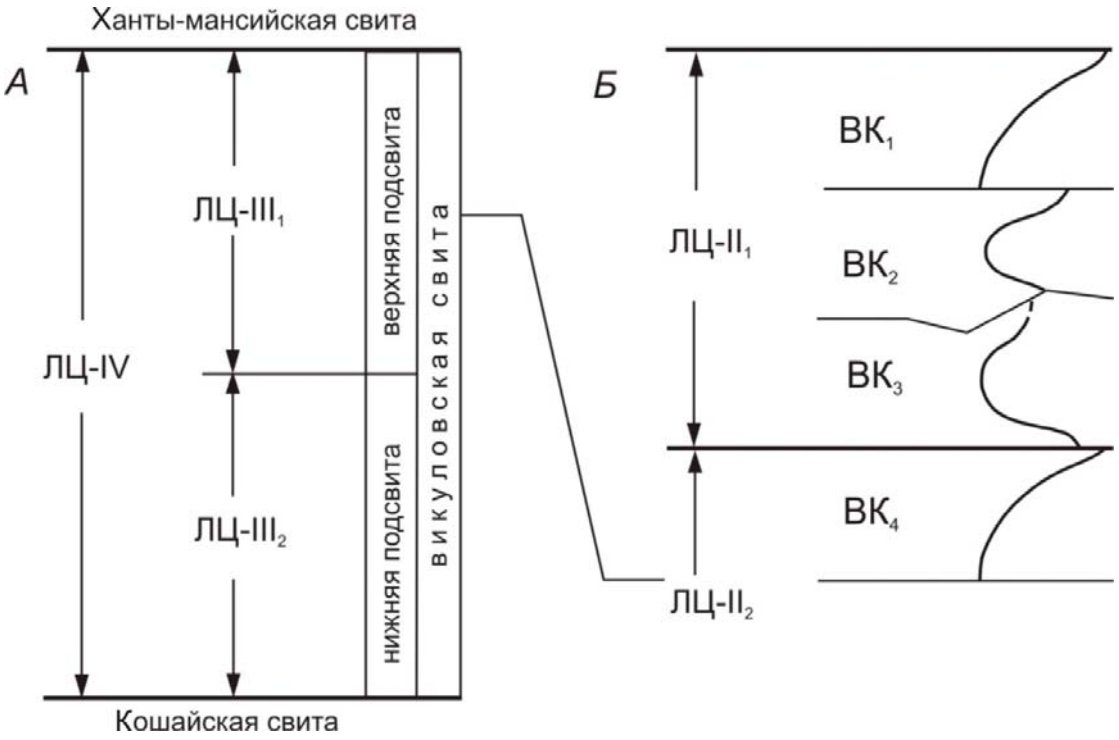


Рис. 3. *Циклическое строение викуловской свиты (А) и ее верхней части (Б). Справа условными символами показана направленность смены отложений в достаточно условной трансгрессивности (слева направо). ЛЦ – литоциклы, римские цифры – их порядок, ВК$_{1-4}$ – коллекторы*

Список литературы

1. Алексеев В. П. Классический литолого-фациальный анализ как базовый метод при изучении состава и условий формирования раннемезозойских отложений Западно-Сибирской плиты // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО (Шестая научно-практ. конф.). Ханты-Мансийск, 2003. Т.1. С. 145-150.
2. Алексеев В. П. Атлас субаквальных фаций нижнемеловых отложений Западной Сибири (ХМАО – Югра). Екатеринбург: изд-во УГГУ, 2014. 284 с .
3. Алексеев В. П., Пронина Н. В., Русский В. И. К вопросу востребованности методологии литологического изучения угленосных толщ при оценке нефтегазоносности осадочных бассейнов (на примере нижнемезозойских отложений Урала и Западной Сибири) // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. М.: ГЕОС, 2002. Кн. 1. С. 25-27.
4. Алексеев В. П., Пронина Н. В., Свечников Л. И.. Федоров Ю. Н. Фациально-циклические исследования юрских отложений Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна: результаты и перспективы // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Нефтегазоносные системы садочных бассейнов. М.: ГЕОС, 2005. С. 38-40.
5. Атлас литогенетических типов угленосных отложений среднего карбона Донецкого бассейна // Л. Н. Ботвинкина, Ю. А. Жемчужников, П. П. Тимофеев, А. П. Феофилова, В. С. Яблоков. М.: Изд-во АН СССР, 1956. 368 с.
6. Романовский С. И. Динамические режимы осадконакопления. Циклогенез. Л.: Недра, 1985. 263 с.
7. Состав и генезис отложений тюменской свиты Шаимского нефтегазоносного района (Западная Сибирь). Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2007. 209 с.
8. Состав, строение и условия формирования коллекторов группы ВК восточной части Красноленинского нефтяного месторождения (Западная Сибирь). Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2011. 325 с.
9. Стратиграфия и палеогеография мезозойско-кайнозойского чехла Шаимского нефтегазоносного района (Западная Сибирь). Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2010. 257 с.

10. Строение и корреляция отложений тюменской свиты Шаимского нефтегазоносного района (Западная Сибирь). Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2009. 227 с.
11. Строение и условия накопления основных угленосных свит и угольных пластов среднего карбона Донецкого бассейна / Ю. А. Жемчужников, В. С. Яблоков, Л. И. Боголюбова, Л. Н. Ботвинкина, А. П. Феофилова, М. И. Ритенберг, П. П. Тимофеев, З. В. Тимофеева. М.: Изд-во АН СССР. Ч. 1. 1959. 331 с. Ч. 2. 1960. 346 с. (Труды ГИН АН СССР. Вып. 15).
12. Тимофеев П. П. Геология и фации юрской угленосной формации Южной Сибири. М.: Наука, 1969. 556 с. (Труды ГИН АН СССР. Вып. 197).
13. Тимофеев П. П. Юрская угленосная формация Южной Сибири и условия ее образования. М.: Наука, 1970. 204 с. (Труды ГИН АН СССР. Вып. 198).
14. Тимофеев П. П. Эволюция угленосных формаций в истории Земли. М.: Наука, 2006. 204 с. (Труды ГИН РАН. Вып. 557).
15. Угленасыщенность, петрографический состав и метаморфизм углей тюменской свиты Шаимского нефтегазоносного района (Западная Сибирь). Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2006. 158 с.

ОСИНСКИЙ ГОРИЗОНТ – ПЕРСПЕКТИВНЫЙ ОБЪЕКТ ПОИСКОВ УГЛЕВОДОРОДОВ НА НЕПСКО-БОТУОБИНСКОЙ АНТЕКЛИЗЕ И ЕЕ СОПРЕДЕЛЬНОЙ ТЕРРИТОРИИ.

Степанов П.Б. (научный сотрудник ФГУП «ВНИГНИ»)

С целью поддержания достигнутых уровней добычи нефти актуальным вопросом является поиск новых объектов, обеспечивающих прирост ее запасов. Одним из таких объектов является осинский горизонт нижнекембрийского возраста в пределах Восточно-Сибирской мегапровинции (Лено-Тунгусская НГП).

Промышленная нефтегазоносность осинского горизонта установлена только в пределах Непско-Ботуобинской и Ангаро-Ленской нефтегазоносных областей (табл. 1).

месторождение	Год откр.	Кол-во залежей	НГО	ABC1			C2		
				нефть, млн.т		газ, млрд. м3	нефть, млн.т		газ, млрд. м3
				ГЕОЛ	ИЗВЛ		ГЕОЛ	ИЗВЛ	
Атовское	2010	Н:2	А-Л	0,338	0,037		12,023	1,323	
Большетирское	2012	Н:2	Н-Б	1,628	0,514		2,958	0,936	
Вакунайское	1991	Г:2	Н-Б			10,823			72,716
Верхнечонское	1986	Н:1;Г:2;ГК:2	Н-Б	1,466	0,161	6,459			81,279
Даниловское	2012	Н:1	Н-Б	3,042	0,961		4,142	1,309	
Игнялинское	2011	Н:2	Н-Б				113,343	22,668	
Ичединское	2012	Н:1	Н-Б	0,375	0,117		4,863	1,537	
Криволукское	2011	Н:1	Н-Б				0,641	0,16	
Марковское	1962	Н:1	Н-Б	3,028	0,891		0,066	0,021	
Пилюдинское	1984	Н:1	Н-Б	1,992	0,492				
Северо-Даниловское	2012	Н:1	Н-Б	2,263	0,453		37,539	7,508	
Северо-Марковское	2010	Н:1	Н-Б				2,091	1,463	
Северо-Талаканское	2007	Н:2; Г:3	Н-Б	96,402	26,133	1,17	5,077	1,421	3,892
Среднеботуобинское	1970	Г:1	Н-Б			1,502			15,519
Талаканское	1984	Н:4;Г:5;ГК:3	Н-Б	399,186	110,502	42,828	45,834	11,573	4,341
Южно-Талаканское	2010	Н:1; Г:1	Н-Б	2,726	0,763	0,101	28,37	7,413	
ВСЕГО	**Н:21;Г:14;ГК:5**			**512,446**	**141,024**	**62,883**	**256,947**	**57,332**	**177,747**

Табл. 1. Месторождения с промышленными залежами в осинском горизонте по состоянию на 01.01.14 г.

В 2012 году была закончена количественная оценка запасов и ресурсов углеводородов Российской Федерации по состоянию на 01.01.2009 г., где осинский горизонт был рассмотрен в составе верхневендско-нижнекембрийского нефтегазоносного комплекса, а не как отдельный объект. Однако, с момента последней количественной оценки в осинском горизонте происходили новые открытия: было открыто 9 новых месторождений и 16 залежей. Всего, по состоянию на 01.01.2014 г., открыто 16 месторождений (40 залежей: 21

нефтяная, 14 газовых и 5 газоконденсатных) с суммарными запасами УВ кат. $АВС_1$ – 204,4 млн.т УУВ извлекаемых (извлекаемые запасы нефти составляют 141 млн.т). Доля запасов нефти составляет около 89%. В 2013 г. поставлены на Госбаланс Ичёдинское и Большетирское месторождения и 2 новые залежи в уже открытых месторождениях: Даниловском и Северо-Даниловском (все нефтяные); в 2014 году открыты 2 газовые залежи в Южно-Талаканском и Северо-Талаканском месторождениях.

Несмотря на то, что в пределах Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области осинский горизонт вскрыт не одной сотней параметрических, поисковых и разведочных скважин, и по нему накоплен огромный фактический материал, всесторонне его характеризующий, продолжают оставаться нерешенными многие проблемы, главной из которых является проблема формирования и закономерностей распространения пород-коллекторов.

В осинское время всю территорию Сибирской платформы занимает морской бассейн (рис.1). В пределах Непско-Ботуобинской, Байкитской антеклиз, Бахтинского мегавыступа и отчасти Ангаро-Ленской ступени фиксируются тяготеющие друг к другу зоны аномально повышенных и пониженных мощностей. В зонах больших мощностей литологический состав осинского горизонта сходен с рифовыми образованиями. Осинский горизонт в зонах больших мощностей сложен преимущественно органогенными известняками, переслаивающимися с доломитами. Характерно отсутствие терригенной примеси. Повсеместно широко развита доломитизация. В осинское время впервые зафиксировано формирование рифов и рифоподобных образований. В пределах изучаемой территории следует выделить несколько областей: область глубокой части шельфа, область мелкой части шельфа и область образования (распространения) рифоподобных тел. Основные открытия в осинском горизонте связаны с последней областью.

Область глубоководной части шельфа (северо-восток), характеризуется мощностями (до 50 м) с глубиной залегания кровли осинского горизонта 1400 – 1660 м. Здесь происходило формирование доломитов с примесью глинистого материала, что свидетельствует о глубоководных условиях их формирования. Образцы (шлифы) (скв. Среднеботуобинская 1) плотные с микрокристаллической и тонкокристаллической структурой.

Область мелководной части шельфа характеризуется мощностями от 20 до 95 м в меридиональном направлении с северо-востока на юго-запад и от 140 до 60 м в широтном направлении с запада на восток. Здесь происходило формирование доломит-известково-сульфатных отложений (содержание сульфатной части от 1 до 10 %). Образцы (шлифы) представлены (скв. Куюмбинская 2) известняками и доломитами тонкокристаллическими, мелкокристаллическими и обломочными.

Область образования (распространения) рифов характеризуется средними мощностями (50 м) осинского горизонта. В этой области происходило накопление органогенных карбонатных отложений (скв. Чаяндинская 321-47). Образцы, описанные в шлифах, представлены водорослевыми доломитами, доломитами с реликтовой структурой и биогермными известняками.

Следует отметить, что существование различных обстановок осадконакопления обусловило широкий литологический спектр состава и невыдержанность мощности осинского горизонта. Породы осинского горизонта испытали в диагенезе и катагенезе интенсивную перекристаллизацию, неоднородную доломитизацию, выщелачивание, трещинообразование, засолонение и т.д. В целом вторичные процессы наиболее интенсивно проявились в органогенных и органогенно-обломочных породах. Наиболее существенное положительное влияние на формирование коллекторов осинского горизонта оказали процессы выщелачивания, доломитизации и перекристаллизации.

Фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов осинского горизонта изменяются в широких пределах. Открытая пористость коллекторов варьирует от 7-8 до 25%. Наиболее часто ее значения изменяются от 9 до 13%. Проницаемость коллекторов

осинского горизонта обычно составляет 0,003-0,02 мкм^2. Эффективная мощность изменяется от 1,5 до 25 метров, средние значение ее составляет 8-12 м.

Также одним из важнейших факторов при обосновании перспектив нефтегазоносности является наличие надежных флюидоупоров. В пределах территории исследования таковыми являются мощные толщи солей усольской свиты регионального распространения. Однако, процессами засолонения и, в меньшей степени, сульфатизацией объясняется ухудшение коллекторов на отдельных месторождениях.

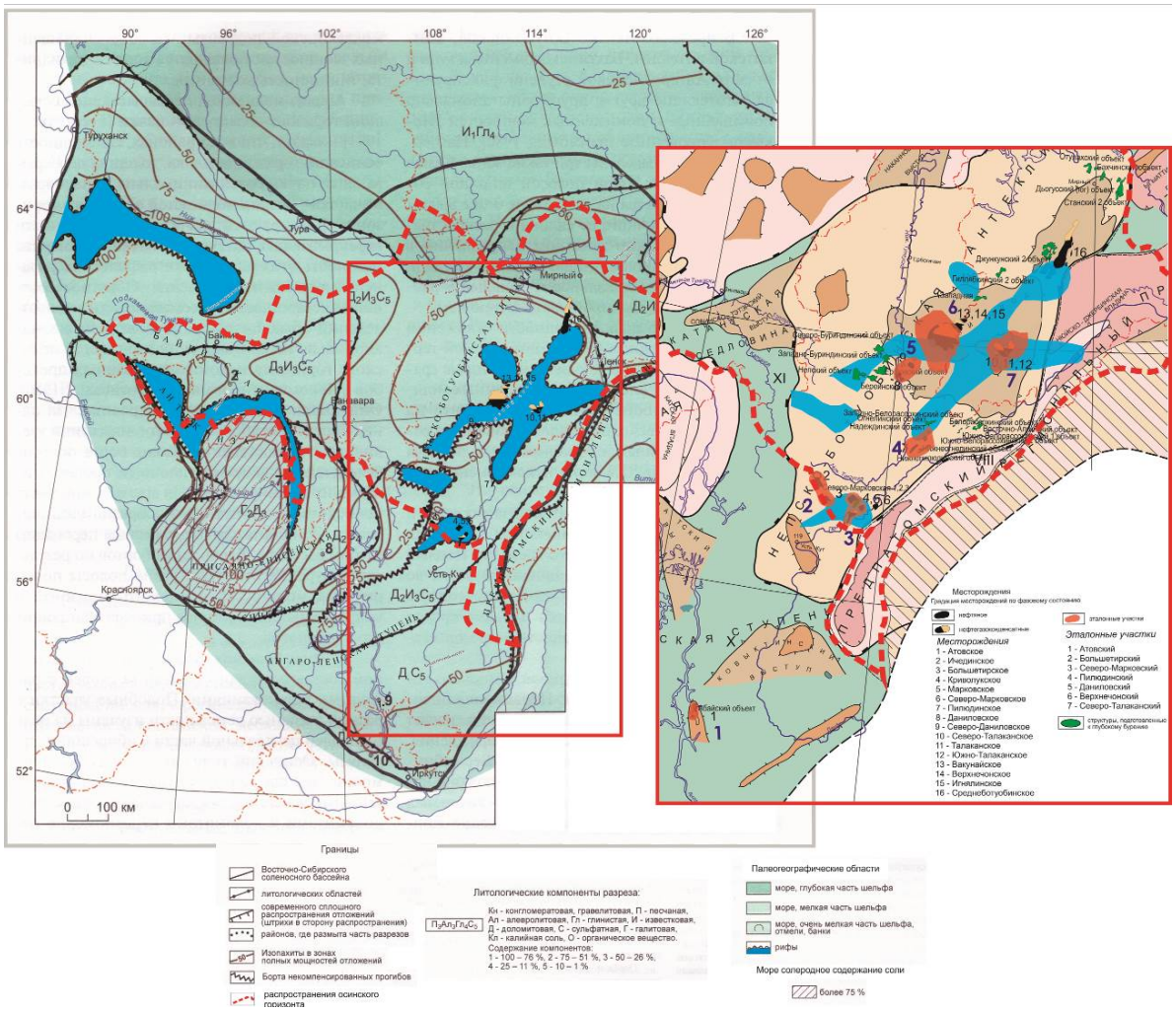


Рис. 1 Литолого-палеографическая карта южных и центральных районов Восточной Сибири, осинское время, с врезкой тектонической карты нефтегазоносных провинций Сибирской платформы (по данным Н.В. Мельникова, 2009г., В.С. Старосельцева, 2005г. (с добавлениями автора))

Осинский горизонт имеет доказанную нефтегазоносность на 16-ти месторождениях, целесообразно проводить его количественную оценку методом внутренних геологических аналогий.

Для подсчета запасов и ресурсов осинского горизонта было выделено 7 эталонных участка: Верхнечонский эталонный участок - осинский горизонт сложен светло-серыми, серыми и коричневыми известковистыми доломитами, сульфатизированными и частично засолоненными, и серыми, темно-серыми и коричневато-серыми доломитистыми известняками с прослоями сгустковых, водорослевых и микрофитолитовых разностей. Породы на отдельных участках трещиноватые, кавернозные, каверны выполнены каменной солью. Общая мощность пласта $Б_1$ на Верхнечонском месторождении — 40-50 м;

Пилюдинский эталонный участок - осинский продуктивный горизонт приурочен к среднеусольской подсвите. Горизонт представлен известняками серыми, коричневыми, коричневато-серыми, неяснослоистыми, мелко-среднезернистыми, с прослоями доломитов, доломитизированными, засолоненными, плотными, крепкими, со стилолитовыми швами и примазками черного глинисто-органического вещества, трещиноватыми. Общая толщина осинского горизонта изменяется от 56 до 98 м, эффективная толщина 13,5 м; Атовский эталонный участок (для Ангаро-Ленской ступени), где осинский горизонт усольсой свиты сложен каверно – трещиноватыми известняками и доломитами; Даниловский эталонный участок (включает в себя 2 месторождения: Даниловское и Северо-Даниловское) - известняки и доломиты со следами водорослевой структуры полностью слагают осинский горизонт. Они интенсивно перекристаллизованы. От водорослевых образований иногда остались только "тени", выполненные тонкозернистым карбонатом; Северо-Марковский эталонный участок (включает в себя 2 месторождения: Марковское и Северо-Марсковское) - продуктивный осинский горизонт сложен органогенными известняками в различной степени доломитизированными; Северо-Талаканский эталонный участок - коллектор представлен плотными доломитами, местами с включениями ангидрита и битума, кавернозными, микротрещиноватыми; Большетирский эталонный участок (включает в себя 2 месторождения: Большетирское и Ичединское) – коллектора сложены карбонатами.

В соответствии с методическим руководством к количественной оценке 2009 года о принципах выделения эталонных участков, Талаканское месторождение, хоть и хорошо изучено, где продуктивен осинский горизонт, не может входить в эталонный участок, тк по своим запасов месторождение является крупным и коэффициент аналогии будет выходить за рамки допустимых значений (Кан должен быть в пределах от 0,5 до 2).

Таким образом для области распространения мелководного шельфа выделяется 3 эталонных участка, а для области образования рифов (рифоподобных тел) – 4 эталона.

Опираясь на литологические характеристики осинского горизонта в составе осинского НГК коэффициент аналогии для метода геологических аналогий следует определять с использованием следующих критериев нефтегазоносности:

- структурный критерий, основой которого послужила структурно-тектоническая карта Сибирской платформы (рис.1)
- коэффициент открытой пористости коллекторов
- суммарная эффективная мощность $H_{эф}$, включающая в себя эффективные мощности всех прослоев горных пород способных к нефтеотдаче

Новые открытия дают более точную картину распределения ресурсов осинского горизонта, а также уточняют площадь распространения и выделения зон с рифоподобными телами и зон мелководного шельфа.

В данной работе осинский НГК Лено-Тунгусской НГП рассматривается как самостоятельный объект. Определены факторы, контролирующие нефтегазоносность, обоснован выбор метода подсчета, выделены эталонные участки. Дальнейшей задачей исследования является обоснование параметров коэффициента аналогий, выделение расчетных участков и определение НСР УВ путем переноса плотности НСР УВ с эталонных участков на расчетные согласно выбранной методике.

Список литературы:

1. Венд-кембрийский соленосный бассейн Сибирской платформы (Стратиграфия, история развития). Н.В. Мельников, Новосибирск 2009г.
2. Геология и перспективы нефтегазоносности венда и нижнего кембрия центральных районов Сибирской платформы (Непско-Ботуобинская, Байкитская антеклизы и Катангская седловина). Г.Г. Шемин, Новосибирск 2007г.

ОБ ОСАДКОНАКОПЛЕНИИ ГРУППЫ ТЕРРИГЕННЫХ ПЛАСТОВ ЧЕРКАШИНСКОЙ СВИТЫ ВАДЕЛЫПСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ЗАПАДНО-СИБИРСКИЙ НГБ)

Ихсанов Н. А. (Казанский (Приволжский) федеральный университет), Нургалиева Н. Г. (Казанский (Приволжский) федеральный университет)

Введение

Фациальный анализ активно применяется при изучении сложнопостроенных неоднородных природных резервуаров углеводородов. Фациальная структура разрезов часто оказывается эффективной основой для картирования зон распространения пород-коллекторов и пород-флюидоупоров, для прогнозирования свойств пластов в процессе поисково-разведочных работ, а также для оптимизации освоения углеводородных скоплений.

Одной из методик изучения фаций резервуаров является анализ форм кривых спонтанной поляризации (ПС) и гамма-каротажа (ГК) и построение седиментологических колонок, корни которых уходят в 1960-70-ые года в Европу и Америку. Тогда каротажные диаграммы стали применяться для поиска литолого-стратиграфических залежей.

Среди отечественных исследователей наибольшей популярностью пользуется В.С. Муромцев и его «Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа» (1984), в которой им был предложен способ математической обработки каротажных кривых для оценки степени литологической изменчивости разреза, что позволило эффективно использовать их для выделения типов фаций. Метод электрометрических моделей фаций (ЭМФ) основывается на анализе кривой ПС, точнее на ее относительном значении $\alpha_{ПС}$. Участок кривой с наиболее положительными показаниями принимается как условная нулевая линия (линия глин), а с наиболее отрицательными значениями как линия, условно равная 1 (линия песков). На основе этого им разработаны детальные электрометрические модели фации песчаных тел континентального, прибрежно-морского и морского генезиса, а также глинистых отложений экранов [Муромцев, 1984].

Данный метод был использован для достижения цели настоящей работы: определить условия осадконакопления черкашинской свиты Ваделыпского месторождения (готерив-баррем, нижний мел), включающей в свой состав группу продуктивных нефтеносных пластов $АС_{10-11}$.

Объект исследования

Ваделыпское нефтяное месторождение расположено на территории Нефтеюганского района Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области недалеко от п. г. т. Салым. Оно открыто в 1989 году.

Оператором-разработчиком Салымской группы нефтяных месторождений является компания “Salym Petroleum Development N. V.” (СПД).

Промышленные запасы нефти приурочены к пластам черкашинской свиты (готерив-баррем, нижний мел), которая, как это свойственно западно-сибирским разрезам, по своему строение анизатропна: характерно переслаивание песчаников, алевролитов и глин.

Породы-коллекторы представлены песчаниками, мелко- и среднезернистыми, с глинистым цементом. В качестве покрышек выступают глины и алевролиты.

Песчано-алевритовые отложения свиты обозначаются как пласты $АС_{4-12}$ (пласты группы АС). На площади месторождения пласты $АС_{10}$, $АС_{11}^{1-3}$ являются промышленно нефтеносными.

Продуктивные пласты перекрываются региональной глинистой приобской пачкой.

Методика исследования

Методика исследования включает в себя расчленение и корреляцию разрезов скважин по общим геолого-геофизическим и специфическим электрофациальным признакам, реконструкцию фациального строения и генезиса выбранных пластов.

По кривым ПС и плотностного каротажа (ГГК-п), отражающим вариации плотности горных пород, составлена схема корреляции по линии скважин №№ ХХ08-ХХ50 (С-Ю). Репер - кровля пласта $АС_{10}$ (Рис. 1).

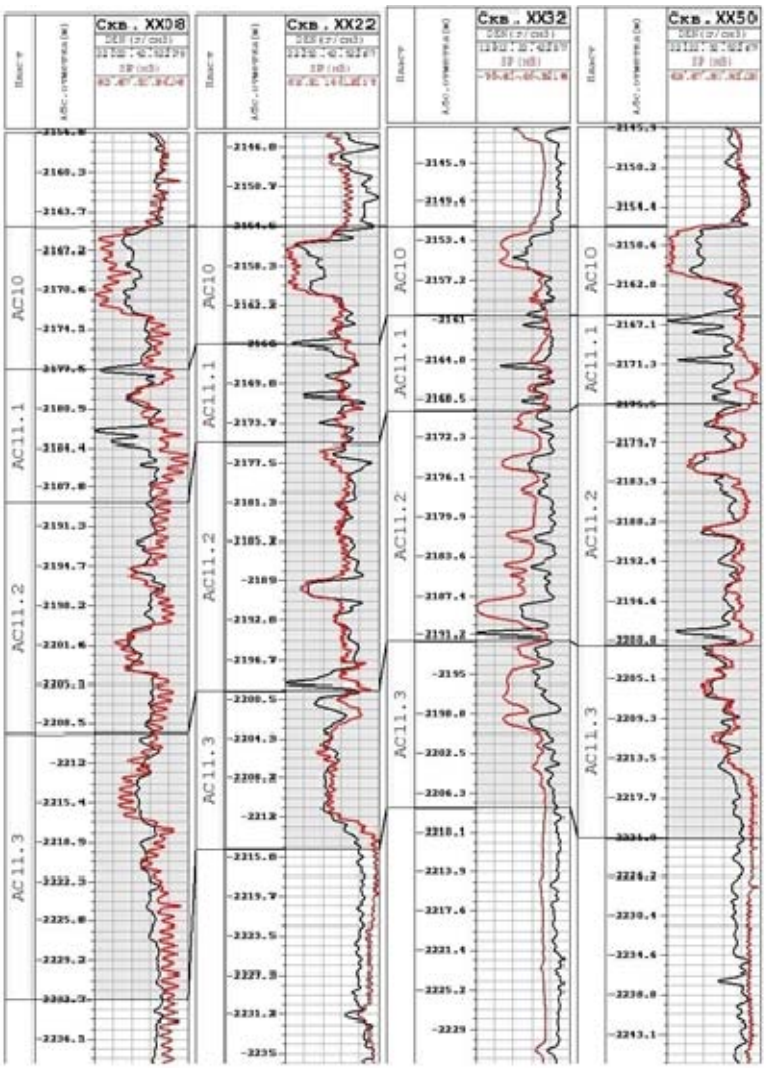


Рисунок 1. *Схема корреляции по кровле пласта АС10 по линии скв. №№ XX08-XX50 Вадельпского нефтяного месторождения(С-Ю) (ПС – красная кривая, ГГК-п – черная кривая)*

После чего для выяснения фациального состава пластов был использован метод электрометрических моделей песчаных тел, предложенный в работе [Муромцев, 1984]. Он заключается в том, что по кривым ПС имеется возможность выявить фации континентальной, прибрежно-морской и дельтовой обстановок осадконакопления [1].

Как известно, на каротажной диаграмме методом ПС в роли положительных аномалий выступают глины, а отрицательных аномалий – неглинистые, низкодисперсные песчаные породы-коллекторы, с низкой адсорбционной способностью.

В работе Муромцева В. С. отмечается, что форма кривых ПС меняется вместе с изменением гранулометрического состава песчаных образований. Однако учитывается то, что на значения ПС могут влиять и другие факторы: минерализация пластовых вод, толщина пластов, изменение химического состава бурового раствора, масштаб записи и т. д.

С целью исключения влияния подобных факторов в методе электрометрических моделей песчаных тел использованы относительные значения ПС, или $\alpha_{ПС}$ [1].

Параметр $\alpha_{ПС}$ – это отношение значений кривой ПС, изучаемого пласта, к ее максимуму. На каротаже находят максимальные и минимальные значения ПС, относительно них проводят по максимуму линию песков ($\alpha_{ПС}$=1), а по минимуму – линию глин ($\alpha_{ПС}$=0).

Выявлена связь между электрометрическими и седиментологическими свойствами разреза. Для этого Муромцевым была использована привязка данных по керну к электрокаротажам. Входе этого было введено понятие «палеогидродинамический уровень», отражающее динамическую активность среды седиментации. Результаты совместного анализа кривых ПС и результатов лабораторных

исследований образцов керна показали, что значения $\alpha_{ПС}$ равные 0-0,2 соответствуют глинам и алеврито-глинистым породам, сформировавшимся при очень низком палеогидродинамическом уровне среды седиментации; 0,2-0,4 – алевролитам и глинисто-алевролитовые породам (низкий палеогидродинамический уровень); 0,4-0,6 – смешанным породам (средний уровень), 0,6-0,8 – мелкозернистым пескам, возникшим при высокой гидродинамической активности среды; 0,8-1,0 – пескам средне-крупнозернистым, сформировавшимся при очень высоких палеогидродинамических уровнях седиментации.

Результаты исследований

Используя значения $\alpha_{ПС}$, была проведена литологическая интерпретация, которая показала, что коэффициент расчлененности черкашинской свиты равен 5,75. Коэффициент макронеоднородности равен 0,35 д. ед. Все это говорит о высокой неоднородности пластов.

В результате палеогидродинамического анализа, который также был проведен по значениям $\alpha_{ПС}$, было выяснено, что в черкашинское время происходила постоянная смена палеогидродинамических условий осадконакопления. Седиментогенез был как активным, так и пассивным.

Фациальная реконструкция для черкашинской свиты по выбранной линии скважин была проведена по методу электрометрических моделей песчаных тел, предложенная Муромцевым В. С. (Рис. 2). Результаты описаны в заключении данного тезиса.

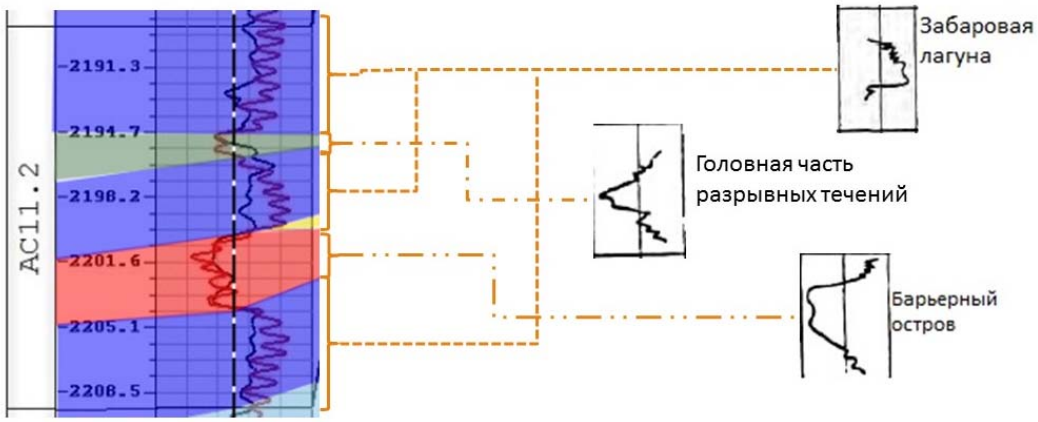


Рисунок 2. *Фациальная интерпретация пласта $АС_{11}^{2}$ методом Муромцева (ПС – красная кривая, ГГК-п – черная кривая)*

Заключение

Черкашинской свита обладает сложным фациальным строением, что связано с частой сменой регрессивных и трансгрессивных фаз в обстановках устьевых баров, продельты, озер и болот, разлива и намывных валов, головных частей разрывных течений, промоин разрывных течений, забаровых лагун, вдольбереговых трансгрессивных и регрессивных баров.

Наиболее мощные и выдержанные породы-коллекторы связаны с фациями устьевых баров и промоинами разрывных течений.

Список литературы

1. Муромцев В. С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. – СПб.: Недра, 1984. – 260 с.

2. www.salympetroleum.ru

ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ И ПРОЦЕССЫ ФОРМИРОВАНИЯ ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ В СОСТАВЕ КОРЫ ВЫВЕТРИВАНИЯ ОРДОВИКСКИХ КАРБОНАТНЫХ ПОРОД В ОРДОССКОМ БАССЕЙНЕ (КНР)

Ван Илинь, аспирант кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Ордосский б*ассейн,* расположенный в центральной части Северного Китая, представляет собой огромную асимметричную синклинальную впадину с пологим северным и крутыми южным и западным бортами. На площади около 250.000 км^2 выделяются несколько крупных структурно-тектонических зон. Среди них поднятия Йимен и Вэйбей, моноклиналь Ишань (склон Санбей), впадина Тяньхуань, а также разломно-складчатая зона Джинси и надвиговый пояс Сиюань. Мощность осадочного чехла, образованного породами палеозойского и мезозойского возраста, варьирует от 4 до 6 км. Лишь в западной периферийной части бассейна она превышает 10 км (рис. 9). На протяжении палеозоя бассейн находился в составе южной окраины Центрально-Азиатского океана. В мезозое здесь располагался предгорный прогиб.

Геолого-разведочные работы на нефть и газ, начавшиеся в бассейне Ордос более ста лет назад, привели к открытию в 1907 г. первого месторождения нефти. К концу XX-го столетия здесь эксплуатировались около 20 мелких нефтяных месторождений. Лишь относительно недавно в районе моноклинали Йимен была выявлена протяженная зона газонакопления, приуроченная к породам ордовикского возраста. Площадь одного из газовых месторождений Сулигэ (Джинбянь), расположенного в северо-восточной части моноклинали, достигает 2000 км^2, а его запасы оцениваются в 12 тсф газа. К СВ от Сулигэ открыто более мелкое газовое месторождение Табамяо, строению которого посвящено данное исследование.

В основании осадочного чехла Бассейна Ордос находится кембрийский карбонатный комплекс, сложенный оолитовыми и микритовыми известняками и доломитами мощностью от 300 до 600 м. Они перекрыты доломитами и доломитовыми глинами свит Ели и Лянжиашань нижнего ордовика. Поверх доломитов Лянжиашань, включающих пропластки кремней и глинистых доломитов, залегают известняки, доломиты и эвапориты свиты Мадзягоу – основной продуктивной толщи в регионе. Ее мощность в пределах моноклинали Йимен меняется от 330 до 426 м.

В составе свиты Мадзягоу, венчающей разрез нижнего ордовика, выделяются две толщи. Нижняя толща сформировалась в течение одного трансгрессивно- регрессивного цикла и поэтому включает породы - коллекторы для залежей УВ, перекрытые соленосными породами, которые играют роль флюидоупора. Отложения верхней толщи накапливались на протяжении двух полных трансгрессивно-регрессивных циклов. В ней выделяются два природных резервуара с породами - экранами над ними. Регрессия, охватившая Ордосский бассейн в конце раннеордовикской эпохи, привела к замещению биокластовых карбонатных осадков микрозернистыми седиментационными доломитами, которые распространены на площади 15.000 км^2. Доломиты содержат гипсовые конкреции, обломки кристаллов галита и гипса.

Природный резервуар, в котором заключены основные залежи газа, приурочен к верхней части разреза, пачке 5 свиты Мадзягоу. Он сложен тонкокристаллическими доломитами, известняками и брекчированными породами, которые перекрыты массивными известняками верхнего ордовика (свита Фенфен). В районе месторождения Сулигэ они размыты, и на породах свиты Мадзягоу с несогласием покоятся каменноугольные отложения свиты Бенси. В основании этой свиты они представлены каолинитовыми глинами и бокситами, которые являются фоагментами реликтовой латеритной коры выветривания, сформировавшейся в процессе выветривания ордовикских карбонатов.

Согласно Ван Баоджину и Аль-Аасму, в конце среднего ордовика отложения свиты Мадзягоу были выведены к поверхности, где в результате эрозии, которая продолжалась в течение силура и девона, в них образовалось большое количество карстовых воронок и пещер, которые после

обрушения кровли были завалены ее обломками. Помимо хаотической и мозаичной брекчии в продуктивном горизонте встречается много разбитых трещинами блоков, а в породах видны следы растворения [Wang Baoging, Al-Aasm, 2002].

Коллекторские свойства продуктивного горизонта определяются строением и составом брекчии, заполняющей карстовые воронки. Брекчия образована обломками известняков и доломитов разных размеров, от 1 до 30 см. Многие из них несут следы растворения. Матрикс представлен карбонатными зернами песчаной и алевритовой размерностей. В поровом пространстве коллектора преобладают каверны и межкристаллические поры. При этом значения пористости колеблются от 0,5 до 8%.

Мощность палеокарста в восточных районах бассейна Ордос достигает 30 м. В центральном его секторе общая мощность пород среднего ордовика меняется от 100 до 900 м, а верхняя часть пачки 5 сложена доломитами. Изучение изотопного состава газа показало, что основным его источником были терригенные глины и угли нижней перми, пользующиеся большим распространением во впадинах бассейна Ордос [Jinxing Dai et al., 2005].

В составе верхней толщи Мадзягоу, продуктивной в районе месторождения Табамяо, выделяются пять пачек. Нижние сложены микрокристаллическими известняками темно-серого и черного цветов, содержащими прослои глинистого известняка. Они перекрываются переслаиванием доломитов, глинистых доломитов и известняков, выше которых залегают микрокристаллические брекчированные доломиты с пропластками туфов. Из-за часто встречающихся кристаллов гипса и галита эта пачка получила название верхнего гипсового подъяруса. Породы, которыми сформирован нижний коллекторский горизонт (его мощность меняется от 24 до 30 м), образуют основание древней коры выветривания. Вышележащие слои коры сложены микрокристаллическими глинистыми доломитами с прослоями глинистых, часто брекчированных доломитов. Помимо них были описаны ангидритовые доломиты, микрокристаллические доломиты с анкеритом, а также микрокристаллические глинистые известняки с фрагментами костей рыб. Эти последние прослеживаются в Ордосском бассейне на значительные расстояния и служат реперным горизонтом, играющим важную роль в процессе стратиграфической корреляции свиты Мадзягоу. Большой интерес представляют блестящие микрокристаллические доломиты, включающие фрагменты водорослевых известняков - сферолитов и обломки гравийной размерности. В качестве цемента выступает микрокристаллический доломит, который формировался при гидролизе в процессе выветривания известняка.

Основной газоносный горизонт приурочен к верхней части коры выветривания. Он образован массивными мелко- и микрокристаллическими доломитами, зачастую брекчированными, с глыбовой структурой. В породах встречается кристаллы и линзы галита. В кровле свиты Мадзягоу развита доломитовая брекчия, содержащая обломки глинистых доломитов, доломитовых аргиллитов и доломитовых туфов.(12-15 м).

Проведенные исследования свидетельствуют о том, что микрокристаллические доломиты, преобладающие в нижней части коры выветривания ордовикских пород, являются вторичными. Они развились по глинистым микритовым и мелкодетритовым известковым осадкам при уплотнении и погружении в недра. Роль цементации в процессе превращения осадка в породу не была значитепльной (<5%). Присутствие большого количества горизонтальных стилолитовых швов свидетельствует об интенсивном растворении под давлением, которое протекало преимущественно вдоль поверхностей напластования. Впрочем, встречаются и наклонные стилолитовые швы. При этом размеры выступов и западин вдоль стилолитового шва могут достигать нескольких мм и даже первых см. В западинах в качестве нерастворимого остатка присутствует глинистый содержащий ОВ материал, а также в небольшом кол-ве чешуйки слюд и зерна кварца алевритовой размерности. В то же время коллекторские свойства пород в верхней части коры выветривания определялись главным образом процессами карстообразования.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ОБРАЗОВАНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ В КОРОТАИХИНСКОЙ ВПАДИНЕ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОГО БАССЕЙНА

Санникова И.А., Кирюхина Т.А. (Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Геологический факультет)

Коротаихинская впадина располагается в северной части Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна (НГБ) и является сложно построенной структурной единицей Предновоземельского передового прогиба. Целью данной работы является изучение перспектив нефтегазоносности отложений в Коротаихинском нефтегазоносном районе (НГР) с помощью бассейнового анализа.

Для моделирования процессов генерации углеводородов в Коротаихинской впадине Тимано-Печорского бассейна был выбран поперечный сейсмогеологический разрез 20892-04PC1 (рис. 1). Моделирование проводилось в программном пакете Temis Suite 2D.

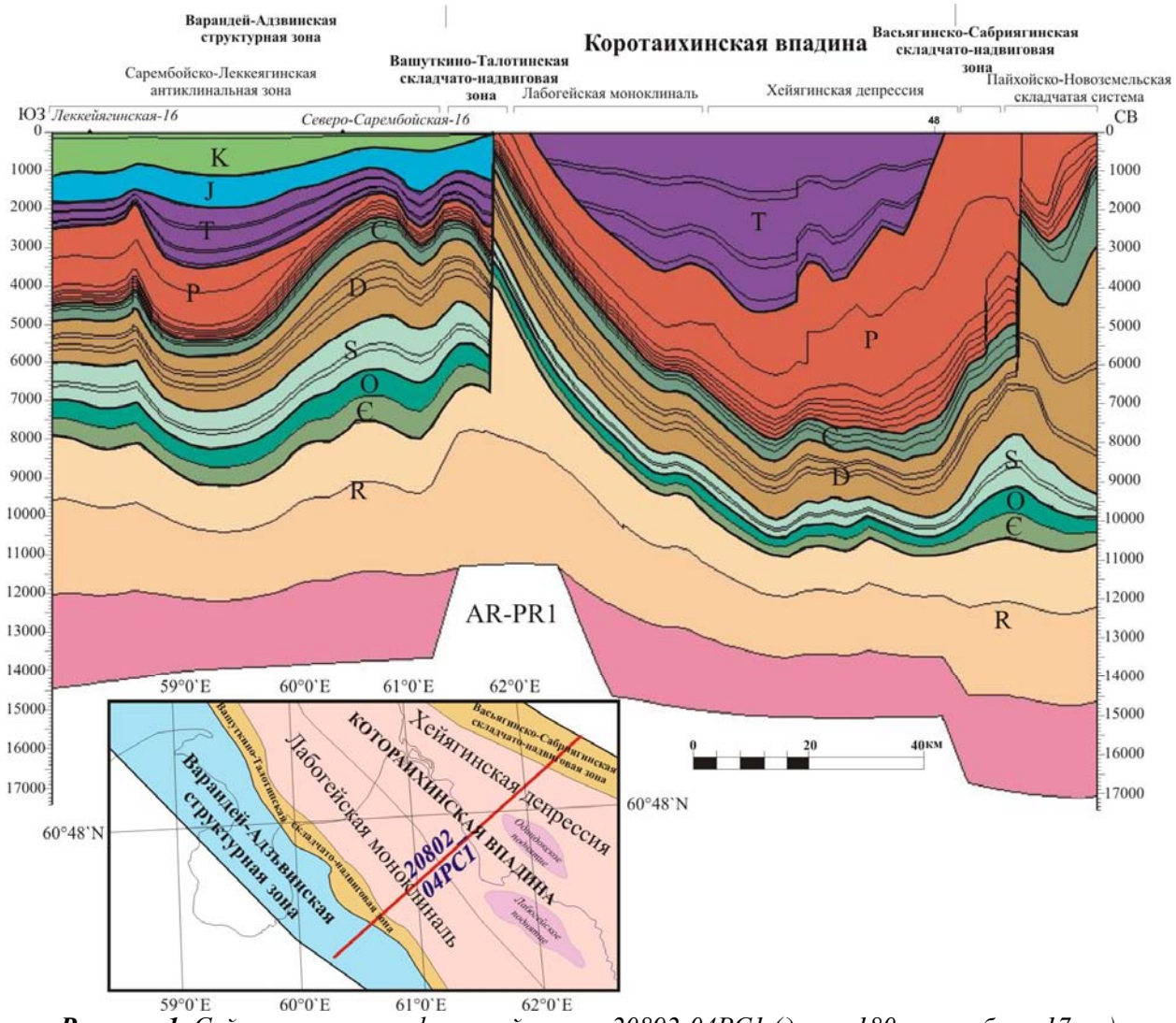


Рисунок 1. *Сейсмостратиграфический разрез 20892-04PC1 (длина 180 км, глубина 17 км)*

Для более точного воспроизведения процессов генерации углеводородов в модели были учтены мощности размытых отложений. Так, каменноугольно-пермская эрозия на территории Варандей-Адзьвинской зоны составляет 1000 м. Эрозия на границе нижней и средней перми над рифами Сарембойско-Леккеягинской зоны достигает 200 м. Наконец, триасово-юрское эрозионное событие захватило территорию Варандей-Адзьвинской зоны, где мощность размытых отложений составляет 500 м. А в пределах Коротаихинской впадины величина эрозии достигает 2000 м. [4]

Для литологической характеристики разреза использовались описания пород в обнажениях и результаты изучения кернового материала из скважин, пробуренных в пределах изучаемого региона Тимано-Печорского НГБ (рис. 2). [2]

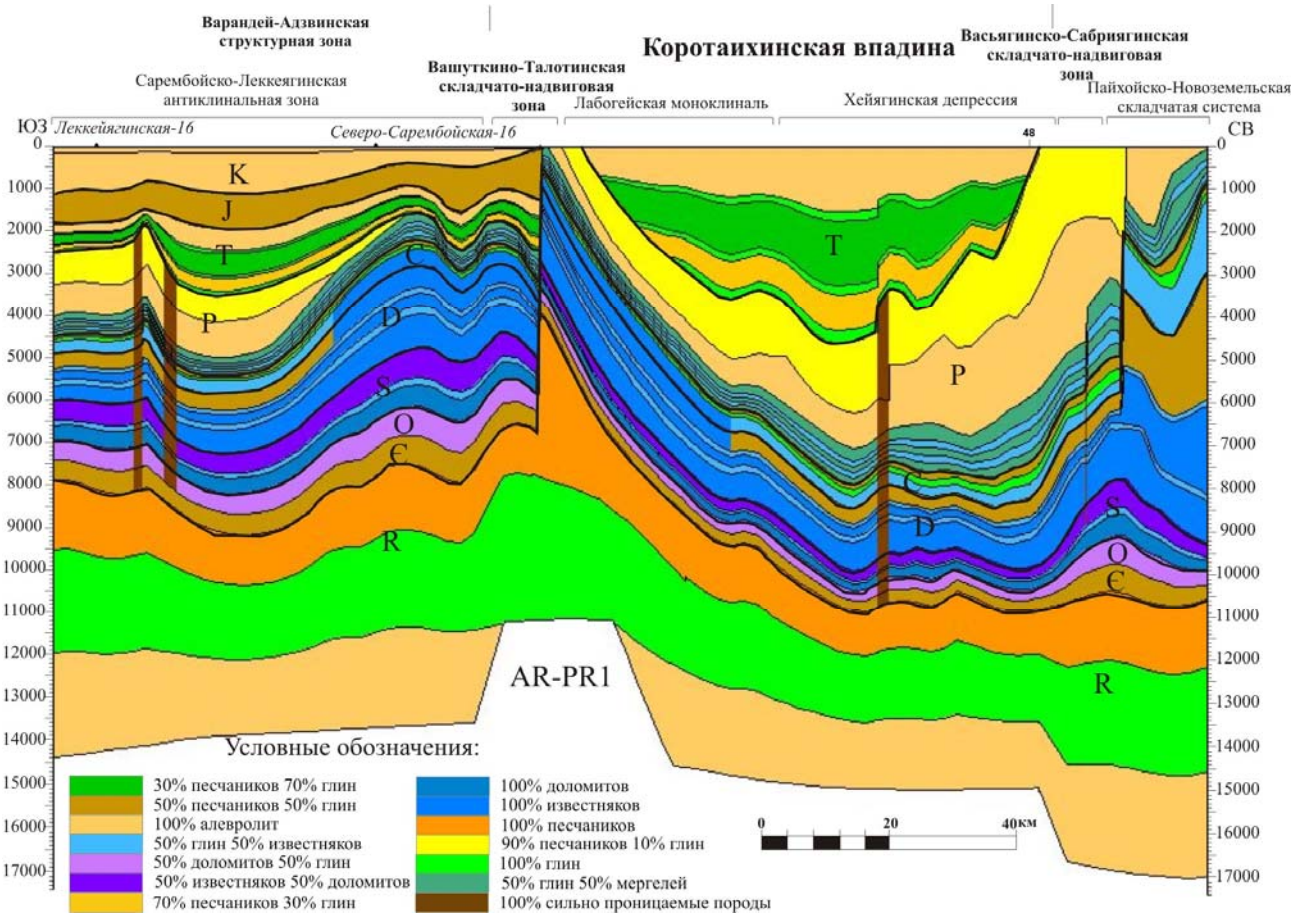


Рисунок 2. *Литологический разрез 20892-04РС*

При расчете температурной модели использовались среднегодовые значения температуры на поверхности осадочного чехла. Было принято, что современные температуры в изучаемом регионе изменяются от 0 до 2°С, на границе триаса и юры температура на поверхности составляла 14°С, в начале ранней перми – 2°С, а в позднем карбоне – 11°С. Калибровка модели осуществлялась по значениям теплового потока в основании верхней мантии, которая на настоящий момент составляет 40-45 мВт/м^2, в конце позднего девона – 50 мВт/м^2, а в конце силурийского времени – 78 мВт/м^2. [5]

Одним из основных параметров, закладываемых в модель, является характеристика нефте- и газоматеринских толщ (НГМТ). Для данного профиля по литературным данным было выделено 9 НГМТ, каждой из которых соответствует свой тип кинетической модели. Энергия активации для нижнесилурийской венлокской (S1v), верхнедевонской кыновско-саргаевской (D3kn-sr) и верхнедевонской доманиковой (D3dm) НМТ соответствует I-II типу керогена. Значения водородного индекса для этих отложений изменяется от 500 до 700 мг УВ/г Сорг. Для среднетриасовой (T2) НМТ характерен кероген II типа, значение водородного индекса этой НМТ составляет 400 мг УВ/г Сорг, а содержание органического углерода (ТОС) – 1,8%. Энергии активации нижнекаменноугольной визейской (C1v), нижнепермской ассельско-сакмарской (P1a-s), нижнепермской артинско-кунгурской (P1a-k), нижне- (T1) и верхнетриасовой (T3) НМТ соответствуют преимущественно гумусовому органическому веществу (ОВ) (кероген II-III типа). Содержание ТОС в этих отложениях не превышает 2%, а значение водородного индекса колеблется от 300 до 350 мг УВ/г Сорг. [3]

Для определения положения главной зоны нефтеобразования (ГЗН) использовались расчетные значения отражательной способности витринита. [1]

На основе построенной модели видно, что верхняя граница ГЗН в Коротаихинской впадине, Варандей-Адзьвинской и Васьягинско-Сабриягинской зонах проходит на глубине около 2 км, в Вашуткино-Талотинской складчато-надвиговой зоне, Пайхой-Новоземельской зоне и в Хейягинской депрессии она поднимается до 1 км. Нижняя граница ГЗН в Вашуткино-Талотинской складчато-надвиговой зоне отмечается на глубине 4 км, в Хейягинской депрессии – 3,5 км, в Пайхой-Новоземельской и Варандей-Адзьвинской зоне – 3 км, а на Васьягинско-Сабриягинской зоне – 4,5 км. На территории Саембойско-Леккеягинской антиклинальной зоны все триасовые НМТ достигли области «нефтяного окна» в средне-позднеюрское время. Нижнекаменноугольно-пермские НМТ примерно в это же время начали генерацию газообразных УВ. Нижнесилурийская и девонские НМТ здесь на настоящий момент полностью выработали свой генерационный потенциал (рис. 3).

В Хейягинской депрессии Коротаихинской впадины в ГЗН попадают только средне- и верхнетриасовые НМТ, причем среднетриасовая НМТ начала генерацию жидких УВ в позднем триасе, а верхнетриасовая – только в среднеюрское время. В пределах «газового окна» в этой области находится лишь нижнетриасовая толща, достигнувшая ГЗГ в начале ранней юры. Индекс трансформации ОВ остальных НМТ близок к 100%, а значит, генерация этими отложениями каких-либо углеводородов уже прекратилась.

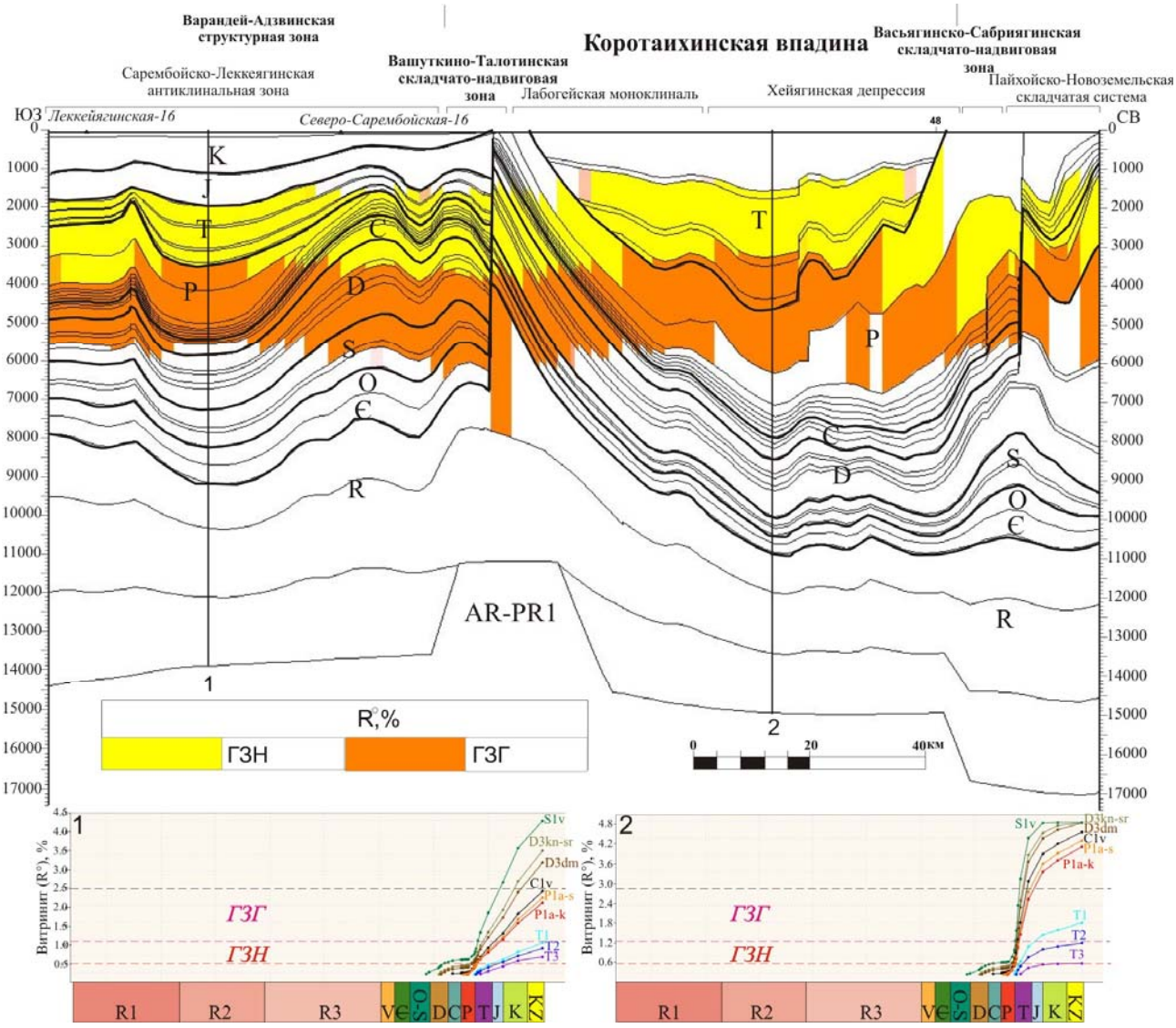


Рисунок 3. *Степень катагенетической преобразованности осадочной толщи и эволюция катагенетического преобразования материнских толщ. Профиль 20892-04PC1*

В виду фильтрационно-емкостных особенностей заданных литотипов и неоднозначности положения в разрезе коллекторских горизонтов по результатам моделирования углеводороды распределены по всей осадочной толще и степень их насыщения составляет первые проценты. Однако в изучаемых разрезах обнаружены крупные перспективные залежи. Все залежи, в основном, приурочены к антиклинальным ловушкам.

Наибольший интерес представляют скопления УВ в рифовых постройках нижнего карбона в Сарембойско-Леккеягинской антиклинальной зоне, в которых насыщение достигает 50-60%. Залежи эти находятся на глубине 3,5-4 км и доступны для бурения. Возможные скопления УВ следует ожидать в пермских мини-валах в Коротаихинской впадине на глубине 4 км. Также залежи выявлены в известняках карбона в Вашуткино-Талотинской складчато-надвиговой зоне (глубина 3 км). Отдельные антиклинальные структуры в Васьягинско-Сабриягинской складчато-надвиговой зоне также могут содержать скопления УВ в отложениях карбона на глубине 5 км. Перспективными представляются триасовые валы Хейягинской депрессии на глубинах 1-3,5 км (рис. 4).

В складчатых областях, примыкающих к Коротаихинской впадине, преобладает вертикальная миграция УВ флюидов по разломам. В бортовых – наоборот, преобладает латеральная миграция (из наиболее погруженной центральной области впадины).

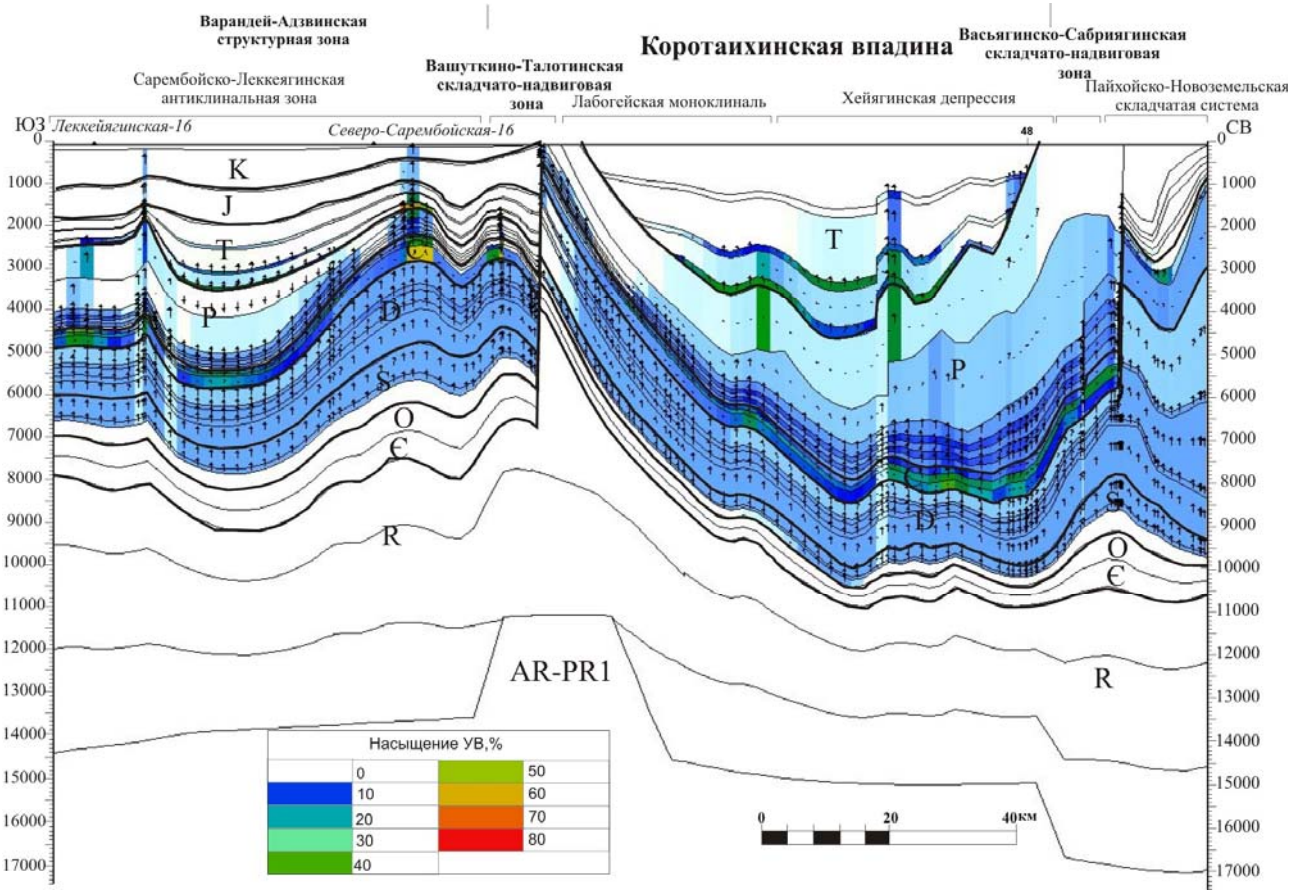


Рисунок 4. *Степень насыщения и направление миграции углеводородов. Профиль 20892-04*

В Коротаихинской впадине Тимано-Печорского бассейна существуют все необходимые условия для проявления процессов нефтегазообразования и формирования нефтегазоносности. На основе 2D моделирования, а также исходя из особенностей распространения, типов и степени зрелости НГМТ, прогнозируются преимущественная нефтенасыщенность пермско-триасовой части разреза. Породы пермско-триасового комплекса к настоящему времени полностью реализовали свой генерационный потенциал (в депоцентрах прогибания), либо находятся в главной зоне нефтегенерации (ГЗН) (на поднятиях). Результаты анализа структурного плана показывают, что основная часть ловушек (как структурных, так и литологических) сформировалась до активной миграции УВ из нефтематеринских

пород, реже одновременно, что в целом является благоприятным фактором для формирования и сохранности залежей УВ.

Список литературы

1. Баженова О.К., Бурлин Ю.К., Соколов Б.А., Хаин В.Е.. Геология и геохимия нефти и газа. Учебник. Изд. МГУ, 2000
2. Горбань В.А. Геолого-геохимическое обоснование перспектив нефтегазоносности досреднедевонских отложений Тимано-Печорского бассейна: Дисс. канд. геол.-минерал. наук. – Сыктывкар, 1986
3. Данилевский С.А., Склярова З.П. Катагенетическая зональность и размещение залежей углеводородов в Тимано-Печорской провинции // Закономерности размещения зон нефтегазонакопления в Тимано-Печорской провинции. Тр. ВНИГРИ.-Л., 1986
4. Прищепа О.М., Макаревич В.Н., Орлова Л.А., Чумакова О.В. Перспективы нефтегазоносности и программа изучения Коротаихинской впадины // Геология нефти и газа. – 2009. – № 2. – С. 2-8
5. Ситар К. А. Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук: Геолого-геохимические условия формирования нефтегазоносности северной (акваториальной) части Тимано-печорского нефтегазоносного бассейна, Москва, 2007

АЛЬТЕРНАТИВНОЕ ПРИМЕНЕНИЕ ЦЕОЛИТОВ В СПОСОБАХ ОЧИСТКИ ВОДЫ ДЛЯ ПОВТОРНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПАРА ПРИ ДОБЫЧЕ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ТЯЖЁЛОЙ НЕФТИ

Грачев А.В. (Уральский государственный горный университет), Караев А.Ю. (Уральский государственный горный университет)

На сегодняшний день сложилась следующая энергетическая ситуация: современные растущие темпы добычи и извлечения нефти приводят к уменьшению разведанных запасов. Более половины всех топливно-энергетических потребностей мира обеспечиваются нефтью и газом. В скором будущем такая картина не изменится. Одновременно с ростом добычи углеводородов в мире прирост их запасов уже длительное время не компенсируется, истощается наиболее качественная часть ресурсов, в частности лёгкие нефти. В связи с возрастающим потреблением нефти и нефтепродуктов, стремлением экспортировать высокие сорта нефти, постепенным истощением ранее разведанных нефтяных месторождений, сверхвязкие нефти становятся востребованными в экономике России и не только.

Одним из приоритетных направлений является разработка трудноизвлекаемых запасов нефти повышенной плотности, которая часто обогащена токсоопасными элементами. Это резко меняет не только технологические параметры сырья, но и увеличивает затраты на его переработку и транспортировку. Ко всему этому стоит прибавить экономические издержки, которые, в свою очередь, крайне высоки при работе с таким видом энергетического сырья. Тяжёлой нефти легко можно найти применение в строительстве (дороги, здания), а после очистки их можно использовать в химической промышленности - для производства клеев и пластиков различного назначения. По данным экспертов, мировые запасы тяжёлой нефти на сегодняшний день – более 810 миллиардов тонн. В России эта цифра составляет 6-7 миллиардов тонн.

Тяжелые нефти наиболее обогащены V и Ni. По оценкам экспертов, мировые потенциальные ресурсы ванадия в тяжелой нефти составляют примерно 125 миллионов тонн, а извлекаемые попутно с нефтью – около 20 миллионов тонн. На сегодняшний день при сжигании нефтепродуктов ванадий и никель теряются, нанося большой экологический ущерб. На рисунке 1 представлены нефтегазоносные бассейны России с тяжёлыми обогащёнными ванадием нефтями [4].

По объёмам тяжёлых углеводородных ресурсов Россия на третьем месте после Канады и Венесуэлы. Оценки Института неорганической химии Российской Академии Наук показывают, что российские запасы высоковязкой нефти оцениваются в 6,3 миллиарда тонн. Более 70 процентов залежей тяжёлых углеводородов находится Волго-Уральском и Западно-Сибирском нефтегазовых бассейнах. Месторождения этого сырья распложены также в недрах Татарстана, Удмуртии, Башкирии, Самарской области, Пермского края [3].

Таким образом, перспективным направлением в нефтяной отрасли является переработка тяжёлой нефти. Этот процесс весьма затруднителен, энергоёмок и нерентабелен. Для обеспечения приемлемой глубины переработки такой нефти с помощью известных технологий требуются большие вложения, высокие процентные нормы эксплуатационных затрат и оборотных средств.

Ёмкостные свойства коллекторов месторождений тяжёлых нефтей довольно-таки высоки. Значения пористости могут достигать 45 процентов. При этом характерны расчленённость и неоднородность фильтрационных свойств. Так проницаемость может меняться от сотых долей до нескольких единиц мкм^2. Вязкость (в пластовых условиях) может варьироваться от небольших значений (20 мПа·с) до величин, близких к значениям природного битума (9000 мПа·с).

Залежи тяжёлых углеводородов могут встречаться на всех диапазонах глубин от 300 до 1500 метров. Часто месторождения высоковязкой нефти представлены многопластовой системой, в которой различные интервалы имеют не только разные ёмкостно-фильтрационные свойства, но и отличающиеся друг от друга свойства пластового флюида [3].

Разработка залежей тяжёлых нефтей и природных битумов сегодня проводится различными способами, различающимися технологическими и экономическими параметрами. Ряд таких способов, которые испытывались в России и за рубежом, можно подразделить на три группы: карьерный и шахтный способы разработки; «холодные» способы добычи; тепловые методы добычи.



Рисунок 1. *Нефтегазоносные бассейны России с тяжелыми ванадиевоносными нефтями*

Применение того или иного способа напрямую зависит от геологического строения, условий залегания пластов, физико-механических свойств флюида, состоянием углеводородного сырья, климата.

С середины 80-х годов XX века в Канаде была разработана технология парогравитационного воздействия с применением пары горизонтальных скважин, более известная в мировой промышленности как SAGD (Steam Assisted Gravity Drainage). Схема применения такого метода показана на рисунке 2.



Рисунок 2. *Технология добычи тяжёлой нефти (SAGD)*

Технология требует бурения двух горизонтальных скважин, расположенных параллельно одна над другой, через нефтенасыщенные толщины вблизи подошвы пласта. Расстояние между двумя скважинами, как правило, составляет примерно 5 метров. Длина горизонтальных стволов достигает 1000 м. Верхняя горизонтальная скважина используется для нагнетания пара в пласт и создания высокотемпературной паровой камеры. Процесс парогравитационного воздействия начинается со стадии предпрогрева, в течение которой производится циркуляция пара в обеих скважинах. При этом за счёт кондуктивного переноса тепла осуществляется разогрев зоны пласта между добывающей и нагнетательной скважинами, снижается вязкость нефти в этой зоне и, тем самым, обеспечивается гидродинамическая связь между скважинами. На основной стадии добычи производится уже нагнетание пара в нагнетательную скважину. Закачиваемый пар, из-за разницы плотностей, пробивается к верхней части продуктивного пласта, создавая увеличивающуюся в размерах паровую камеру. На поверхности раздела паровой камеры и холодных нефтенасыщенных толщ постоянно происходит процесс теплообмена, в результате которого пар конденсируется в воду и вместе с разогретой нефтью стекают вниз к добывающей скважине под действием силы тяжести [1].

Использование данной технологии может быть осложнено рядом проблем. Стоит отметить одну из них – проблема очистки воды для повторного использования в производстве пара. Основными загрязняющими веществами выступают нерастворимые и органические примеси, обычно находящиеся во взвешенном состоянии. Грубодисперсные минеральные и органические загрязняющие вещества выделяют с помощью механических методов очистки, к которым относятся процеживание и отстаивание.

Из физико-химических методов очистки воды всё более широкое применение находят методы коагуляции, флотации, экстракции, выделяющиеся (в сочетании с другими видами очистки) в качестве самостоятельного метода. Коагуляция – наиболее доступный и дешёвый метод очистки технических вод, целью которого является освобождение воды от нефтяных продуктов, мути и взвешенных веществ. Физико-химические свойства таких загрязнений не позволяют (делают нерациональным) их удаление простым отстаиванием. В качестве коагулянта, повышающим эффективность очистки, используют сернокислый алюминий.

К существенным недостаткам относится необходимость предварительного отстаивания технической воды от нефти и взвешенных частиц в шлаковых амбарах перед отправкой на коагуляцию. Кроме того, при нагревании сульфат алюминия распадается на оксид и соответствующий газ, хорошо растворяется в воде. Технически его получают при обработке бокситов или глин серной кислотой. Чистый продукт является реакцией растворения в горячей концентрированной серной кислоте гидроксида алюминия, что само по себе представляет трудоёмкий процесс.

Альтернативой может послужить использование природных сорбентов, к которым относится широко распространённые минералы группы цеолитов с эффективной фильтрующей способностью. В США природный клиноптилолит (разновидность цеолита) в системах водоочистки начали использовать

еще в 70-х годах 20 века. Опыт показал, что система фильтров (песчаный фильтр – активированный уголь – криноптилолит) успешно удаляет аммоний из стоков. При этом цеолит практически не расходовался, так как производилась его регенерация. Западные эксперты оценивают расходы на регенерацию как 50% от эксплуатационных расходов.

Цеолиты относятся к классу каркасных алюмосиликатов и сочетают в себе сорбционные, селективно-ионообменные, молекулярно-ситовые и каталитические свойства. Минералы этой группы выступают в роли ионообменников катионного типа и способны извлекать из воды тяжёлые металлы, взвешенные, коллоидные и растворённые загрязняющие вещества органического и неорганического происхождения, в том числе ионы аммония и радионуклиды [2].

В процессах очистки и доочистки технических вод важное место стоит уделить фильтрам с зернистой загрузкой. Геометрическая структура и химико-физические свойства, выбранной фильтрующей загрузки повышает эффективность технологического процесса кондиционирования воды. Из современных теоретических основ, наибольшей задерживающей способностью может обладать зернистая загрузка, с поверхностью частиц максимально контактирующих с водой и пониженной гидродинамической силой отрыва. К тому же фильтрующая загрузка не должна подвергаться быстрому механическому износу в кислой щелочной и нейтральной водных средах. Этим требованиям соответствует фильтрующая загрузка из клиноптилолита.

В мировой практике имеется большой опыт разработки месторождений тяжёлых нефтей, но при этом выработка таковых запасов очень низка. Вышеописанный метод добычи нефти характеризуется хорошим коэффициентом нефтеотдачи, высокими темпами отбора нефти и широким опытом внедрения в странах мира. При этом существует ряд проблем, вытекающих при работе в этом направлении.

Добыча высоковязких углеводородов требует не только современного технического оборудования, но и сведение этих же технологий к закрытому циклическому процессу, в котором есть место рационального использования материалов. В рассматриваемой концепции проблематикой выступала очистка вод для повторного использования в производстве пара. Применение фильтрующих устройств данного типа поможет увеличить потенциал по разработке месторождений типом парогравитационного воздействия.

Спиксок литературы

1. Пшеницын М. Метод парогравитационного дренажа. - http://vseonefti.ru/
2. Чанина С.Б., Овсянникова О.О. Оценка эффективности очистки нефтезагрязненных вод с использованием кокса и цеолита. – Омский научный вестник, Выпуск № 2-114 / 2012
3. Щепалов А.А. Тяжёлые нефти, газовые гидраты и другие перспективные источники углеводородного сырья. – Нижний Новгород: Нижегородский государственный университет, 2012. – 93 с.
4. Ященко И.Г. Тяжёлые нефти России, обогащённые таксоопасными металлами. – Известия Томского политехнического университета. 2012, №1

ПАЛЕОТЕКТОНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ СЕВЕРО-ВОСТОКА ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ ПРОВИНЦИИ

Докладчик Инна Андреевна Маракова Соавтор Владимир Борисович Ростовщиков
(Ухтинский государственный технический университет)

Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция имеет сложное геологическое строение обусловленное прежде всего региональными тектоническими процессами, которые происходили на различных этапах ее развития. Выраженность геологических процессов сказалась на многообразии образовавшихся крупных зон нефтегазонакопления в пределах которых под влиянием палеотектонических движений формировались залежи нефти и газа. Критериями их формирования являлись: скорость прогибания, компенсированное осадконакопление при благоприятном сочетании литологических, геохимических, термодинамических условий генерации и миграции углеводородов.

Рассмотрим наиболее мобильные зоны Тимано-Печорской провинции – вал Сорокина, где в пермских и триасовых терригенных отложениях на Варандейской (T_{1+2}), Торавейской (P_2. T_1-T_2), Лабоганской (T_1) и Наульской (P_1k, P_2-T_1) площадях выявлены залежи тяжелой нефти и Вашуткина-Талотинскую складчато-надвиговую зону, где в нижнепермском терригенном комплексе отмечены клиноформные литологические ловушки и установлены многочисленные нефтепроявления.

Вал Сорокина представляет собой узкую линейно-вытянутую структуру (рис.1), ограниченную с юго-запада Варандейским глубинным разломом, с северо-востока клиновидным сложнопостроенным бескорневым тектоническим нарушением, образовавшемся в конце триаса, начале юры. Причем южный блок был приподнят относительно северного блока, о чём свидетельствует практически полное отсутствие в его пределах триасовых отложений.

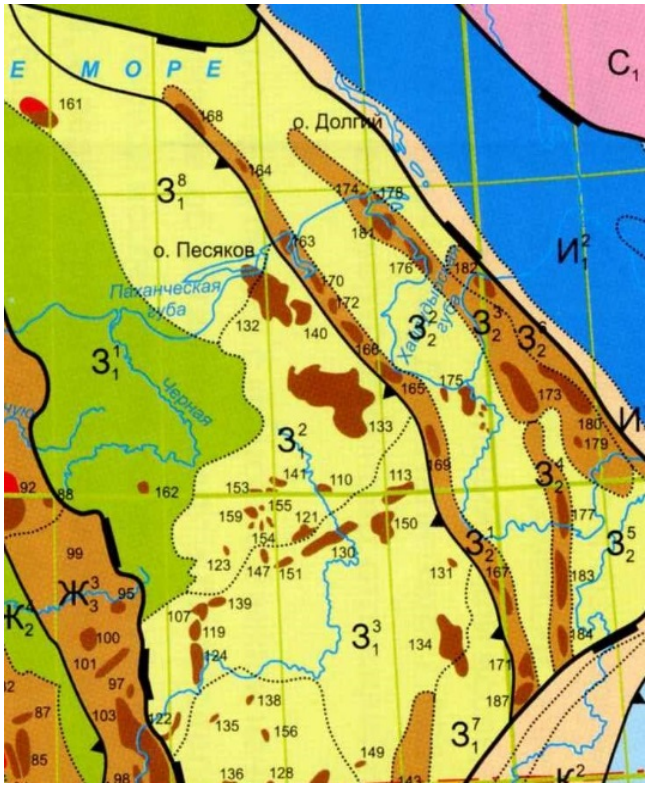


Рис. 1 Выкопировка из карты тектонического районирования Тимано-Печорской провинции

Современный облик вала определился в результате активной тектонической деятельности в Варандей-Адзьвинской структурной зоне и влиянии тангенциальных напряжений в период заключительных стадий орогенеза на Урале и Пай-Хое.

Формирование осадочного чехла в триасовое время на валу Сорокина происходило в континентальных условиях на фоне развития Предуральского краевого прогиба. Снос обломочного терригенного материала с юго-запада на северо-восток происходил по широко развитой системе древних рек и их дельт. Это обусловило литологическую неоднородность триасовых отложений, представленных полимиктовыми песчаниками и глинами. Степень литогенеза предопределила с одной стороны высокую пористость коллекторов (до 25%), с другой значительное содержание связанной внутрипоровой воды (до 40%).

Например, на Южно-Торавейском месторождении в залежи приуроченной к отложениям верхней перми и среднего-верхнего триаса пористость составляет 25%, в отложениях среднего триаса пористость составляет 23%. Как на этой площади, так и на Торавейской, Лабоганской, Наульской и Варандейской площадях не установлен водонефтяной контакт. Предполагается наличие единой многопластовой триасовой залежи нефти – Северо-Сорокинской залежи тяжелой нефти.

Палеотектонические условия генерации углеводородов показывают, что тяжёлая нефть в залежах триасового комплекса является эпигенетичной, поступившей из нижележащих нефтегазоматеринских пород по разломам и тектоническим нарушениям, предположительно в юрское время. В процессе вертикальной миграции первоначально лёгкая нефть за счёт физико-химических процессов превратилась в тяжёлую, высоковязкую, высокосмолистую субстанцию, требующую специальных, нестандартных подходов к её разработке. Палеотектонические условия формирования крупнейшей Северо-Сорокинской залежи тяжёлой нефти в триасовых терригенных отложениях предопределили исключительно сложное её строение.

Опыта разработки таких залежей на севере Европейской части России не имеется. Но учитывая, что верхнепермско – триасовый нефтеносный комплекс широко развит на территории Тимано – Печорской провинции и имеет высокий потенциал, актуальность его освоения в ближайшем будущем неоспорима.

Следующая зона, характеризующаяся повышенной тектонической активностью, является границей между Коротаихинской впадиной и Варандей-Адзьвинской структурной зоной.

Кунгурско-триасовый терригенный комплекс здесь формировался в условиях развития Предуральско-Новоземельского краевого прогиба.

Замыкание Уральской геосинклинали и горообразования способствовало регрессивному отступлению палеоокеана в северо-восточном направлении и миграция палеошельфа. С молодых гор Урала устремились обширные реки с обломочным материалом, перед шельфом и в пределах шельфовой равнины реки разбивались на дельты, которые мигрировали по мере отступления палеоокеана в северо-восточном направлении.

Проградация дельт сформировала клинообразные ассоциации терригенных отложений из переслаивающихся песков, песчаников, алевролитов и глин. Дельтовые линзы представляют собой совокупность литологических ловушек, которые хорошо прослеживаются на временном разрезе. (рис.2).

Затем в конце триаса-начале юры горообразовательные процессы на Пай-Хое активизировали тангенциальные напряжения, которые способствовали образованию складок и надвигов во впадине и став подвижной мощная осадочная толща отложений была надвинута на Варандей-Адзьвинскую структурную зону, образовав Вашуткинско-Талотинский надвиг.

В кунгурских отложениях выявлены многочисленные нефтепроявления. Поэтому прогнозируемые ловушки имеют несомненный поисковый интерес.

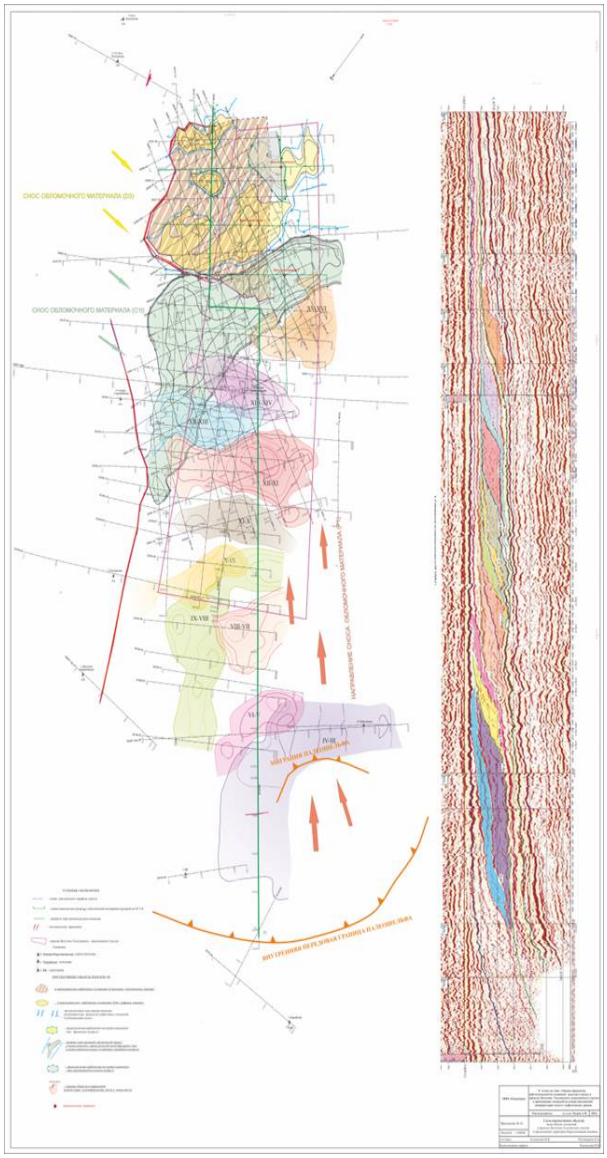


Рис. 2 Схема перспективных объектов палеозойских отложений в пределах Восточно-Талотинского участка

К вопросам возраста осадочного чехла прибрежной зоны Моря Лаптевых.

Перетолчин К.А.(МГУ им. М.В. Ломоносова)

На протяжении многих десятилетий геологическая история моря Лаптевых и возраст осадочного чехла занимали умы многих ведущих ученых-геологов, как в нашей стране, так и за ее пределами. Однако, отсутствие надежной привязки к скважинам на суше, недостаточная изученность сейсморазведкой и крайне неопределенная история тектонической эволюции до сих пор оставляет нас без точного ответа на вопрос о возрасте осадочного чехла моря Лаптевых.

В 2013-2014 годах силами ГНЦ «Южморегология» были проведены новые сейсморазведочные работы за государственный счет на территории от дельты р.Лена до по-ва Нордвик и о. Большой Бегичев. В рамках данных работ было отработано 12 сейсмопрофилей в прибрежной части моря Лаптевых - из них 3 профиля выходят на сушу и пересекают Оленекско-Бегичевский вал (рис.1). По двум профилям возможна привязка отражающих горизонтов (ОГ) к скважинам Гуримисская-2 и Нордвикская-42.

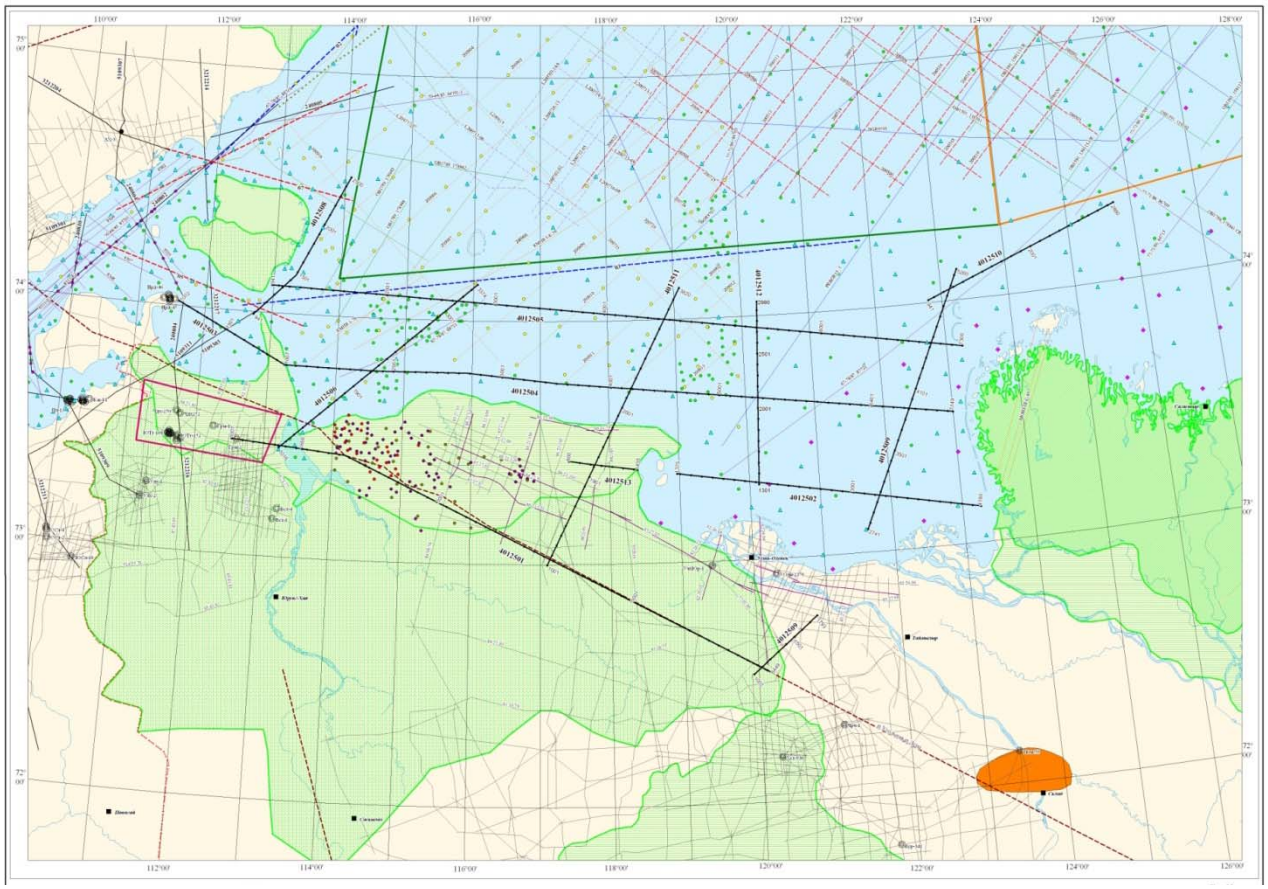


Рисунок 1 *Схема расположения профилей. Черным показаны профили ГК-40.*

В настоящее время существует четыре точки зрения на стратиграфический диапазон осадочного чехла. Немецкие исследователи (Franke et al., 2001) ограничивают его кайнозоем, Виноградов с соавторами (Виноградов, Драчев, 2000; Виноградов и др., 2008) – аптом–кайнозоем, полагая, что на шельфе повсеместно развит позднекиммерийский фундамент. Исследователи НК “РОСНЕФТЬ” предполагают в западной и центральной частях шельфа развитие позднепалеозойско-кайнозойского чехла (герцинский фундамент), а на востоке – апт-кайнозойского (Малышев и др., 2009, 2010).

Последняя точка зрения - НИИГА–ВНИИОкеангеологии, говорит о море Лаптевых, как о продолжении на часть шельфа - блока Сибирской платформы, обрамленной на крайнем западе структурами Таймырской раннекиммерийской складчатой системы, а на востоке структурами позднекиммерийских складчатых систем (Верхояно-Колымской и Новосибирско-Чукотской). Данная точка зрения рассматривается автором, как наиболее правдивая, а так же увеличивающая

перспективы на наличие в море Лаптевых скоплений нефтяных УВ, так как палеозойские нефтематеринские отложения, выделяемые на суше, имеют преимущественно II типа керогена.

Для проведения корреляции были выбраны следующие стратиграфические уровни: кровля туфолавовой свиты нижнего триаса, кровля Верхнекожевнической свиты, кровля Тустахской свиты. Данные стратиграфические реперы маркируют смены тектонических режимов на суше, и точно привязаны в скважинах.

При проведении корреляции были выявлены аномалии волнового поля на профилях 4012504, 4012505(рис.2), 4012506 и 4012511. Данная аномалия характеризуется ослаблением амплитуд и частичной потерей корреляции, однако она не выражена в скоростях RMSи не проявляет себя на данных грави-магниторазведки. На профиле 4012511 данная аномалия расположена на суше и совпадает с ядром антиклинальной складки, приуроченной к оси Оленекско-Бегичевского вала. Предположительно данная аномалия может быть связана с зоной надвиговой тектоники, к которой многие исследователи относят Оленекско-Бегичевский вал. Вероятно, сильная дислоцированность пород в этой зоне не позволяет сформировать четкие сейсмические отражения(рис.3).

Вышеописанное обстоятельство затрудняет переход горизонтов с суши на море по этой причине корреляция горизонтов за зоной аномалии проводилась на основе анализа волнового поля и характера несогласий. После проведения первичной корреляции был применен метод палеопостроений, путем выравнивания на горизонт кровли Тустахской свиты, среднекаменноугольного-раненпермского возраста.

В результате проведенной работы можно заметить, что характер записи справа и слева от аномалии на профили 4012511 изменяется незначительно, и все изменения связаны в первую очередь с сильной нарушенностью толщ, временная мощность толщи ниже горизонта выравнивания(Тустахская свита) совпадает с мощностью этой толщи южнее зоны Оленекско-Бегичевского вала (рис.3). Так же на морских сейсмопрофилях ГК-40 не выделяется отчетливых признаков мощных трансгрессивных кайнозойских толщ, которые могли бы выполнять бассейн моря Лаптевых в этой зоне, если фундамент был киммерийского возраста.

Данные обстоятельства наталкивает на мысль о возможном продолжении осадочного чехла севера Сибирской платформы в интервале от среднекаменноугольного до юрского возраста в море Лаптевых на определенное расстояние. В пользу этой теории так же говорит тот факт, что в зоне работ ни по данным сейсморазведки, ни по данным гравиразведки не было обнаружено мощного сброса, который приводится в работах многих исследователей данной территории.

Конечно, данная теория требует дополнительной проверки, и провести тщательные палео-реконструкции с применением методики балансировки разрезов.

Список литературы

1. Виноградов В.А., Драчев С.С. К вопросу о тектонической природе фундамента юго-западной части шельфа моря Лаптевых // Докл. АН. 2000. Т. 372. № 1. С. 72–74.
2. Виноградов В.А., Горячев Ю.В., Гусев Е.А., Супруненко О.И. Осадочный чехол Восточно-Арктиче ского шельфа России и условия его формирования в системе материк–океан // 60 лет в Арктике, Антарктике и Мировом океане. СПб.: ВНИИОкеангеология, 2008. С. 63–78.
3. Захаров В. А., Ким Б. И., Рогов М. А., О возможном распространении верхнеюрских и нижнемеловых отложений на шельфе моря Лаптевых и перспективах их нефтегазоносности// Стратиграфия. Геологическая корреляция, 2013, том 21, № 5, с. 36–55
4. Малышев Н.А., Обметко В.В., Бородулин А.А. и др. Новые представления о строении и формировании осадочного чехла шельфа моря Лаптевых // Материалы XLII Тектонического совещания. Т. II. М.: ГЕОС, 2009. С. 32–37.
5. Малышев Н.А., Никишин А.М., Драчев С.С. Тектоническая история осадочных бассейнов российских арктических шельфов и сопредельной суши // Материалы XLIII Тектонического совещания “Тектоника и геодинамика складчатых поясов и платформ фанерозоя”. Т. II. М.: ГЕОС, 2010. С. 10–23
6. Franke D., Hinz K., Onchen O. The Laptev Sea Rift // Marine Petrol. Geol. 2001. V. 18. № 10. P. 1083–1127.



Рисунок 2. *Временные профили с выделенной на них зоной затрудненной корреляции вверху- 4012504, внизу- 4012505*

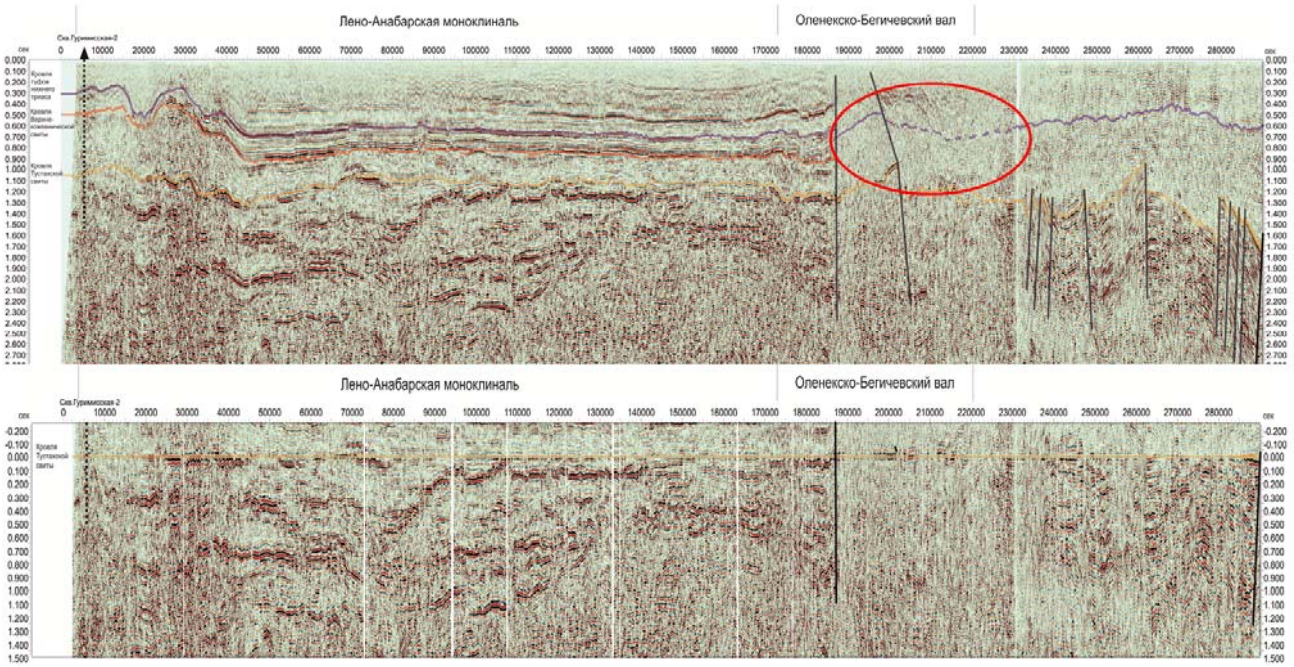


Рисунок 3. *Композитный временной профильпо линии 4012501-4012511 от скважины Гуримисская-2, исходный (вверху) и выровненный на кровлю Тустахской свиты (внизу).*

- зона затрудненной корреляции

ПАЛЕОГЕОГРАФИЧЕСКИЕ ОБСТАНОВКИ ФОРМИРОВАНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ ЮРЫ-ПОНТА В СЕВЕРНОЙ ЧАСТИ АКВАТОРИИ ЧЕРНОГО МОРЯ

Фокина А.А.* (РН-Эксплорейшн), Чернова О.В., Дердуга А.В., Новикова М.В. (РН-Эксплорейшн)

На сегодняшний день одним из наиболее актуальных источников расширения ресурсной базы углеводородного сырья являются шельфы морей и океанов, степень геолого-геофизической изученности которых значительно ниже, чем сухопутных районов.

Черноморский регион в последнее время вызывает к себе особый интерес российских и иностранных нефтяных компаний и научно-исследовательских институтов. Последнее десятилетие компанией ОАО «НК «Роснефть» активно проводились геологоразведочные работы на акватории Черного моря, включавшие в себя большой объем сейсморазведочных работ 2D/3D, грави- , магниторазведки и геохимических исследований. В результате совместных работ с МГУ им. М.В. Ломоносова, появились новые данные о геологическом строении глубоководных Западно- и Восточно-Черноморских впадин, были открыты грязевые вулканы (Иванов М.К., Конюхов А.И.), зафиксированы нефте- и газопроявления в приповерхностных донных осадках, сопровождающиеся повышенными концентрациями углеводородных газов и наличием газовых факелов в толще воды.

Обобщение накопленного опыта с целью определение перспективных направлений геологоразведочных работ ОАО «НК «Роснефть» на акватории Черного моря является основной задачей проекта «Региональная геологическая модель Черного моря».

Для решения поставленной задачи командой специалистов компании ООО «РН-Эксплорейшн» были собраны все имеющиеся в наличии геолого-геофизические данные по северо-восточной части акватории (рис. 1), приобретены новые сейсморазведочные профили 2Д ОГТ в северо-западной части Черного моря. Все данные были сведены в единый интерпретационный проект в программном пакете Landmark (Haliburton). На основании этих материалов была сформирована база данных, выполнена комплексная интерпретация и структурные построения.

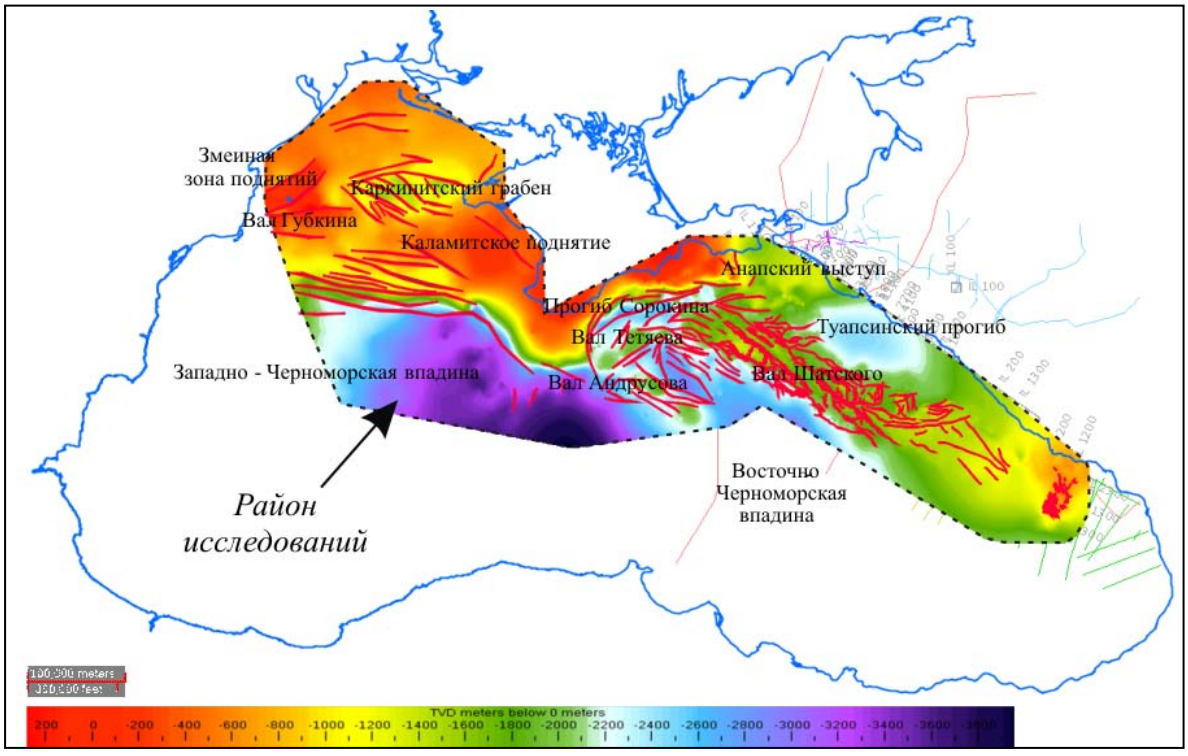


Рисунок 1. *Район исследований на карте изохрон по разновозрастной подошве меловых отложений*

В рамках работы была уточнена тектоническая схема Черноморско-Азовского региона, составлены палеогеографические схемы с элементами фациального районирования, необходимые для регионального прогноза нефтегазоносности. Построены региональные сейсмогеологические разрезы, характеризующие принципиальные особенности строения района работ.

Тектоническое районирование Черного моря проводится по рельефу, образованному кровлей мезозойских пород фундамента. В его пределах выделяются две впадины с сильно утоненной континентальной и/или океанической корой, являющимися структурами 1 порядка:

Западно-Черноморская (ЗЧВ) и Восточно-Черноморская (ВЧВ), разделенные вытянутым в субмеридианальном направлении тектоническим блоком Андрусова-Архангельского с континентальной корой (Афанасенков и др., 2007).

ВЧБ и ЗЧБ, вероятно, образовались в мелу как задуговые бассейны с океанический и утоненной континентальной корой. Предполагается, что впадины раскрывались одновременно, в сеноман – раннесантонское время. Кроме того, выделяется серия олигоцен-неогеновых прогибов, вытянутых вдоль складчатых сооружений Крыма, Кавказа и Понта – прогибы Сорокина, Керченско-Таманский, Туапсинский и Гурийский (Мейснер и др., 1998), а также раннемеловой Каркинитский грабен, расположенный на Одесском шельфе.

История геологического развития изучаемого района наиболее полно изложена в работах А.М. Никишина и др., 1997, 2001, 2005, 2011, 2014; Афанасенкова и др., 2007. Однако, из-за недостаточной изученности Черноморской впадины многие представления до сих пор вызывают противоречия.

В данной работе с учетом новых геолого-геофизических данных нами описаны обстановки осадконакопления и представлены обновленные палеогеографические схемы с элементами фациального анализа с учетом новых сейсмических данных.

В позднеюрское время северная часть Черного моря была представлена карбонатной платформой, в которой, согласно седиментационной модели эпиконтинентальной платформы (Уилсон с изменениями В. А. Жемчуговой), четко выделялись Шатская глубоководная (апикальная) и Южно-Адлерская более мелководная части, переходящие в фации шельфовой лагуны в районе Грузинской глыбы. С севера карбонатная платформа ограничивалась позднеюрским относительно более глубоководным бассейном Большого Кавказа, выполненным терригенными отложениями.

В раннем-позднем мелу происходит рифтогенез с образованием Западно- и Восточно-Черноморских впадин и, как следствие, резкая смена обстановки осадконакопления. В южной части района исследований развиты нижнемеловые метаморфизованные породы складчатого фундамента. В центральной части развивалась палеовпадина, заполняемая, в основном, вулканогенно-осадочными отложениями. Вулканические постройки наиболее ярко выражены в волновом поле профилей 2D на южном краю вала Шатского. На севере палеовпадина граничила с трогом с терригенным осадконакоплением.

В позднемеловое время формировалась карбонатные платформы в южной части вала Шатского (глубоководная часть), на Одесском шельфе и в районе Грузинской глыбы (более мелководные части). В северной части вала Шатского и на вале Андрусова образовывались карбонатные постройки типа «knoll» (бугор). На Одесском шельфе развивались рифовые постройки и карбонатные банки (рис. 2).

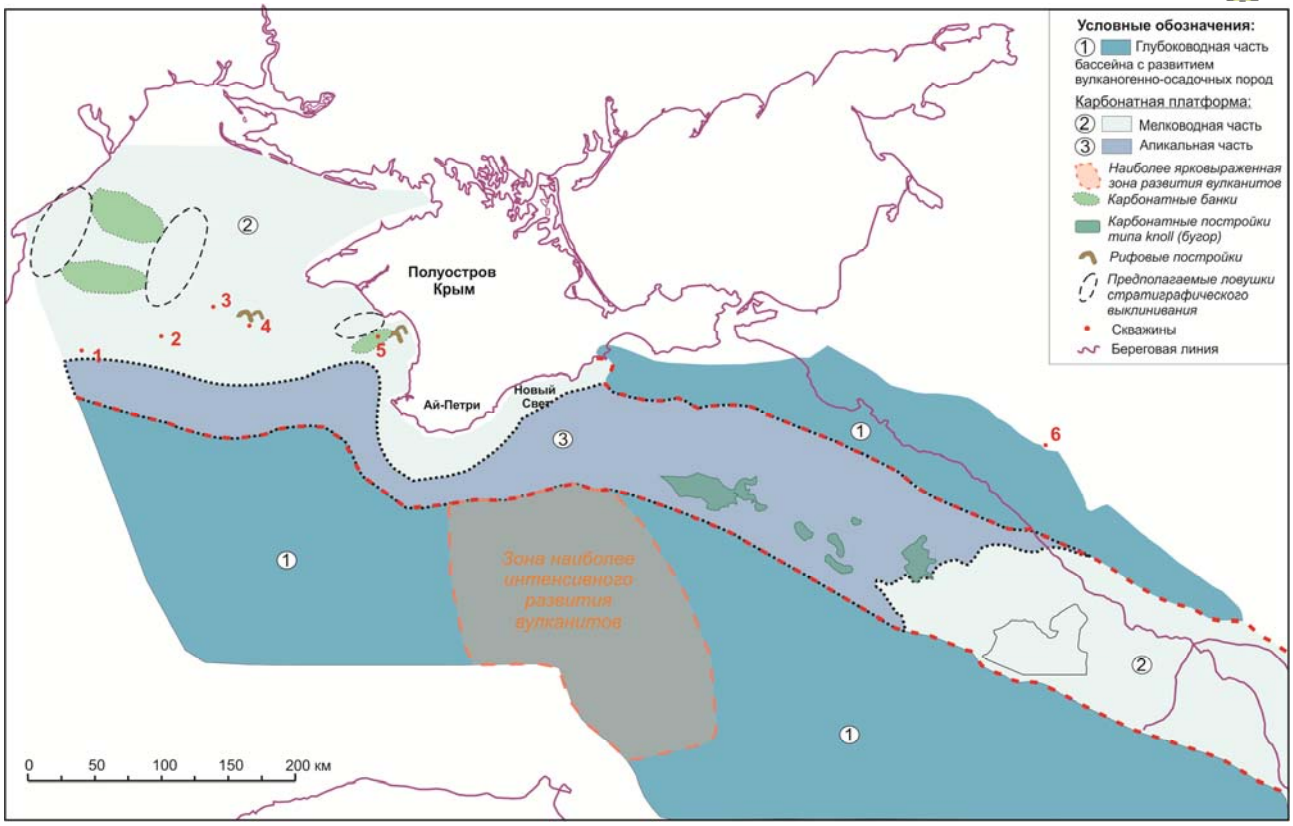


Рисунок 2. *Палеогеографическая схема с элементами фациального анализа для верхнемеловых отложений*

В олигоцене – раннем миоцене (майкоп) в южной части района исследований (Западно-, Восточно-Черноморские впадины), северной части Одесского шельфа, а также в областях краевых прогибов, формирующихся в это время, предполагается развитие фаций песчаников. Последние в северном (южная часть Одесского шельфа) и юго-восточном (вал Шатского, Грузинская глыба) направлениях сменяются фациями мелководного шельфа (алеврито-глинистые отложения).

В условиях глубоководья формировались песчаные тела конусов выноса - несколько уровней песчаных горизонтов фанового генезиса. Областями денудации являлись Кавказский и Крымский орогены (источники сноса осадочного материала.

В позднем миоцене (меотис, понт) наклон исследуемой территории и рельеф были уже близки к современному (с севера на юг). В бассейне формировались глубоководные, склоновые фации и фации мелководного шельфа (рис. 3). Песчаные отложения представлены конусами выноса палеорек.

Список литературы

1. Афанасенков А.П., Никишин А.М., Обухов А.Н., Геологическое строение и углеводородный потенциал Восточно-Черноморского региона, Москва, Научн. Мир, 2007.
2. Мейснер Л.Б., Туголесов Д.А., Туапсинский прогиб — впадина с автономной складчатостью // Геотектоника, № 5, 1998. С. 76-85.

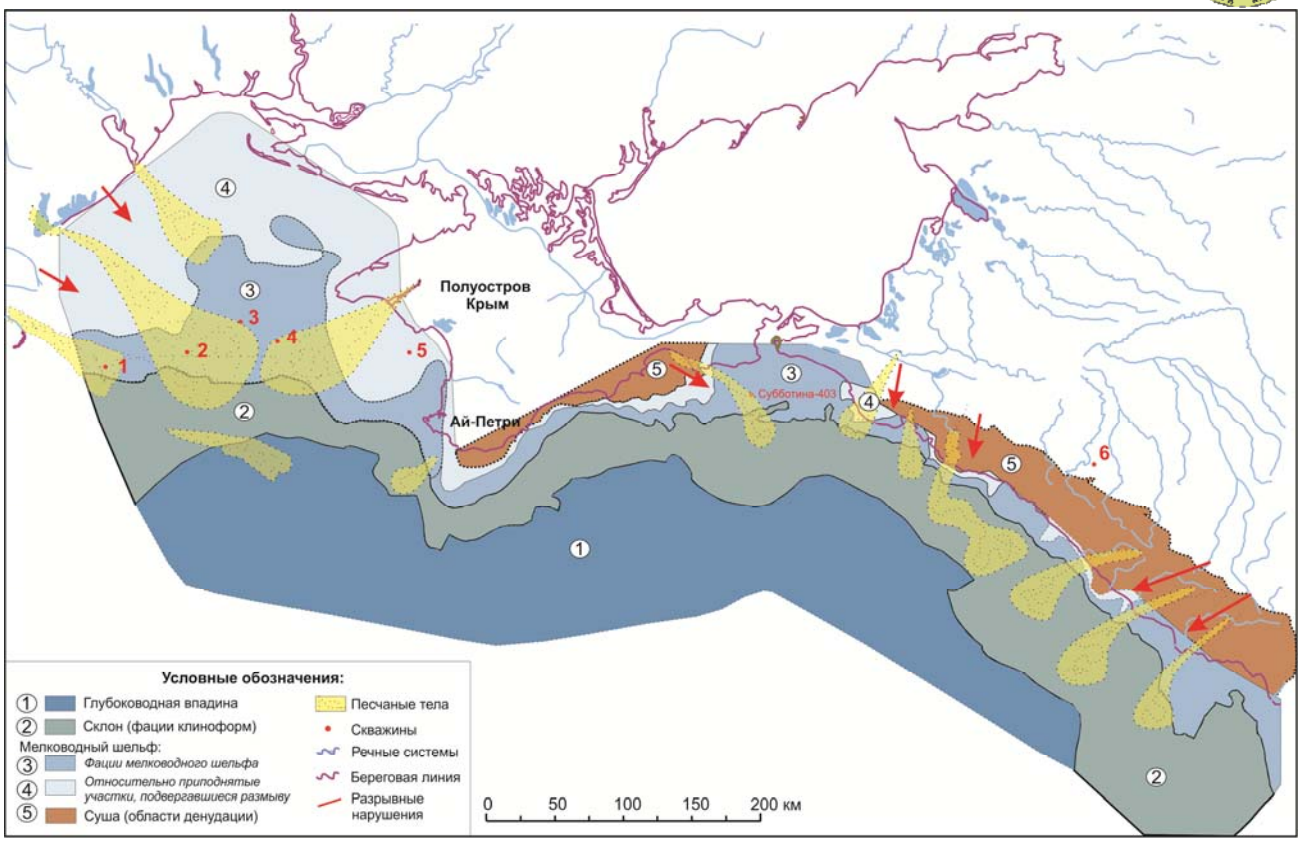


Рисунок 3. *Палеогеографическая схема с элементами фациального анализа для отложений меотиса и понта*

РАЙОНЫ СОВРЕМЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ БАЖЕНОВСКОГО ГОРИЗОНТА И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ СВЯЗАННЫЕ С НИМИ

Морозов Н.В.* (Газпромнефть-НТЦ), Бодрягин С.А. (Газпромнефть-Ангара)

Баженовский горизонт на протяжении всего времени изучения Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна являлся одним из основных объектов для геологического изучения. По итогам многолетнего опыта его можно характеризовать, как отдельный нефтегазоносный комплекс, обладающий свойствами покрышки, нефтематеринской породы и коллектора.

Коллектора баженовского горизонта считается одним из самых сложных, со структурной точки зрения, залежи могут быть квалифицированы по-разному: эпигенетические, диагенетические, ловушки «запечатанного типа» (Виноградов Л.Д., 1979 г.). Их прогноз и выделение, процесс достаточно сложный и неоднозначный.

На сегодняшний день выделяют следующие процессы способные формировать залежи углеводородов в баженовском горизонте:

- Пустотное пространство глинисто-карбонатно-кремнистой минеральной массы пород связанной с пустотами, образованными вследствие растворения скелетов радиолярий.
- Процесс дегидратации глинистых минералов, а так же способность межслоевой активной воды образовывать пустоты выщелачивания, расширять микротрещины в глинисто-кремнистой толще (Баженова О.К., Бурлин Ю.К., 1987).
- Тектоническая трещиноватость
- Катагенетическая трещиноватость, формирующаяся в процессе генерации углеводородов
- Пустотное пространство, сформированное за счет деструкции органического вещества (органическая пористость).

В формировании коллектора в глинисто-карбонатно-кремнистых толщах типа баженовского горизонта участвуют все перечисленные процессы. Но одним из важнейших можно считать процесс формирования катагенетической трещиноватости и формирование зон аномально высокого пластового давления (АВПД), являющихся следствием генерации углеводородов.

Процесс генерации углеводородов и возникновения катагенетической трещиноватости, хорошо изучен, одними из последних в этом направлении стали работы Д.К. Короста и Д.Р. Гилязетдиновой. В своих экспериментах по нагреву высокоуглеродистых отложений доманикового горизонта D_3dm они изучали природу образования катагенетической трещиноватости, как следствие генерации углеводородов в главной зоне нефтеобразования и газообразования. Были получены следующие выводы: текстурные признаки, точно так же как и количество ОВ (<7.5%) в породе играют значительную роль в трансформации пустотного пространства (Гилязетдинова Д.Р., 2014); в результате нагрева до 470°С возникают трещины перпендикулярно напластованию и характеризуются раскрытостью до 0.01 мм и протяженностью не более 0.1 мм, при этом среди них нет «слепых» трещин, все они соединяют образованными ранее относительно широкими трещинами параллельными напластованию (Корост Д.К., Надежкин Д.В., 2012).

Факт подтверждается и на керновом материале баженовского горизонта (тутлеймской свиты) Пальяновской площади, где наблюдается не только постепенное расслаивание по напластованию в образцах керна, но и поперечные трещины вдоль всего разреза, обогащенного органическим веществом.

На рисунке 1(А) изображены фотографии образцов керна тутлеймской свиты, с содержанием органического вещества от 5.8 до 9.97% и значениями Tmax от 440 до 444°С. На рисунке 1(Б;В) приведены бинарные ренгено-плотностные срезы, сделанные в образце керна из доманикового горизонта D_3dm при нагреве на 470°С (Корост Д.К., Надежкин Д.В., 2012).

Можно сделать прямой вывод, что чем более преобразовано органическое вещество баженовской свиты, тем сильнее сказывается влияние на пустотное пространство факторам катагенетической трещиноватости.

Остается неясным факт влияния катагенетической трещиноватости на продуктивность отложений баженовского горизонта. Ведь данный процесс формирования связан с непрерывной генерацией углеводородов и сопровождающим его АВПД.

Известно, что на последнем этапе (около 30 млн. лет назад) инверсия тектонических движений Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна на большей части территории привела к подъёму и размыву примерно 300 метров осадочного разреза Западно-Сибирского НГБ. Вследствие чего, произошло изменение температурного режима, прекращение генерации углеводородов баженовским горизонтом, продолжавшимся в позднемеловое время.

Процесс описывается уравнением Вант-Гоффа, указывая, что при понижении температуры на 10 °С, скорость реакции понижается в 2-4 раза и скорей всего происходит схлопывание трещин образованных вследствие генерации углеводородов, а следовательно и исчезновение АВПД.

Процесс наиболее полно и правильно можно описать температурами, так сопоставив значения современных температур и максимальных температур баженовской свиты можно получить следующие выводы (Таблица 1). В центральной части Западно-Сибирского НГБ можно увидеть, что Красноленинский, Ляминский, Уватский и Салымский нефтегазоносные районы (НГР) почти не имеют разницы между современными температурами и максимальными палеотемпературами, что свидетельствует о сегодняшней генерации углеводородов. Такие НГР, как Юильский и Казымский напротив имеют большую разницу между современными температурами и максимальными палеотемпературами (>10°С), свидетельствуя о прекращении генерационных процессов в баженовской свите, промежуточными являются Сургутский и Приобский районы, разница между температурами на территории которых не превышает 10 °С, что можно считать зоной недавней генерации.

Процессы современной генерации углеводородов баженовской свиты можно приурочить к современным тепловой активизации начавшимся в олигоцен-миоценовое время (Конторович и др., 1975), такими могут являться, как гидротермальные процессы (Курчиков А.Р., 1987), так и тектонические.

В заключении можно сказать, что процессы генерации углеводородов в баженовской свите на территории Западно-Сибирского НГБ являлся непостоянными вследствие, сложности геологического развития бассейна. Но можно выделить зоны на территории, которых до сих пор можно

зафиксировать процессы генерации углеводородов. Следствием таких процессов будет являться образование катагенетической трещиноватости и зон АВПД, что в свою очередь в положительную сторону будет влиять на нефтегазоносность баженовской свиты.

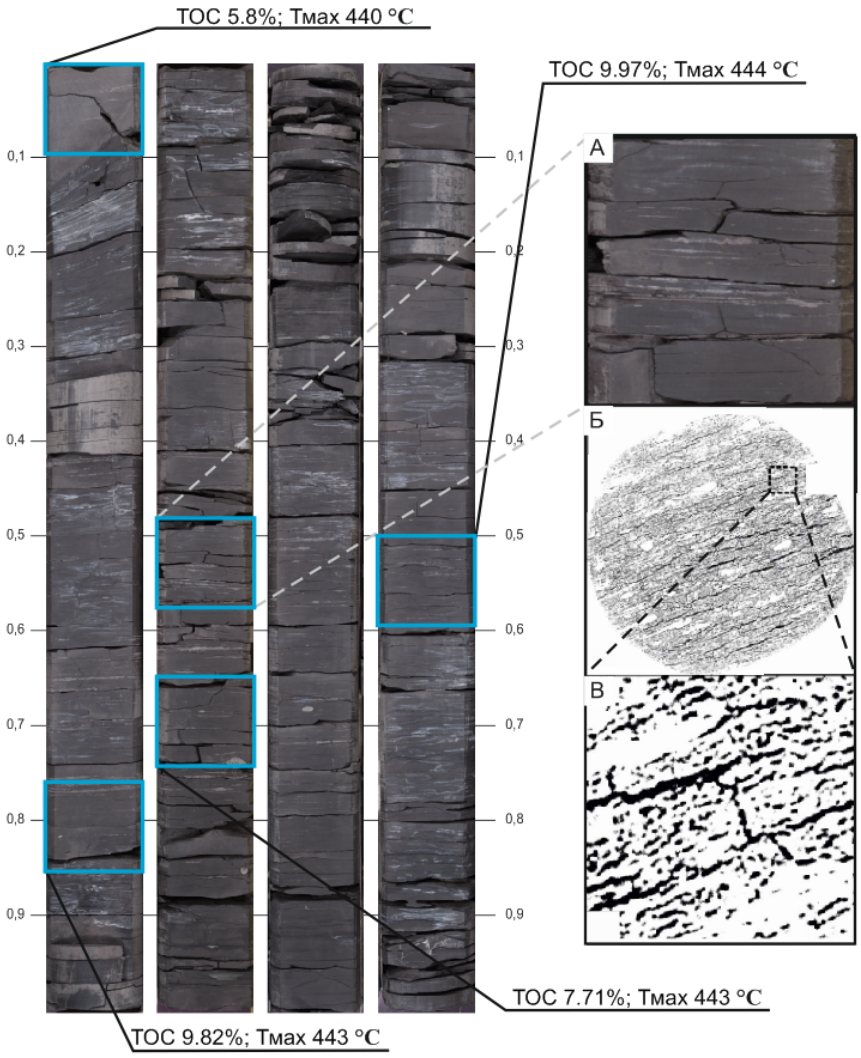


Рисунок 1. *Концептуальная модель формирования катагенетической трещиноватости в баженовской свите.А – макрофотография кернового материала из скважины Пальяновской площади, Б-В структура образцов по данным μКТ съемки прогретого до 470°С (Корост Д.В.,Надежкин Д.В., 2012)*

Таблица 1. Данные средних замеров современных и максимальных палеотемператур по данным замеров температур пиролиза (Tmax) на территории НГР

НГР	Современные t, °C	Палео t, °C	Δ, t °C	Ранги зон по процессам генерации
Красноленинский	98	95	+3	современная
Юильский	92	105	13	закончившаяся
Ляминский	104	102	+2	современная
Казымский	68	95	27	закончившаяся
Уватский	97.2	97	+0,2	современная
Сургутский	94	104	10	недавняя
Приобский	102	106	4	недавняя
Салымский	106.2	107	0,8	современная

Список литературы

1. Виноградов Л.Д. Формирование залежей нефти и газа запечатаннного типа и методы их поиска. //М.: ВИНИТИ, 1979. 82 с. (Итоги науки и техники. Месторождения горючих полезных ископаемых; Т.3)
2. Баженова О.К., Бурлин Ю.К. Катагенетические ловушки и тектоника. //М.:Наука, 1987. 79 с. (Тектоника и критерии нефтегазоносности локальных ловушек)
3. Корост Д.В., Надежкин Д.В., Ахманов Г.Г. Пустотное пространство нефтематеринской породы при генерации углеводородов: лабораторный эксперимент//Вестник Московского Университета. Геология. – 2012. - №4. – с. 32-37.
4. Гилязетдинова Д.Р., Корост Д.В. Изучение процессов первичной миграции углеводородов методом рентгеновской компьютерной микротомографии //Материалы 3й всероссийской научной конференции «Практическая микротомография», Санкт-Петербург, 2014.
5. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К., и др., Геология нефти и газа Западной Сибири. М.: Недра. 1975, 250 с.
6. Курчиков А.Р., Ставицкий Б.П. Геотермия нефтегазоносных областей Западной Сибири.-М.: Недра, 1987. – 134 с.

DISENTANGLING THE TIME REPRESENTED BY SILICICLASTIC SEDIMENTARY DEPOSITS

Tore Aadland*' and William Helland-Hansen 'University of Bergen, 'The University Centre in Svalbard

Understanding the time represented by the stratigraphic record is a major challenge in sedimentology and stratigraphy. We believe that the temporal structure of sedimentary rocks is an underutilized property with potential predictive possibilities when employed in a source-to-sink framework. Source-to-sink is an holistic approach to the study of sedimentary deposits that considers the interaction of all onshore and offshore conjugate environments which contribute to erosion, transportation and deposition of sediment.

The results of Sadler 2014 shows that the cross-sectional growth of siliciclastic shelves is timescale independent, even though both the horizontal and vertical component of sediment accumulation have been shown empirically to be timescale dependent. The specific sediment yield is indicated to be a timescale independent property of most catchments when averaged over durations longer than 10 000 years. This allows for an assumption of steady accumulation of sediment in the depositional part of the source-to-sink area. From this we hypothesize that the relation between durations of deposition, non-deposition and erosion at one location are temporal constraints that have predictive implications on the distribution of time-equivalent sediment elsewhere in the depositional part of the sedimentary system.

Our preliminary workflow to disentangle the temporal structure of source-to-sink systems is as follows:

1. Perform standard seismic and sequence stratigraphic breakdown of basin fill using well and seismic data (isopach maps etc.)
2. Interpretation of depositional environments from wells and seismic
3. Chronostratigraphic breakdown
4. First order source area assessment of relief, area, bedrock lithology etc. and variation of these through investigated timespan. Input to BQART (or other sediment production models) to produce sediment flux through time estimations
5. 1D time allocation from wells (using modern/submodern sedimentation rates)
6. 2D/3D time allocation from progradational/aggradational geobodies (using modern/submodern sedimentation rates)
7. Evaluation of the credibility of the time/volume budgetary constraints from 1), 2), 3),4), 5) and 6) above by numerical simulation.
8. Complete temporal-spatial allocation of masses and time

This approach will be further developed and calibrated by analysis of published descriptions of the stratigraphic architecture, facies distribution and source-to-sink parameters of the Mesaverde Group in Utah. The ultimate goal is to investigate the relationship between duration, sedimentation rate and sediment distribution in order better understand the spatial-temporal structure of Barents Sea Mesozoic basin fills.

СИКВЕНССТРАТИГРАФИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ В АЛЬБСКОМ И СЕНОМАН-ТУРОНСКОМ ИНТЕРВАЛЕ РАЗРЕЗА КОТ Д'ИВУАРСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАССЕЙНА.

Сидоренко С.А. (ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»), Чайковская Э.В. (ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»), Керусов И.Н. (ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»)

Целью настоящей работы является анализ отложений альбского и сеноман-теронского интервала разреза с целью уточнения условий их формирования и создания сиквенс-стратиграфической модели исследуемой территории при помощи метода секвентной стратиграфии. Район исследования принадлежит акватории Гвинейского залива и представляет собой континентальный склон Кот д'Ивуарского нефтегазоносный бассейна. (Рис 1.)

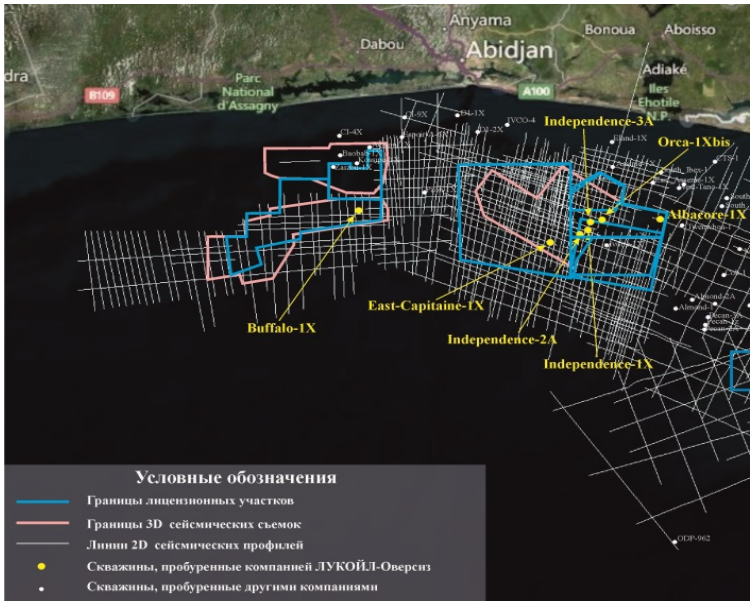


Рисунок 1. *Карта района исследований, со скважинами, пробуренными компанией ЛУКОЙЛ-Оверсиз.*

Кот д'Ивуарский нефтегазоносный бассейн приурочен к континентальной окраине пассивного типа и имеет несколько геологических особенностей, отличающих его от остальных бассейнов Западной Африки: наличие трансформных разломов и отсутствие отложений эвапоритов.

Три стадии тектонической эволюции изучаемой территории определили разделение разреза на три основных осадочных комплекса:

1) до-рифтовый комплекс позднепротерозойско - раннеюрского возраста;
2) син-рифтовый комплекс среднеюрского – раннемелового возраста.
3) пост-рифтовый комплекс позднемелового - голоценового возраста

Начиная с раннеальбского времени на территории Кот д'Ивуарского нефтегазоносного бассейна происходило накопление осадочного материала и заполнение им полуграбенов дивергентного бассейна, который образовался в результате разрушения мощной континентальной коры Африканской и Южно-Американской платформ. В результате, образовались мощные толщи терригенного материала, состоящие из речных и, возможно, озёрных фаций [4]. Морская трансгрессия в бассейне Кот д'Ивуар в сеноманское время ознаменовала начало пост-рифтового этапа. В условиях ограниченной циркуляции вод и низкого содержания в них кислорода, происходило накопление известняков на гребнях блоков, богатых органическим веществом чёрных сланцев и отложений турбидитовых потоков в грабенах [2], [3]. Вслед за этой трансгрессией, последовала регрессия среднесеноманского времени. Поднятие территории привело к эрозионному срезанию альбского и нижней части сеноманского ярусов в восточной части бассейна Кот д'Ивуар, а в западной и центральной частях бассейна накопилось более 3 км от средне- до позднесеноманских отложений. [2]. Основная трансгрессия моря была в туронское время. Накопление осадочного

материала происходило в условиях ограниченной циркуляции вод и пониженного содержание кислорода в них, здесь имела место основная трансгрессия моря.

Для создания сиквенс-стратиграфической модели строения исследуемой территории специалистами ЛУКОЙЛ – «Инжиниринг» были выполнены следующие работы:

1. Проанализированы биостратиграфические отчеты по 7 скважинам, пробуренными компанией ЛУКОЙЛ- «Оверсиз», выполненные компанией PSR Energy и произведено расчленение альбского и сеноман-туронского комплексов на сиквенсы 3 и 4 порядков.
2. Выполнен петрографический анализ керна по ряду скважин, предоставленный лабораторией Weatherford в 2010 г.
3. Проведена интерпретация 3D и 2D сейсмических данных, на лицензионных блоках, расположенных на континентальном склоне Кот д'Ивуарского нефтегазоносного бассейна и прослежены сиквенс-стратиграфические единицы, выделенные по результатам биостратиграфического анализа.

В результате проведённого сиквенс- стратиграфического анализа рифтовый и пострифтовый комплексы были разделены на семь сиквенсов третьего порядка (Рис.2). Границами сиквенсов являются поверхности несогласий, которые ярко выражены и в скважинных и в сейсмических данных.

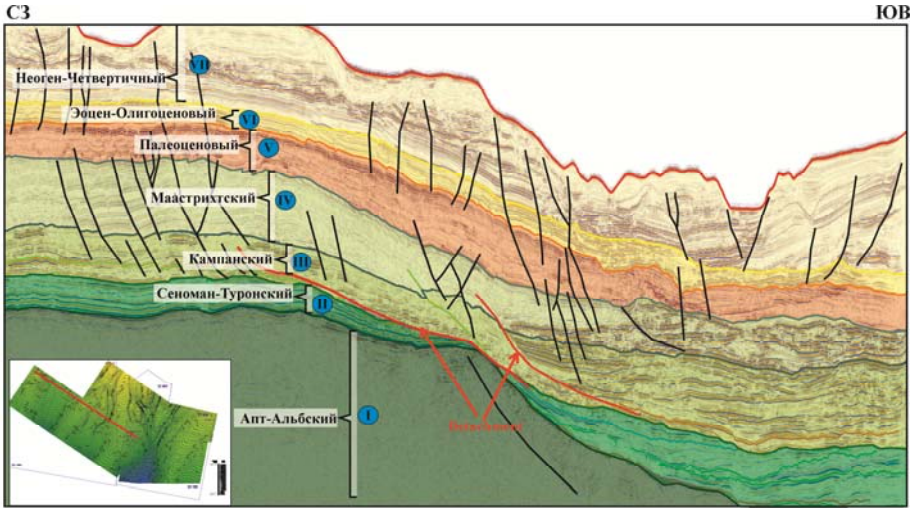


***Рисунок 2**. Выделение региональных сиквенсов 3-го порядка в разрезе осадочного чехла Кот д'Ивуарского НГБ.*

Пристальное внимание в данной работе уделяется рассмотрению апт-альбского и сеноман туронского сиквенсов третьего порядка, т.к. они являются продуктивными для района исследований. В результате анализа данных по биостратиграфии апт-альбский и сеноман-туронский сиквенсы третьего порядка, были разделены на 12 сиквенсов четвёртого порядка:

1. Апт- альбский сиквенс третьего порядка:
   - 1.1 (SB 100.5)
   - 1.2 (SB 99.0)
   - 1.3 (SB 98.0)
   - 1.4 (SB 96.5)
   - 1.5 (SB 95.75)
   - 1.6 (SB 95.5)
   - 1.7 (SB 94.0)
   - 1.8 (SB 93.0)-кровля альбских отложений;
2. Сеноман- туронский сиквенс третьего порядка:
   - 2.1 (SB 91.0)
   - 2.2 (SB 90.5)
   - 2.3 (SB 90.0)
   - 2.4 (SB 88.5)- кровля туронских отложений (Рис. 3).

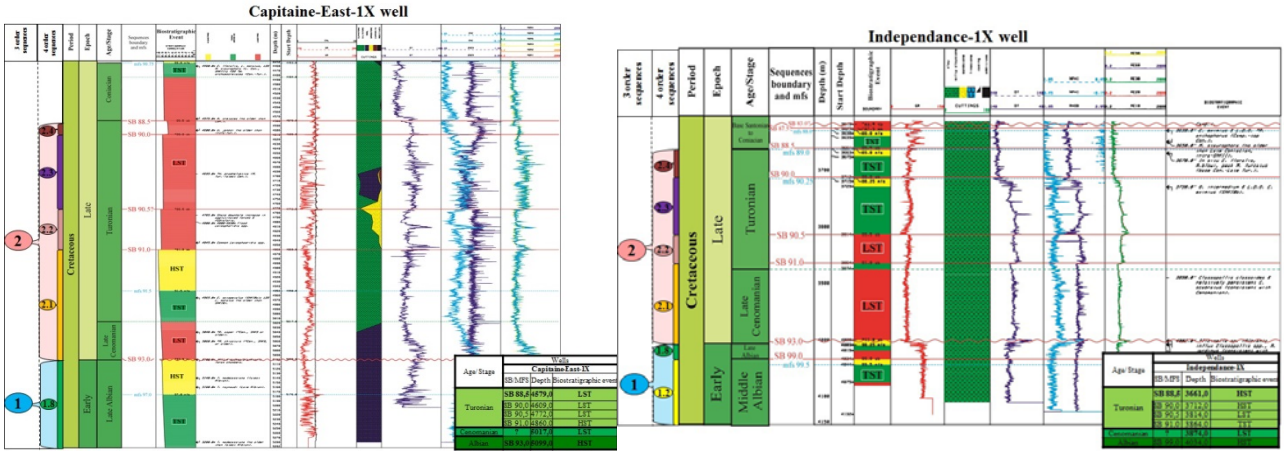


Рисунок 3. *Сиквенс-стратиграфическое расчленение разреза альбского и сеноман-туронского комплексов, по данным биостратиграфии. Скважины Capitaine-East-1X и Independence-1X.*

Общим для всех сиквенсов являются усечённые тракты высокого стояния уровня моря (HST), либо их полное отсутствие. Это обосновывается основными принципами осадконакопления в глубоководье. Как известно, осадконакопление по обе стороны от глубоководной впадины, происходит разнофазно - накопление на шельфе, определяет седиментационную паузу у подножия склона, и наоборот, обширный шельфовый транзит или размыв (низкое положение уровня моря) обусловливает накопление основной части материала на склоне и у его подножия.
Можно сделать вывод, что условия осадконакопления вверх по разрезу менялись от шельфовых (условия закрытого и открытого моря) до склоновых.

По данным биостратиграфии, по исследованным скважинам была составлена модель, сиквенс стратиграфического расчленения разреза, которая в дальнейшем была детализирована, по результатам сейсмической интерпретации (Рис 4).
Выделение границ сиквенсов 4 порядка происходило только в интервале сеноман-туронских отложений, т.к. в волновом поле проявляются далеко не все выделенные сиквенс-стратиграфические единицы, вследствие ограниченности вертикальной разрешенности сейсморазведки.

Соотношение между биостратиграфическими и сейсмическими границами следующее:
Отражение Albian –(SB 93.0);
Отражение T 100-кровля сеномана (точный возраст границы не определён);
Отражение T 90-кровля сиквенса 3a (возраст границы не определён);
Отражение T 65- литологическая граница внутри 5 сиквенса (SB 91.0);
Отражение T 50 – кровля сиквенса 5 (SB 91.0);
Отражение T 30 – вблизи кровли сиквенса 6 (SB 90.5);
Отражение T 25 – литологическая граница, разделяет сиквенсы 7_1 и 7_2, кровля продуктивного интервала;
Отражение T 10 (Turonian) - кровля сиквенса 7_2 (SB 90)-кровля сейсмического турона;
Отражение T - (SB 88.5), биостратиграфическая кровля турона (Рис 4).

При корреляции границ сиквенсов 4-го порядка, выделенных в скважинах выяснилось, что они, а следовательно и соответствующие им сиквенсы 4-го порядка имеют ограниченное распространение. Поэтому в областях, где сиквенсы, выделенные в скважинах, отсутствуют, сиквенс-стратиграфическое расчленение разреза основывалось на сейсмических данных. При расчленении разреза на отдельные сиквенсы 4-го порядка использовалось основное определение сиквенс-стратиграфии, а именно: сиквенс– относительно согласная последовательность генетически взаимосвязанных слоёв, ограниченных в кровле и подошве несогласными или коррелятивными им согласными поверхностями [1].

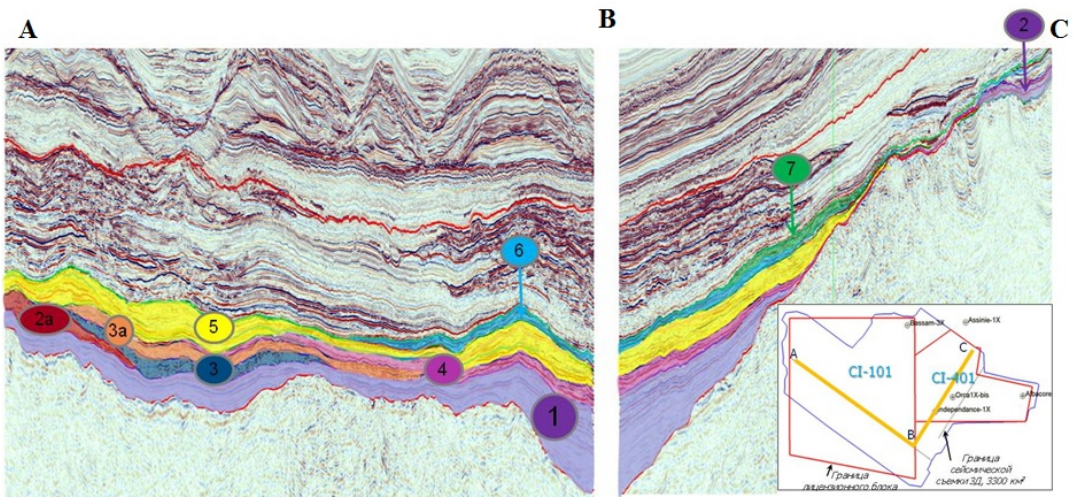
Era/ Erathem	Systema/ Period	Age/Stage	Well tops	Seismic		Biostratigraphy		
				Seismic Horizon LE	Sequence IV order (LE)	SB	4 order sequences	3 order sequences
Mesozoic	Cretaceous	Senonian						2
		Turonian	Turonian Biostratigraphy	T		SB 88.5	2.4	
			Turonian Seismic	T10	Sequence 7_2	SB 90.0	2.3	
			Sand2_base	T25	Sequence 7_1			
			Sand1_base	T30	Sequence 6	SB 90.5	2.2	
			SB 5	T50	Sequence 5	SB 91.0	2.1	
				T65				
			SB 3a	T90	Sequence 3a			
			Cenomanian	T100	Sequence 2	?		
		Cenomanian						
			Albian	Albian		SB 93.0	1.8	1
		Albian						

Рисунок 4. *Выделение региональных сиквенсов 3-го порядка и сиквенсов 4 порядка в разрезе осадочного чехла Кот д'Ивуарского НГБ.*

При визуальном анализе волнового поля были выделены три типа поверхностей несогласия:

- подошвенное прилегание (Onlap);
- несогласие в кровле (эрозионный срез поверхностью T10);
- эрозионный срез внутренних поверхностей более поздним гравитационным перемещением осадков.

Все выделенные поверхности несогласия являются границами сиквенсов 4-го порядков (SB). В ходе работа была выполнена корреляция каждой из выделенных поверхностей (всего 12), построены карты изохрон и глубин. Принципиальная модель строения внутреннего строения сеноман-туронского сиквенса 3-го порядка и схема распространения сиквенсов 4-го порядка показаны на рисунках 5 и 6.



В целом на площади работ в интервале сеноман-туронского турбидитного комплекса можно выделить 4 крупные области распространения различных типов разреза (Рис. 6):

I – территория плато Баллейн, область распространения фаций внешнего шельфа либо верхнего склона;

II – область распространения глубоководной системы Bassam, которая характеризуется разрезом, ненарушенным последующими оползневыми явлениями;

III – область распространения глубоководной фановой системы Asseni, в пределах которой наблюдается значительная изменчивость отложений как в плане, так и в разрезе;

IV – зона развития многочисленных оползней в отложениях турона, которыми нарушена первоначальная седиментационная структура комплекса, и глубоких эрозионных врезов в отложениях кампана, которыми срезана верхняя часть туронского комплекса.

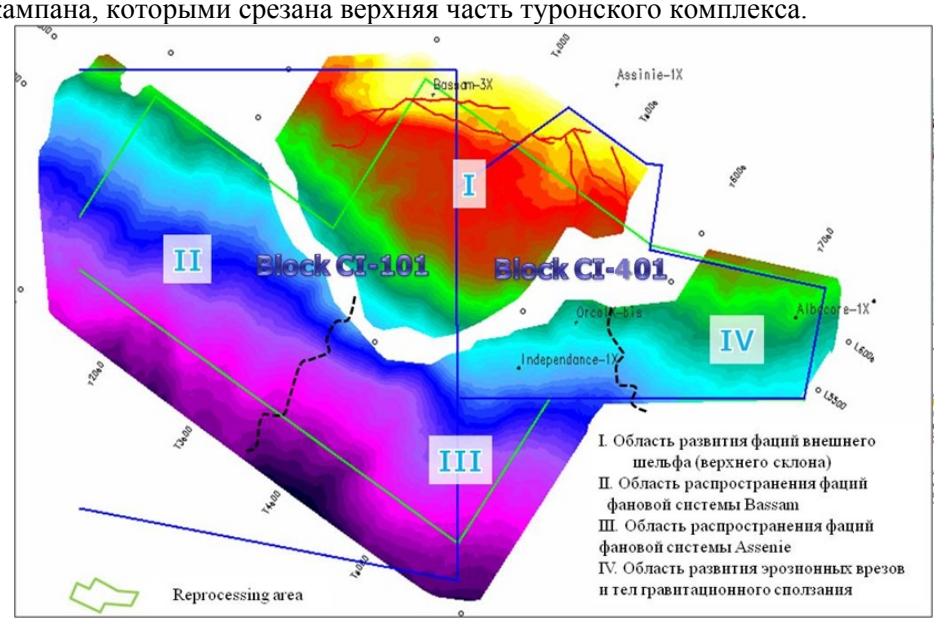


Рисунок 6. *крупные области распространения различных типов разреза, на площади исследования и принципиальная схема модель сиквенсов 4 порядка.*

Кроме того, на склонах плато Баллейн отложения турона полностью срезаны поверхностью послойного тектонического срыва (detachment) (Рис.2), вдоль которой происходили оползневые процессы.

Таким образом, в результате работ были:

1. Проанализированы результаты био- и циклостратиграфического анализов в 7 скважинах, пробурённых компанией ЛУКОЙЛ-Оверсиз.
2. Выполнена стратиграфическая привязка сиквенс-стратиграфических единиц, в т.ч. SB и MFS к волновому полю в районе исследуемых скважин.
3. Выполнена корреляция и прослежены области распространений сиквенс-стратиграфических единиц. Выяснено, что SB 4-го порядка имеют локальное распространение в пределах исследуемых лицензионных блоков.
4. На остальной части площади, выделение сиквенсов 4-го порядка выполнялось на основе сейсмических данных.
5. Выявлено три типа несогласия, откоррелированы 12 поверхностей несогласия, являющихся границами сиквенсов 4-го порядка.
6. Построена принципиальная схема внутреннего строения сеноман-туронского сиквенса 3-го порядка, выполнено районирование по типам разреза.

Список литературы:

1. Жемчугова В.А. Прикладная седиментология. – Москва : Издательский Центр РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина, 2013.
2. Chierici M.A. Stratigraphy, paleoenvironments and geological evolution of the Ivory Coast-Ghana basin. Géologie de l'Afriqueet de l'AtlantiqueSud, 12 e Colloque de MicropalaéontologieAfricaine. - 1996.T. 16.P. 293-303
3. Dumestre M.A. Northern Gulf of Guinea shows promise. Oil and Gas Journal. - 1985. Vol. 32.P. 126-131
4. Mascle J., Guiraud M., Benkhelil J., Basile, C., Bouillin J.P., Mascle G., Cousin M., Durand M., Dejax J., Moullade M. A geological field trip to the Cote d'Ivoire-Ghana transform margin. OceanologicaActa. 1998. Vol. 21.P. 1-20
5. RPS Energy Quantitative Biostratigraphic Analysis and Well-log Sequence Stratigraphic Interpretation of the Independance-1X, Independence-2A, Orca-1Xbis, Capitaine-East-1X, Albacore-1X, Buffalo-1X, Independence-3A Wells, Offshore Côte d'Ivoire. ECB0861. 2012-2014

К ВОПРОСУ ОБРАЗОВАНИЯ НЕФТЯНЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ ИЗ БИОМАССЫ БАКТЕРИЙ

Пошибаева А.Р., Гируц М.В., Богатырев С.О., Киреев С.В., Кошелев В.Н., Гордадзе Г.Н.

Основное внимание в осадочно-миграционной гипотезе образования углеводородов (УВ) нефти уделяется термическим и термокаталитическим процессам преобразования органического вещества (ОВ) эукариот, т.е. животных, растений, грибов. К сожалению, гораздо меньше внимания уделяется роли прокариот, т.е. бактерий и архей, как правило, им отводится роль лишь в начальном этапе преобразования эукариотического ОВ. Вместе с тем, учитывая этапы эволюции живых организмов, можно предположить, что первичным источником углеводородов нефти были именно прокариотические организмы. По всей вероятности, процессы образования нефти из биомассы остатков прокариот продолжаются и в настоящее время. С учётом широкого распространения прокариот и высокой скорости их размножения, происходит накопление огромных количеств ОВ, которое может быть источником УВ.

В связи с этим интересно было промоделировать процессы образования нефтяных углеводородов из биомассы бактерий. В качестве объектов исследования были выбраны хемоорганогетеротрофные бактерии *Arthrobacter* sp. RV и *Pseudomonas aeruginosa* RM.

Проведен анализ соединений нативной биомассы, а также продуктов термолиза и термокатализа биомассы исследуемых бактерий.

В растворимой части биомассы нами идентифицированы н-алканы преимущественно с нечетным числом атомов углерода в молекуле (C_7–C_{17}) и имеющие на один атом углерода больше соответствующие им жирные кислоты (C_8–C_{18}), а также высокомолекулярные н-алканы с четным числом атомов углерода в молекуле состава C_{22}, C_{24}, C_{30}, C_{32}. Оба штамма синтезируют непредельный нерегулярный изопренан – сквален (2,6,10,15,19,23-гексаметилтетракоза-2,6,10,14,18,22-гексаен). Высказано предположение, что причиной превалирования н-алканов с нечетным числом атомов углерода в слабозрелых нефтях является не только декарбоксилирование соответствующих кислот, но и бактериальный синтез.

Известно, что в процессе созревания ОВ керогеном продуцируются УВ разных классов с разной скоростью. Ранее было показано, что в результате термолиза и термокатализа керогена генерируются те же УВ, которые находятся в нефтях [1-4]. Как известно, кероген (нерастворимое ОВ) представляет собой сложный геобиополимер, поэтому можно предположить, что нерастворимая часть бактериальной биомассы, в частности, *Arthrobacter* sp. RV и *Pseudomonas aeruginosa* RM, может являться частью керогена. В связи с этим, интересно было выяснить, образуются ли углеводороды при термолизе и термокатализе нерастворимой части биомассы исследуемых штаммов бактерий.

В продуктах термолиза и термокатализа нерастворимой части биомассы указанных штаммов бактерий идентифицированы те же углеводороды-биомаркеры, которые находятся и в нефтях – н-алканы, изопренаны C_{13}–C_{20}, в том числе изопренан регулярного состава C_{17}, который практически отсутствует во всех нефтях мира (рис. 1), а также стераны и терпаны. В продуктах термолиза обоих штаммов бактерий наблюдается превалирование н-алканов с нечетным числом атомов углерода в молекуле (н-C_9, н-C_{11}, н-C_{15} и н-C_{17}), в то время как в продуктах термокатализа – с четным (н-C_{16}, н-C_{18} и н-C_{20}). Распределение регулярных стеранов C_{27}–C_{29} напоминает таковое в морских нефтях, генерированных в глинистых толщах, тогда как величина отношения адиантана к гопану ($Г_{29}/Г_{30}$) характерна для органического вещества, генерированного в карбонатных толщах (рис. 2 и 3). В продуктах термолиза нерастворимой части бактерий генерируются протоадамантаноиды, а в продуктах термокатализа - адамантаны C_{10}–C_{13} и диамантаны C_{14}–C_{16}. Высказано предположение, что одним из возможных путей образования углеводородов алмазоподобного строения в нефтях может быть каталитическое преобразование биомассы бактерий [5]

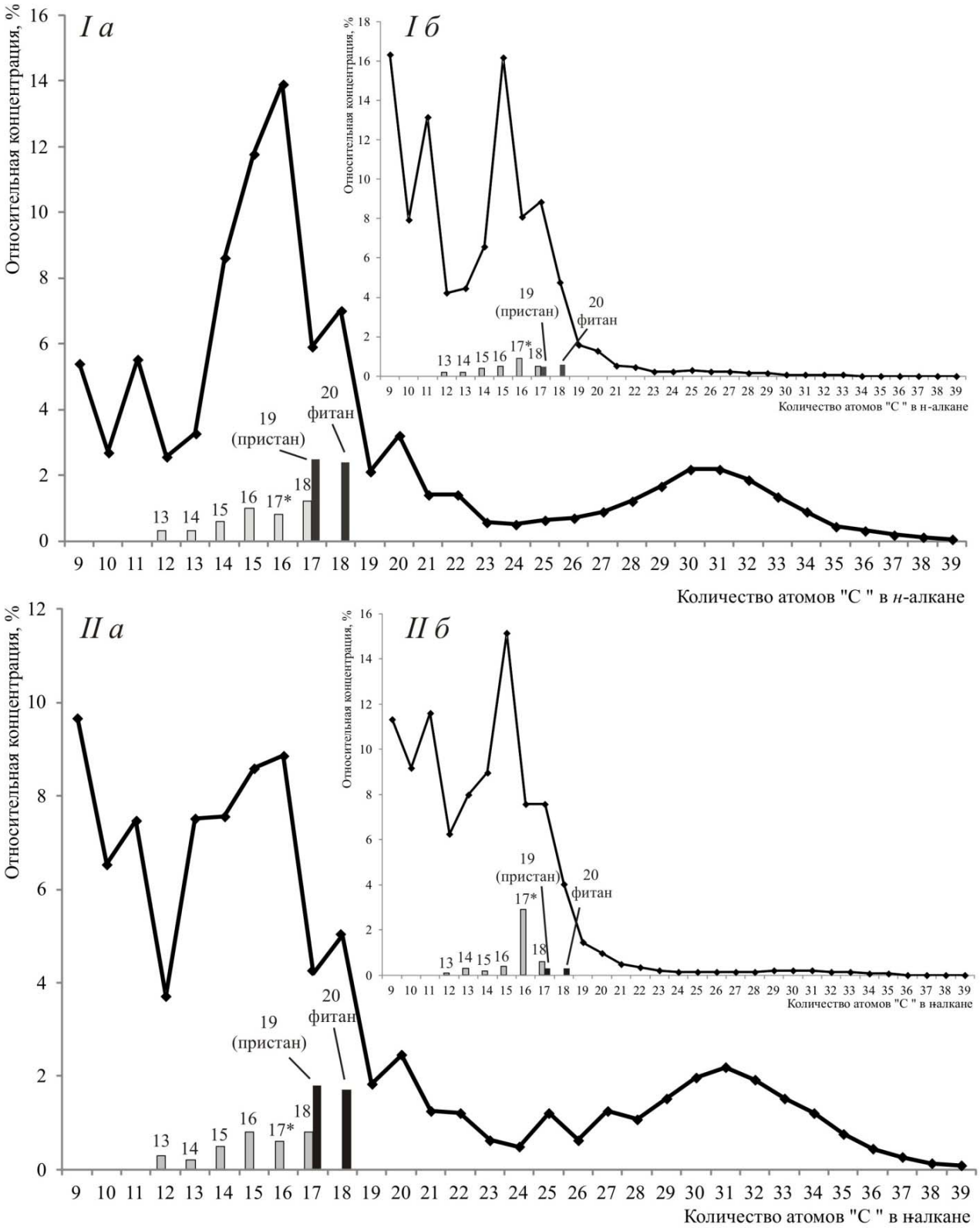


Рисунок 1. *Распределение н-алканов и изопренанов в продуктах термокатализа (а) и термолиза (б) на примере Pseudomonas aeruginosa* RM *(I) и Arthrobacter* sp. RV *(II). Цифры над столбцами указывают количество атомов углерода в изопренане. Звездочкой отмечен изопренан* C_{17}

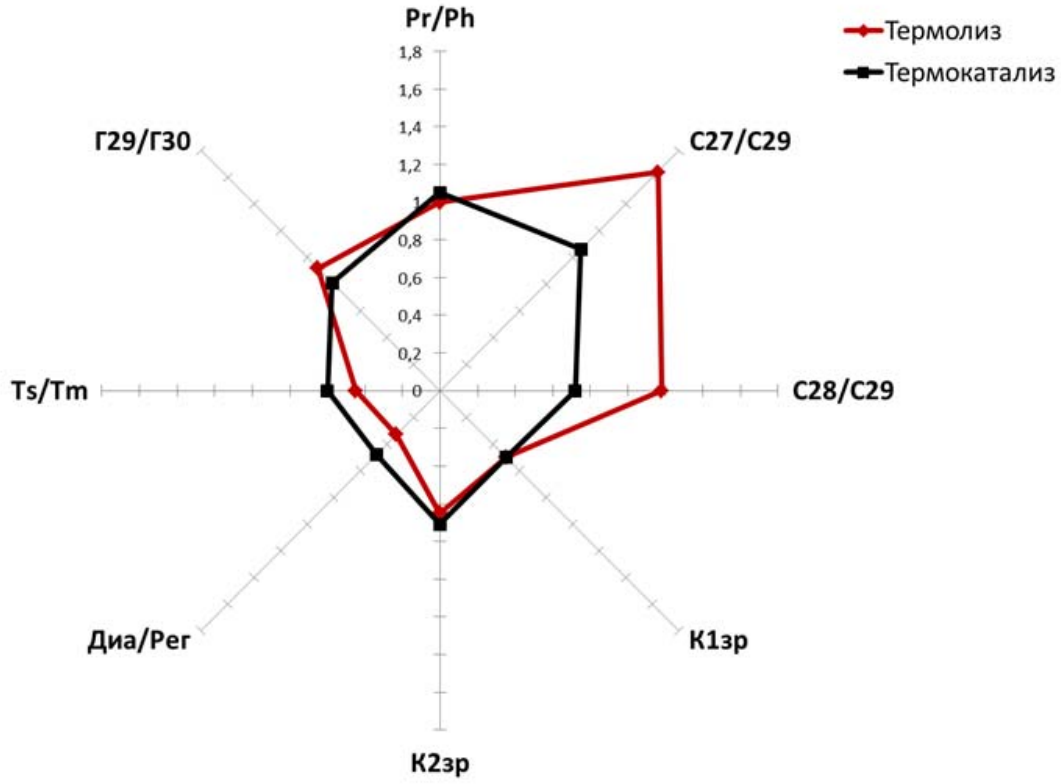


Рисунок 2. *Сравнительная характеристика продуктов термолиза и термокатализа нерастворимой части биомассы Arthrobacter* sp. RV

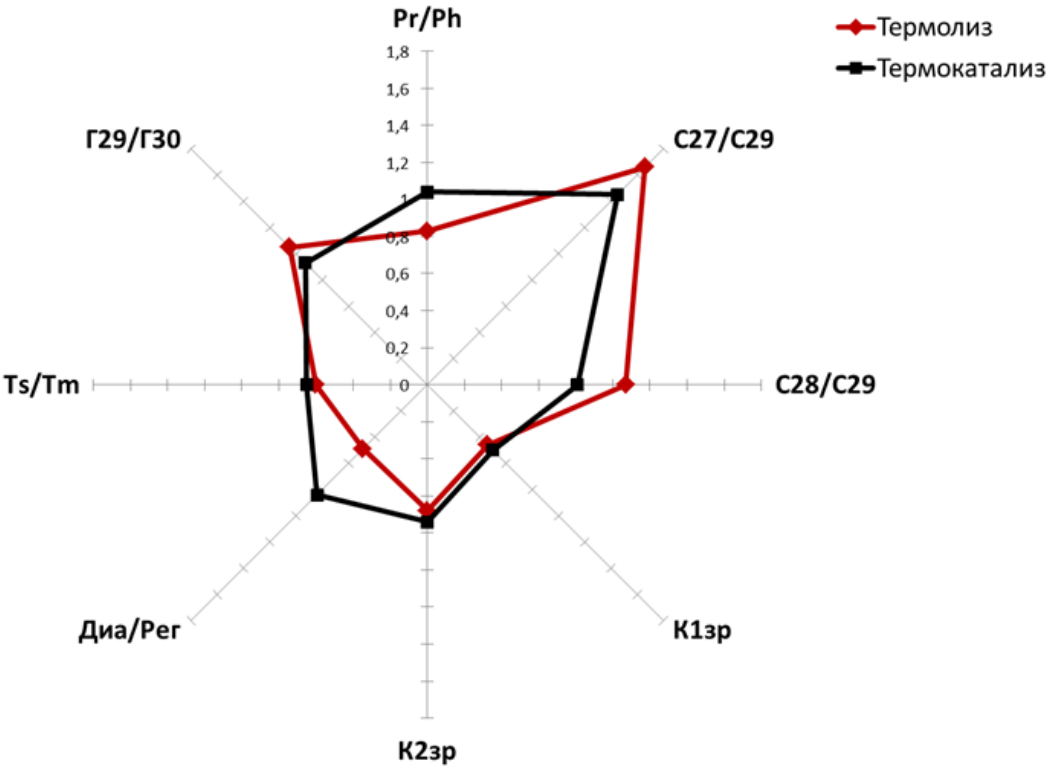


Рисунок 3. *Сравнительная характеристика продуктов термолиза и термокатализа нерастворимой части биомассы Pseudomonas aeruginosa* RM

Список литературы

1. Гордадзе, Г.Н. Термолиз органического вещества в нефтегазопоисковой геохимии/ Г.Н. Гордадзе М.: ИГиРГИ, 2002. – 336 с.
2. Гордадзе, Г.Н. Органическая геохимия углеводородов / Г.Н. Гордадзе, М.В. Гируц, В.Н. Кошелев// Органическая геохимия углеводородов: Учебн. Пособие для вузов: В 2кн. М.: Российский государственный университет нефти и газа имени И.М.Губкина, 2012. Кн.1. – 392 с.
3. Гордадзе, Г.Н. Органическая геохимия углеводородов / Г.Н. Гордадзе, М.В. Гируц, В.Н. Кошелев// Органическая геохимия углеводородов: Учебн. Пособие для вузов: В 2кн. М.: Российский государственный университет нефти и газа имени И.М.Губкина, 2013. Кн.2. – 303 с.
4. Антипенко В.Р. Состав продуктов гидротермального превращения природного асфальтита/ В.Р. Антипенко, О.А. Голубина, И.В. Гончаров. С.В. Носова, Ю.В.Рокосов// Известия Томского политехнического университета, 2005. Т.308. №6. - С.122-127.
5. Строева, А.Р. Моделирование процессов образования нефтяных углеводородов-биомаркеров путем термолиза и термокатализа биомассы бактерий/ А.Р. Строева, М.В. Гируц, В.Н. Кошелев, Г.Н. Гордадзе// Нефтехимия. – 2014. – Т. 54. – № 5. – С. 352–359. [Stroeva, A.R. Modeling of Formation of Petroleum Biomarker Hydrocarbons by Thermolysis and Thermocatalysis of Bacterium Biomass/ A.R. Stroeva, M.V. Giruts, V.N. Koshelev, G.N. Gordadze// Petroleum Chemistry. – 2014. – V. 54. – No. 5. – P. 347–354.]

АВТОМАТИЗИРОВАННЫЙ ФАКТОРНЫЙ АНАЛИЗ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ РИСКОВ. ВЕРОЯТНОСТНАЯ ОЦЕНКА ЛОКАЛИЗОВАННЫХ РЕСУРСОВ И ПРЕДВАРИТЕЛЬНО ОЦЕНЕННЫХ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ

Докладчик Павлухина Маргарита Александровна (ООО «СибГеоПроект-Центр»), Соавтор Шутько Сергей Юрьевич (ООО «СибГеоПроект-Центр»), Соавтор Шпильман Марк Кальманович (Портал GeoSoftOil.com)

Одной из важнейших задач геологоразведочных отделов нефтегазовых компаний является повышение эффективности ГРР, анализ и минимизация различных рисков, и, в частности, наиболее значимого из них - геологического.

Усиление государственных требований и негативные факторы 2014-2015 года, ключевым из которых являются резкие колебания цен на нефть, требуют новых идей, оптимизации подходов и информационно - технологических решений при проведении геолого-разведочных работ (ГРР). Риски и неопределенности геологического строения являются неотъемлемой частью поисковых работ. На каждом этапе «жизненного цикла» участков с нефтяными и газовыми залежами существуют различные комбинации ресурсов, запасов, рисков и неопределенностей.

Оценить риски – значит, перевести качественные геологические параметры в численное выражение (рис.1), позволяющее представить геологический успех и риск в числовом выражении (от нуля до единицы). Веб-технология GeoSoftRisk/Reservs (портал GeoSoftOil.com) позволяет в полностью автоматизированном виде произвести подобный расчет.

Основываясь на мировом опыте оценки геологических рисков, была выбрана 4-факторная модель, где оцениваются: целостность ловушки, качество коллектора, миграция, нефтематеринская порода. Данная модель позволяет сделать факторный анализ вероятности обнаружения залежей углеводородов и оценить диапазон извлекаемых ресурсов и запасов по методу Монте-Карло.

Принципиальным решением является автоматизация факторного анализа геологических рисков, установление количественной, качественной или интервальной зависимости геологического успеха (Pg) от факторов геологического риска. Веб-технология GeoSoftRisk/Reservs учитывает следующие типы зависимостей:

Количественные:

- От коэффициента пористости для отложений с поровым типом коллектора (прямых замеров свойств пород) Pg=F(Кп)
- От эффективной флюидонасыщенной мощности (результатов интерпретации, моделирования, комплексирования данных) Pg =F(H) «устойчивый дебит»
- От площади ловушки (учет изученности, сейсмической характеристики разреза и удаленности от аналогов) Pg=F(S)

Интервальные:

- От качества покрышки
- От характеристик нефтематеринской породы
- От особенностей миграции УВ

Качественные:

- От качества (полнота, неопределенность, достоверность, надежность, достаточность, информативность, уверенность и др) данных - 64 встроенных субфактора геологического риска (изменяемый список)

МАТРИЦА АДЕКВАТНОСТИ ВЕРОЯТНОСТИ

КОЛИЧЕСТВО И КАЧЕСТВО ДАННЫХ				
	Много данных/ Хорошее качество	Низкая вероятность и хорошее качество данных/ Условие маловероятно. Но может произойти (0.1-0.3)	Не возможно оценить фактор случайности в этой области . Качество данных превосходно. Необходимо выбрать низкая или высокая вероятность (0.3 или0.8)	Высокая вероятность и хорошее качество данных/ Условие вероятно произойдет фактически (0.8-0.9)
	Не достаточно данных/ Среднее качество	Низкая вероятность и удовлетворительное качество данных/ Условие отдаленно вероятно что наступит (0.2-0.4)	Умеренная вероятность и соответствующее качество данных/ Условие вероятно наступит (0.4-0.7)	Высокая вероятность и соответствующее качество данных/ Условие будет вероятно происходить (0.7-0.9)
	Редкие данные/ Низкое качество	*Низкая вероятность и хорошее качество данных и разбросанные данные или бедное качество данных/ Условие составляет 50/50 как для бросания монеты или слегка меньше (0.3-0.5)*	Средняя вероятность. Разбросанные данные или бедное качество данных/ Условие составляет 50/50 как для бросания монеты или слегка лучше (0.5-0.6)	Высокая вероятность. Разбросанные данные или бедное качество данных/ Условие вероятно и лучше чем 50/50 как для бросания монеты (0.6-0.7)
		Низкая перспективность	**Средняя перспективность**	**Высокая перспективность**
		УРОВЕНЬ ПЕРСПЕКТИВНОСТИ (УСПЕШНОСТИ)		

Рисунок 1. Матрица адекватности вероятности

Непосредственная цель анализа заключается в генерации значений в виде чисел, которые являются переводом неопределенной геологической ситуации в форму, которая может использоваться при ранжировании объектов и в экономической оценке. При создании модели геологических рисков на локальном уровне используется вся совокупность геологических знаний о территории.

Алгоритм расчетов 4- факторной модели геологических рисков.

Rg (0-1)=1 – Pg(0-1)

где:

Rg – геологический риск, Pg - вероятность геологического успеха.

При оценке геологического успеха учитываются качественные, количественные и интервальные характеристики следующих объектов и процессов:

A. Нефтематеринская порода
B. Коллектор
C. Ловушка
D. Миграция

Очевидно, что такой метод геологической оценки полностью не лишен субъективизма – геолог выбирает числовое значение, ориентируясь на собственные знания, опыт, либо же решение принимается коллегиально.

Тем не менее, итоговые цифры позволяют принимать одно из правильных решений относительно стратегии ГРР, базируясь на знаниях о рисках и перспективах территории, выраженных не только в строках отчетов, но в численном значении.

Список литературы:

1. Алексин Г.А. «Учет подтверждаемости запасов нефти и газа - необходимая предпосылка планирования поисково-разведочных работ» в *Обоснование планирования геологоразведочных работ на нефть и газ*, Москва, ВНИГНИ, 1983.
2. Роуз Питер Р.: Анализ рисков и управление нефтегазовыми проектами. Пер. с англ. под ред. В.И. Проскурина – М.-Ижевск:НИЦ «РХД», Ижевский институт компьютерных исследований, 2011.
3. Харбух Дж.У., Давтон Дж.Х., Дэвис Дж.К. Применение вероятностных методов в поисково-разведочных работах на нефть. Пер. с англ. под ред. М.С. Моделевского. М., Недра, 1981.
4. Портал GeoSoftOil.com

ЛАТЕРАЛЬНАЯ ИЗМЕНЧИВОСТЬ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ НА СЕВЕРО-ВОСТОКЕ СУРГУТСКОГО СВОДА

Докладчик Макарова О.М. (МГУ им. М.В. Ломоносова), Соавтор Коробова Н.И. (МГУ им М.В. Ломоносова)

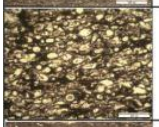
Исследование отложений баженовской свиты титонско-берриасского возраста, являющейся в Западной Сибири основной нефтематеринской толщей, актуально в связи с прогнозом её нефтеносности. Для выполнения прогноза необходимо изучить строение толщ и выявить в их составе наличие пород-коллекторов. С этой целью был изучен керн из четырех скважин, расположенных на северо-востоке Сургутского свода и в центральной части Северо-Вартовской мегатеррасы.

В отложениях баженовской свиты были выделены пять основных типов пород, различных по компонентному составу и структурным признакам: кремнистые (опоки и радиоляриты), глинисто-кремнистые, кремнисто-карбонатные и карбонатные (известняки) (табл. 1).

Таким образом, в титонско-берриасское время на изучаемой территории накапливались преимущественно кремнистые отложения, которые были в различной степени карбонатизированы.

Среди включений наиболее часто встречаются обломки раковин двустворок. Нередко они образуют прослои и линзы ракушняков среди глинисто-кремнистых отложений. Также присутствуют отпечатки аммонитов, онихитов и остатки рыб, в большом количестве в породах всех типов встречается пирит (до 20%).

Таблица 1. Основные типы пород баженовской свиты на северо-востоке Сургутского свода

Фото	Тип	Структура	Текстура	Включения	Состав
	Опоки	Пелитоморфная, микрозернистая	М ---	П	SiO_2 65-90%
	Радиоляриты	Биоморфная	М	П	SiO_2 65-90%
	Глинисто-кремнистые	Пелитоморфная, микрозернистая	= ∞ ---		SiO_2 50-60% Гл 10-30%
	Кремнисто-карбонатные	Пелитоморфная, биоморфная	∞ М ---	П	SiO_2 10-50% Крб 50-75%
	Карбонатные (известняки)	Реликтовая биоморфная	М		Крб >75%

Текстуры: М массивная, = горизонтальнослоистая, --- неясно слоистая, ∞ линзовидная, пятнистая
Включения: двустворки, онихиты, костные остатки рыб, аммоноидеи, П пирит

Баженовская свита на исследуемой территории представлена тремя типами разрезов.

Первый тип разреза-карбонатно-глинисто-кремнистый (20,86 м), находящийся в привершинной части свода, состоит из 5 пачек: I (0,31 м) - глинисто-кремнистая; II (3,28 м) содержит глинисто-кремнистые породы с прослоями кремнистых разностей как пелитоморфных, так и биоморфных; III (10,05 м) - известняково-глинисто-кремнистая пачка, представленная глинисто-кремнистыми отложениями с многочисленными прослоями и линзами вторичных известняков, образованных в результате карбонатизации радиоляритов. Данные отложения обладают неравномерным нефтенасыщением; IV (3,38 м) сложена глинисто-кремнистыми породами с многочисленными ракушняковыми прослоями, насыщенными обломками раковин двустворок; V (3,65 м) представлена преимущественно кремнисто-карбонатными отложениями.

Второй тип разреза - кремнистый (20,8 м), приурочен к юго-восточному склону, состоит из 5 пачек: I (0,38 м) - глинисто-кремнистая; II (2,88 м) сложена кремнистыми породами (преимущественно радиоляритами), неравномерно нефтенасыщенными; III (10,84 м) представлена чередованием глинисто-кремнистых и кремнистых пород. В нижней части (пачка III а) – чередование равномерное, в верхней части (III б) – значительно преобладают кремнистые, большей частью пелитоморфные, разности; IV (3,83 м) – ракушняково-глинисто-кремнистая; V (3,25 м) сложена кремнисто-карбонатными породами с многочисленными конкрециями карбонатного состава.

Третий тип разреза - глинисто-кремнистый (21,08-21,57 м), распространен на восточном склоне, включает 5 пачек: I (0,53-1,85 м) - глинисто-кремнистая; II (1,93-2,38 м) представлена кремнистыми породами, в основном радиоляритами, неравномерно карбонатизированными и нефтенасыщенными; III (10,16-11,65 м) сложена глинисто-кремнистыми породами с редкими прослоями кремнистых разностей; IV (3,87-5,31 м) включает глинисто-кремнистые породы с многочисленными прослоями, насыщенными обломками раковин двустворок; V (2,73-3,27 м) - кремнисто-карбонатная.

Таким образом, в основании баженовской свиты на северо-востоке Сургутского свода во всех выделенных типах разрезов залегает маломощная глинисто-кремнистая пачка. Выше на склонах свода (во втором и третьем типе разрезов) залегают кремнистые отложения, преимущественно радиоляриты, а в первом типе разреза - глинисто-кремнистые отложения с прослоями и линзами кремнистых разностей. Их перекрывают отложения наиболее мощной третьей пачки, которые различны для каждого типа разреза. В привершинной части это глинисто-кремнистые породы с многочисленными прослоями и линзами известняков. На юго-восточном склоне в нижней части пачка представлена чередованием глинисто-кремнистых и кремнистых пород, а в верхней части преимущественно опоками, на восточном склоне - глинисто-кремнистыми породами. Во всех типах

разрезов отложения третьей пачки перекрыты глинисто-кремнистыми породами с многочисленными ракушняковыми прослоями, насыщенными обломками раковин двустворок, а завершают разрез - кремнисто-карбонатные породы с многочисленными конкреционными образованиями карбонатного состава (рис. 1).

Первичные коллекторы обычно связаны с радиоляритами. Наиболее широко распространены их вторичные карбонатизированные разности, нередко нефтенасыщенные. Типичны также трещинные породы различного состава.

Открытие залежей нефти в кремнистых пачках, в том числе с прослоями карбонатизированных разностей вероятно на склонах Сургутского свода (второй и третий типы разрезов), что подтверждается неравномерным нефтенасыщением этих пачек. В первом типе разреза выявлены многочисленные нефтенасыщенные известковые и кремнисто-карбонатные прослои, залегающие среди кремнисто-глинистых отложений, обладающих нефтематеринскими и флюидоупорными свойствами.

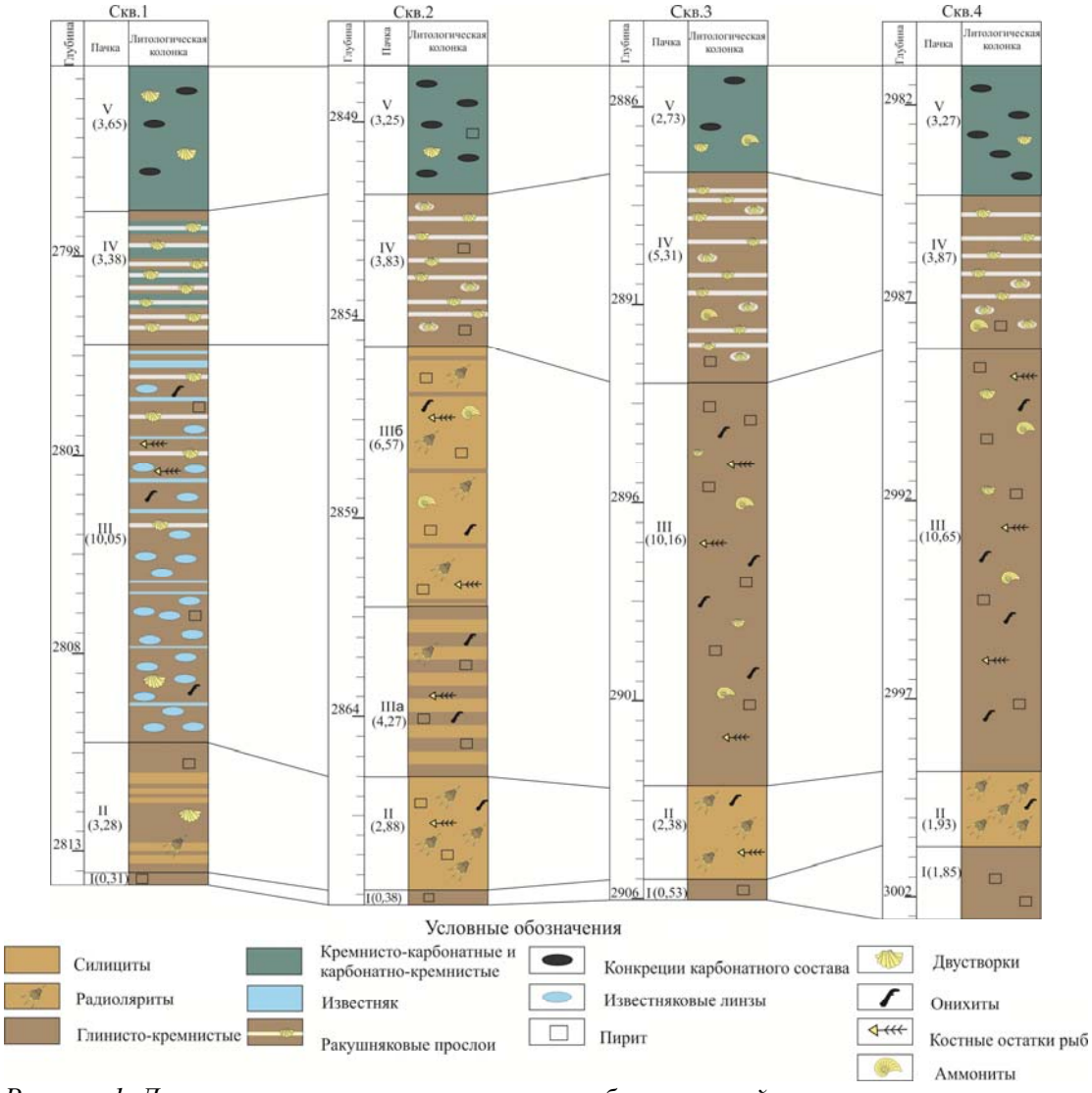


Рисунок 1. Латеральная изменчивость разрезов баженовской свиты на северо-востоке Сургутского свода

СОДЕРЖАНИЕ

ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА – НОВЫЕ ИДЕИ – XXI ВЕК

ИННОВАЦИОННЫЕ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ОАО «МАГЭ» НА АРКТИЧЕСКОМ ШЕЛЬФЕ. ***Казанин Г.С., Иванов Г.И., Заяц И.В., Казанин А.Г., Нечхаев С.А. (ОАО «МАГЭ»)***……..……..…6

КРУПНЫЕ ОТКРЫТИЯ В СТАРЫХ РАЙОНАХ: МОЖЕТ ЛИ ЭТО СТАТЬ РЕАЛЬНОСТЬЮ? ***Соборнов К.О. (ООО Северо-Запад), Воложж Ю.А. (ГИН РАН)***…….……8

ЛОКАЛИЗАЦИЯ НОВЫХ РЕГИОНОВ ПОИСКОВЫХ РАБОТ В СТАРЫХ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНАХ – ОСНОВА ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ СТРАНЫ. ***Соколов А.В., Гриценко С.Б., Козупица Н.В. (Zoltav Resources Inc.)*** ……14

УГЛЕВОДОРОДНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНОВ СЕВЕРНОЙ ЕВРАЗИИ: СООТНОШЕНИЕ МЕЖДУ ТРАДИЦИОННЫМИ И НЕТРАДИЦИОННЫМИ РЕСУРСАМИ ГАЗА И НЕФТИ, ПЕРСПЕКТИВЫ ПРОМЫШЛЕННОГО ОСВОЕНИЯ В XXI ВЕКЕ. ***В.А. Скоробогатов (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*** ……..…17

КРУГЛЫЙ СТОЛ – 1.
НОВЫЕ ПАРАДИГМЫ В ПОИСКАХ И РАЗВЕДКЕ НЕФТИ, ГАЗА И УГЛЯ В «ЗРЕЛЫХ ПРОВИНЦИЯХ» НА XXI ВЕК

МОНИТОРИНГ СОСТОЯНИЯ И ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ НЕФТИ РФ. ***Искрицкая Н.И. (ФГУП «ВНИГРИ»)*** ……..20

ПРЕДЪЕНИСЕЙСКИЙ ВЕРХНЕПРОТЕРОЗОЙСКОЙСКО-ПАЛЕОЗОЙСКИЙ ОСАДОЧНЫЙ БАССЕЙН: ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ. ***Филиппов Ю.Ф. (Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН им. академика А.А.Трофимука)*** ……...……24

СОВРЕМЕННЫЕ ПРОБЛЕМЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ФУНДАМЕНТА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ. ***В.Л. Шустер, С.А. Пунанова (Институт проблем нефти и газа РАН)*** …...…29

КОСМИЧЕСКИЕ ФАКТОРЫ (ВЛИЯНИЕ ЛУНЫ И СОЛНЦА) В ГЕОДИНАМИКЕ И ВОЗМОЖНОСТЬ ИХ ПРИМЕНЕНИЯ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ (ДЛЯ НЕКОТОРЫХ ВИДОВ ПРОГНОЗА). ***Ильченко В.Л. (Геологический институт Кольского НЦ РАН)*** …33

ИНТЕГРИРОВАННЫЙ ПОДХОД ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ ГЕОЛОГОРАЗВЕДКИ. ***Бурлакова М.Н. (Schlumberger)*** ……...……..…37

НОВАЯ НЕФТЕГАЗОВАЯ ПАРАДИГМА. Посвящается памяти Б.А. Соколова и А.Н. Гусевой. ***Баренбаум А.Н. (ИПНГ РАН)*** ……41

ГРАВИТАЦИОННАЯ ГЕОДИНАМИКА ПРИ НЕФТЕГАЗОПОИСКОВЫХ РАБОТАХ. ***Обухов А.Н.*** ……..……41

ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ РАВНИННОГО ДАГЕСТАНА. ***М.М. Меликов (Институт геологии ДНЦ РАН)*** …….46

НЕСОГЛАСИЯ РАННЕГО ОЛИГОЦЕНА ЗАПАДНОГО ПРЕДКАВКАЗЬЯ. ***Т.Н.Пинчук, Кубанский госуниверситет***……..…52

RESULTS OF THE RECENT GEOLOGICAL AND GEOPHYSICAL EVALUATIONS IN THE EASTERN ARCTIC. ***Лобковский Л.И. (Институт Океанологии им. П.П. Ширшова), Семилетов И.П.(Тихоокеанский океанологический институт ДВО РАН им. В.И. Ильичева), Норман Р.(Свальбардский университет), Хортов А.В.(Институт Океанологии им. П.П. Ширшова), Ананьев Р.А.(Институт Океанологии им. П.П. Ширшова)*** ……..……...…56

ОСНОВНЫЕ ПРОБЛЕМЫ ОСВОЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА АРКТИЧЕСКОМ ШЕЛЬФЕ РФ. ***Г.Я. Шилов, У.С. Серикова, В.И. Ермолкин, А.С.Гаджи-Касумов (РГУ нефти и газа им.И.М.Губкина)*** ……..……..…57

НОВЫЕ ПЕРСПЕКТИВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ НЕФТИ И ГАЗА В РОССИЙСКИХ АКВАТОРИЯХ. ***Леончик М.И (ОАО"Союзморгео"), Сенин Б.В.(ОАО"Союзморгео")***……..……...…61

FLUVIAL AND PRODELTAIC SYSTEMS OF THE MIDDLE TO LATE TRIASSIC SNADD FORMATION IN THE WESTERN BARENTS SEA. ***Tore G Klausen, William Helland-Hansen University of Bergen, Norway***……..……...…66

THE MESOZOIC SUCCESSION OF THE NORWEGIAN BARENTS SEA. ***Tore G Klausen University of Bergen, Norway***…….66

УСЛОВИЯ ГЕНЕРАЦИИ И АККУМУЛЯЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ В ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНАХ ОХОТСКОГО МОРЯ (ПО РЕЗУЛЬТАТАМ БАССЕЙНОВОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ). ***Керимов В.Ю., Синявская О.С., Сизиков Е.А. (РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина), Лавренова Е.А. (Научно-технический центр «АСАП»)*** …….67

НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ СИСТЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ВОСТОЧНО-СИБИРСКОГО МОРЯ. ***Грецкая Е.В. (ОАО «Дальморнефтегеофизика»), Савицкий А.В. (ОАО «Дальморнефтегеофизика»)*** ……...…72

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ ГРЯДЫ ЧЕРНЫШЕВА. ***Владимир Борисович Ростовщиков (УГТУ), Ирина Владимировна Колоколова (ООО «РН-Шельф-Арктика»)*** ……...…76

ИССЛЕДОВАНИЕ УСЛОВИЙ ОБРАЗОВАНИЯ И СОХРАНЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ УВ НА БОЛЬШИХ ГЛУБИНАХ В СЕВЕРНОЙ ЧАСТИ ПРЕДУРАЛЬСКОГО ПРОГИБА. ***Теплов Е.Л., Сенин С.В. (ООО «Тимано-Печорский научно-исследовательский центр», г.Ухта)*** ……81

КРУГЛЫЙ СТОЛ – 2.
УСПЕХИ ТЕОРИИ НАФТИДОГЕНЕЗА

РЕАБИЛИТАЦИОННЫЕ ЦИКЛЫ – ОСНОВА АКТИВНОГО ДОЛГОЛЕТИЯ И ВЫСОКОЙ КОНЕЧНОЙ НЕФТЕОТДАЧИ НЕФТЕНАСЫЩЕННЫХ СИСТЕМ. ***Н.П. Запивалов (Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН)*** ……85

РАЗВИТИЕ ФЛЮИДОДИНАМИЧЕСКОЙ КОНЦЕПЦИИ НЕФТЕГАЗООБРАЗОВАНИЯ Б.А.СОКОЛОВА. ***С.П.Левшунова (ФГУП «ВНИГНИ»)*** ……88

ИССЛЕДОВАНИЕ УГЛЕВОДОРОДОВ-БИОМАРКЕРОВ И УГЛЕВОДОРОДОВ АЛМАЗОПОДОБНОГО СТРОЕНИЯ ИЗ РИФЕЙСКИХ, ВЕНДСКИХ И НИЖНЕКЕМБРИЙСКИХ ПОРОД КАТАНГСКОЙ СЕДЛОВИНЫ (ЮЖНАЯ ЧАСТЬ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ). ***Гордадзе Г.Н. Керимов В.Ю. Кузнецов Н.Б. Гируц М.В. Серов С.Г. (РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина), Гайдук А.В. (ООО «РН-Эксплорэйшн»)*** ……92

ORGANIC GEOCHEMICAL VARIATIONS AMONG EARLY CRETACEOUS SOURCE ROCKS FROM WEST AFRICAN RIFT BASINS BASED ON MOLECULAR RATIOS AND ISOTOPIC COMPOSITION OF N-ALKANES. ***Pedentchouk N. (University of East Anglia), Freeman K.H. (Pennsylvania State University), Harris, N.B. (University of Alberta), Cooper R. (University of East Anglia)*** ……97

КОМПЛЕКСНОЕ ГЕОХИМИЧЕСКОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ФЛЮИДОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ АЗЕРБАЙДЖАНА. ***Максакова О.П., Бабаев Ф.Р., Мартынова Г.С., Мамедова С.Г., Нанаджанова Р.Г. (Институт Геологии и Геофизики НАНА Баку)***……100

ТЕПЛОВОЕ ПОЛЕ СРЕДНЕ- И ВЕРХНЕМИОЦЕНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПАДНО-КУБАНСКОГО ПРОГИБА. ***Микерина Т.Б. (Кубанский государственный университет)*** ……105

ПРОБЛЕМА ИСТОЧНИКА «ВЕРХНЕЧИМИДИКЭЭНСКОЙ» НЕФТИ. ***Сивцев А.И., Сюндюков И.Ш. Институт проблем нефти и газа СО РАН***……110

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ МИКРОЭЛЕМЕНТНОГО СОСТАВА НЕФТЕЙ ЮЖНО-КАСПИЙСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАССЕЙНА. ***Бабаев Ф.Р. (Азербайджанский технический университет), Пунанова С.А. (Институт проблем нефти и газа РАН)*** ……114

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ ПРОГНОЗА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ТЕРРИГЕННЫХ ПОДСОЛЕВЫХ ДЕВОНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ПРИПЯТСКОГО ПРОГИБА. ***Б.А. Соловьев (ФГУП «ВНИГНИ»), М.Б. Келлер (ФГУП «ВНИГНИ»), С.П. Левшунова (ФГУП «ВНИГНИ»)*** ……..…..…117

ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТЕЙ И ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА ПОРОД УГЛЕНОСНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ БАССЕЙНОВ ДАЛЬНЕГО ВОСТОКА. ***Грецкая Е.В. (ОАО «Дальморнефтегеофизика»)*** ……...…121

ОСОБЕННОСТИ МОДЕЛИРОВАНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ В РЕГИОНАХ СО СЛОЖНЫМ ГЕОЛОГИЧЕСКИМ СТРОЕНИЕМ. ***Керимов В.Ю., Бондарев А.В., Мустаев Р.Н., Осипов А.В. (РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина)*** ……..……...…126

КОНЦЕПЦИЯ РАСТУЩЕЙ ЗЕМЛИ И ПРОБЛЕМА ОБРАЗОВАНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ. ***Бетелев Н.П. (НИИ оснований и подземных сооружений им. Н.М.Герсеванова)***……..…131

КРУГЛЫЙ СТОЛ – 3.
ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫЕ РЕСУРСЫ.
ОЦЕНКА РЕСУРСОВ И ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА
В ВЫСОКОУГЛЕРОДИСТЫХ ФОРМАЦИЯХ

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАЗРАБОТКИ ЗАПАСОВ БИТУМИНОЗНЫХ ПЕСКОВ И ГОРЮЧИХ СЛАНЦЕВ. ОПЫТ США И КАНАДЫ. ***Соколов Антон Николаевич (Институт проблем нефти и газа СО РАН), Сафронов Александр Федотович (Институт проблем нефти и газа СО РАН)*** ……..……..…136

МЕТОДИКА ПОИСКОВ И КОЛИЧЕСТВЕННОЙ ОЦЕНКИ РЕСУРСОВ УВ В СЛАНЦЕВЫХ ФОРМАЦИЯХ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ. ***А.М. Жарков (ФГУП «ВНИГРИ»)*** ……..……..……..139

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ БАССЕЙНОВОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРИ ОЦЕНКЕ РЕСУРСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ В ТРАДИЦИОННЫХ РЕЗЕРВУАРАХ И СЛАНЦЕВЫХ ФОРМАЦИЯХ. ***М.Л. Сен-Жермес (ООО "Бейсип-ГеоТехнологии")***……...…..…141

ИЗОТОПЫ УГЛЕРОДА Н-АЛКАНОВ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА СРЕДНЕВОЛЖСКИХ ГОРЮЧИХ СЛАНЦЕВ ВОСТОЧНО-ЕВРОПЕЙСКОЙ ПЛАТФОРМЫ И БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ. ***Бушнев Д.А. (ИГ Коми НЦ УрО РАН), Бурдельная Н.С. (ИГ Коми НЦ УрО РАН), Гончаров И.В. (ОАО ТомскНИПИнефть), Самойленко В.В. (ОАО ТомскНИПИнефть)*** ……..…143

ИЗОТОПНЫЙ СОСТАВ УГЛЕРОДА ФРАКЦИЙ БИТУМОИДОВ ДОМАНИКОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ И НЕФТЕЙ ПОЗДНЕГО ДЕВОНА ТИМАНО-ПЕЧОРСКОГО БАССЕЙНА. ***Бурдельная Н.С. (ИГ Коми НЦ УрО РАН), Валяева О.В. (ИГ Коми НЦ УрО РАН), Бушнев Д.А. (ИГ Коми НЦ УрО РАН), Смолева И.В. (ИГ Коми НЦ УрО РАН)*** ……..…146

СЕДИМЕНТАЦИОННАЯ МОДЕЛЬ ФОРМИРОВАНИЯ БАЖЕНОВСКОГО ГОРИЗОНТА НА ПАЛЬЯНОВСКОЙ ПЛОЩАДИ КАК ОСНОВА ДЛЯ ВЫЯВЛЕНИЯ ЗАКОНОМЕРНОСТЕЙ ЕГО СТРОЕНИЯ. ***Ф.Р. Грабовская, Д.Е. Заграновская (ООО «Газпромнефть НТЦ»)*** ……...…148

НЕФТИ ПАЛЕОЗОЯ ЦЕНТРАЛЬНЫХ РАЙОНОВ УРАЛО-ПОВОЛЖЬЯ И НЕФТЕМАТЕРИНСКАЯ ДОМАНИКОВАЯ ТОЛЩА. ***Мухаметшин Р.З. (Казанский федеральный университет), Пунанова С.А. (Институт проблем нефти и газа РАН)***....151

КРУГЛЫЙ СТОЛ – 4
РЕЗЕРВУАРЫ НЕФТИ И ГАЗА. ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫЕ РЕСУРСЫ В ПЛОТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ МИГРАЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ В ПЛОТНЫХ ОСАДОЧНЫХ ПОРОДАХ. ***Лифшиц С.Х. (Институт проблем нефти и газа СО РАН)*** ……..…155

ВТОРИЧНЫЕ ИЗМЕНЕНИЯ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ КУЮМБИНСКОЙ ГРУППЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ (ЮГО-ЗАПАД СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ) ПО ДАННЫМ ПЕТРОГРАФИЧЕСКИХ, КАТОДОЛЮМИНЕСЦЕНТНЫХ И ИЗОТОПНО-ГЕОХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ. ***Васильева К.Ю. (СПбГУ), Ершова В.Б. (СПбГУ), Хуснитдинов Р.Р. (ООО «Газпромнефть НТЦ»), Соловьева С.А. (ООО «Газпромнефть НТЦ»)*** ……..…158

АКТУАЛИЗАЦИЯ ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНОГО АНАЛИЗА ПРИ ИССЛЕДОВАНИИ НЕУГЛЕНОСНЫХ ТОЛЩ НА ПРИМЕРЕ ПЛАСТОВ $БГ_{24-25}$ ГЫДАНСКОЙ ПАРАМЕТРИЧЕСКОЙ СКВАЖИНЫ №130 (ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ). ***Маркова Е.Б. (ОАО «НПЦ «Недра»)*** ……..…162

ВЛИЯНИЕ ЕСТЕСТВЕННОЙ ТРЕЩИНОВАТОСТИ НА ПРОДУКТИВНОСТЬ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ОСАДОЧНОГО БАССЕЙНА БЕРКИН (АЛЖИР). ***К.М. Зелинко, Ю.Г. Алексахин (Gazprom International)*** ……...…167

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕГУЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ. ***Гумаров Н.Ф. (ОАО «Татнефть», НГДУ «Альметьевнефть»)***..…171

НОВЫЙ ПОДХОД В ГЕОЛОГИЧЕСКОМ МОДЕЛИРОВАНИИ ПЛАСТА НА ОСНОВЕ СПЕКТРАЛЬНОЙ ТЕОРИИ. ***Фукс О.М. (ООО “Газпромнефть НТЦ”), Хасанов М. М. (ООО “Газпромнефть НТЦ”), Белозеров Б. В. (ООО “Газпромнефть НТЦ”), Бочков А. С. (ООО “Газпромнефть НТЦ”)***……..…176

СИКВЕНССТРАТИГРАФИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ РАННЕФАМЕНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЮЖНОЙ ЧАСТИ ДЕНИСОВСКОЙ ВПАДИНЫ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОГО *НГБ.* ***Касков Н.Р.* (ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»), Петрова И.В. (ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»), Керусов И.Н. (ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»)*** ……..……..180

ЯМАЛЬСКАЯ НГО. ТОАРСКИЙ РЕГИОНАЛЬНЫЙ РЕЗЕРВУАР. СТРОЕНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ. ***Гладышев Е.А. (ИНГГ СО РАН), Нехаев А.Ю. (ИНГГ СО РАН)***.……185

НОВЫЙ ПОДХОД К ПРОГНОЗУ СТРУКТУРЫ И СВОЙСТВ ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ НА ПРИМЕРЕ ВЕРХНЕМЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ. ***В.А. Жемчугова, А.П. Жуков, М.О. Бербенев (ООО «Геофизические системы данных»), Ю.В. Наумчев (МГУ им. М.В. Ломоносова), А.А. Дорофеев (ОАО «Севернефтегазпром»)*** ……..…..…188

АПРОБАЦИЯ СОВРЕМЕННОГО КОМПЛЕКСА ОПЕРАТИВНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ КЕРНА И ШЛАМА ПРИ БУРЕНИИ ПАРАМЕТРИЧЕСКИХ СКВАЖИН В ЗАПАДНОЙ И ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ. ***Д.А. Кузьмин, Г.В. Тарханов, В.И. Горбачев, И.Е. Стомпелев, А.А. Баранов (АО «НПЦ «Недра»)*** ……..……193

ОСНОВЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ И ГЕОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКИХ ПРЕДСТАВЛЕНИЙ О ЗОНАХ КОЛЛЕКТОРОВ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ В ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНАХ. ***Леоненко Г.Н. (РГГРУ), Леоненко Е.В. (МГУ)*** ……...…..…197

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЗОН УЛУЧШЕННЫХ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ НА ОСНОВЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПОИСКОВЫХ ПРИЗНАКОВ В ДИНАМИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИКАХ СЕЙСМИЧЕСКИХ ВОЛН. ***Семерикова И. И., к. т. н. (Горный институт УрО РАН, Пермский национальный исследовательский политехнический университет), Жихарев С. Я., д.т.н. (Горный институт УрО РАН)***…….201

ПРИНЦИПЫ ОПТИМИЗАЦИИ СИСТЕМ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С УЧЁТОМ ПЛАСТОВЫХ И ФЛЮИДАЛЬНЫХ НЕОДНОРОДНОСТЕЙ. ***П.Н.Соляной, О.Н.Пичугин, Г.Г. Кошеверов, А.С.Гаврись (ООО «Конкорд»)*** ……..…206

ТЕХНОГЕННОЕ ВОССТАНОВЛЕНИЕ ЗАЛЕЖИ – КАК СПОСОБ УВЕЛИЧЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ГАЗОТДАЧИ. Черненко В.Б. ***(ОАО «Сахатранснефтегаз»)*** ……..…207

НОВЫЕ МЕТОДЫ ИНТЕГРИРОВАННОЙ ВЕРОЯТНОСТНОЙ ГЕОЛОГО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ МНОГОФАЗОВЫХ РЕСУРСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ В НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРАХ. ***Суровцев Д.А. (Шлюмберже)*** ……..……..…211

КРУГЛЫЙ СТОЛ – 5.
ГЕОЛОГИЯ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ УГОЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ УГЛЕЙ – ОСНОВА РАЗВИТИЯ ОТРАСЛИ. ***М.В. Голицын, В.И. Вялов, А.Х. Богомолов, Н.В. Пронина, Е.Ю. Макарова, Д.В. Митронов, Е.В. Кузеванова (МГУ), Д.В. Макаров (ФГУНПП «Росгеолфонд»)*** ……..…216

КОСВЕННЫЕ УГЛЕПЕТРОГРАФИЧЕСКИЕ ПРИЗНАКИ ПРОЯВЛЕНИЯ ГФН В ОСАДОЧНЫХ ПОРОДАХ. ***Пронина Н.В. (МГУ), Леоненко А.В. (Тихоокеанская угольная компания), Лужбина М.С. (МГУ)*** ……...…220

ОЦЕНКА РЕСУРСОВ МЕТАНА УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ И ЕГО ДОБЫЧИ В РОССИИ. ***Макарова Е.Ю., Митронов Д.В. (МГУ им. М.В.Ломоносова, геологический факультет)***……223

НОВАЯ ПАРАДИГМА ОБЩНОСТИ И СВЯЗИ УСЛОВИЙ ОБРАЗОВАНИЯ ТВЕРДЫХ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ И ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ. ***Вялов В.И., Голицын М.В., Пронина Н.В., Макарова Е.Ю. (МГУ им. М.В. Ломоносова, геологический факультет)***……...…227

ИЗМЕНЕНИЕ СОСТАВА И СОДЕРЖАНИЯ ГАЗОВ В УГЛЯХ В ПРОЦЕССЕ МЕТАМОРФИЗМА. ***И.Е. Стукалова (Геологический институт Российской академии наук), В.С. Лебедев (Российский Государственный Геолого-Разведочный Университет)***……..……230

МНОГОКОМПОНЕНТНОЕ ОРГАНИЧЕСКОЕ ВЕЩЕСТВО И ЕГО РОЛЬ В ФОРМИРОВАНИИ УГЛЕВОДОРОДНОГО ПОТЕНЦИАЛА КУНГУРСКОГО УГЛЕНОСНОГО КОМПЛЕКСА. ***Котик О.С. (Институт геологии Коми НЦ УрО РАН)***……...…233

НЕФТЕГАЗОВЫЙ ПОТЕНЦИАЛ ВИЗЕЙСКИХ УГЛЕЙ ВЕРХНЕПЕЧОРСКОЙ ВПАДИНЫ. ***Рябинкина Н.Н. (ИГ Коми НЦ УрО РАН)*** ……..…236

ОПРЕДЕЛЕНИЕ СТЕПЕНИ САМОВОЗГОРАЕМОСТИ УГЛЕЙ ПО ДАННЫМ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ С ПРИМЕНЕНИЕМ МЕТОДА МНОГОМЕРНОЙ КЛАССИФИКАЦИИ ПО ЭТАЛОННЫМ ТОЧКАМ. ***Голынская Ф.А. (НИТУ «МИСиС»), Смирнова О.С. (МГУ им. М.В. Ломоносова), Никонов Р.А. (Институт проблем нефти и газа РАН)*** ……238

НЕТОЧНАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДАННЫХ ПО ЭВОЛЮЦИИ ЭЛЕМЕНТНОГО СОСТАВА ТОРФА И УГЛЕЙ ПРИ ДИА– И КАТАГЕНЕЗЕ. ***Рябинкин С.В. (Институт геологии Коми НЦ УрО РАН)*** ……...……..…241

НЕОЖИДАНО НОВОЕ В ОТНОШЕНИИ КОЭФФЦИЕНТА ЛЕЙФМАНА–ВАССОЕВИЧА И ЕГО РОЛИ В ЭВОЛЮЦИИ ТОРФА И УГЛЯ. ***Рябинкин С.В. (Институт геологии Коми НЦ УрО РАН)*** ……...…244

УГОЛЬНАЯ НЕФТЬ ЯКУТИИ. ***Сивцев А.И., Александров А.Р.(Институт проблем нефти и газа СО РАН)*** ……..…247

ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ КОНВЕРГЕНТНОСТЬ В РАКУРСЕ НАДДИСЦИПЛИНАРНОЙ NBICS-КОНВЕРГЕНЦИИ. ***Алексеев В. П. (Уральский гос. горный университет)*** ……..…251

ТРАНСЛЯЦИЯ КЛАССИЧЕСКОЙ МЕТОДОЛОГИИ ФАЦИАЛЬНО-ЦИКЛИЧЕСКОГО АНАЛИЗА УГЛЕНОСНЫХ ТОЛЩ НА ИЗУЧЕНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ (ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ). ***Алексеев В.П. (Уральский гос. горный университет), Пронина Н.В. (МГУ имени М.В. Ломоносова), Федоров Ю.Н. (ОАО «Лукойл – Западная Сибирь»)***……..……..…254

КРУГЛЫЙ СТОЛ – 6.
ДОСТИЖЕНИЯ МОЛОДЫХ УЧЁНЫХ

ОСИНСКИЙ ГОРИЗОНТ – ПЕРСПЕКТИВНЫЙ ОБЪЕКТ ПОИСКОВ УГЛЕВОДОРОДОВ НА НЕПСКО-БОТУОБИНСКОЙ АНТЕКЛИЗЕ И ЕЕ СОПРЕДЕЛЬНОЙ ТЕРРИТОРИИ. ***Степанов П.Б. (научный сотрудник ФГУП «ВНИГНИ»)*** ……...……259

ОБ ОСАДКОНАКОПЛЕНИИ ГРУППЫ ТЕРРИГЕННЫХ ПЛАСТОВ ЧЕРКАШИНСКОЙ СВИТЫ ВАДЕЛЫПСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ЗАПАДНО-СИБИРСКИЙ НГБ). ***Ихсанов Н. А. (Казанский (Приволжский) федеральный университет), Нургалиева Н. Г. (Казанский (Приволжский) федеральный университет)*** ……..……..…263

ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ И ПРОЦЕССЫ ФОРМИРОВАНИЯ ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ В СОСТАВЕ КОРЫ ВЫВЕТРИВАНИЯ ОРДОВИКСКИХ КАРБОНАТНЫХ ПОРОД В ОРДОССКОМ БАССЕЙНЕ (КНР). ***Ван Илинь, (аспирант кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых МГУ имени М.В. Ломоносова)*** ……...…266

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ОБРАЗОВАНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ В КОРОТАИХИНСКОЙ ВПАДИНЕ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОГО БАССЕЙНА. ***Санникова И.А., Кирюхина Т.А. (Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Геологический факультет)*** ……...……..…268

АЛЬТЕРНАТИВНОЕ ПРИМЕНЕНИЕ ЦЕОЛИТОВ В СПОСОБАХ ОЧИСТКИ ВОДЫ ДЛЯ ПОВТОРНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПАРА ПРИ ДОБЫЧЕ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ТЯЖЁЛОЙ НЕФТИ. ***Грачев А.В. (Уральский государственный горный университет), Караев А.Ю. (Уральский государственный горный университет)*** ……..…272

ПАЛЕОТЕКТОНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ СЕВЕРО-ВОСТОКА ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ ПРОВИНЦИИ. ***Инна Андреевна Маракова, Владимир Борисович Ростовщиков (Ухтинский государственный технический университет)*** ……276

К ВОПРОСАМ ВОЗРАСТА ОСАДОЧНОГО ЧЕХЛА ПРИБРЕЖНОЙ ЗОНЫ МОРЯ ЛАПТЕВЫХ. ***Перетолчин К.А.(МГУ им. М.В. Ломоносова)*** ……..…279

ПАЛЕОГЕОГРАФИЧЕСКИЕ ОБСТАНОВКИ ФОРМИРОВАНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ ЮРЫ-ПОНТА В СЕВЕРНОЙ ЧАСТИ АКВАТОРИИ ЧЕРНОГО МОРЯ. ***Фокина А.А. (РН-Эксплорейшн), Чернова О.В., Дердуга А.В., Новикова М.В. (РН-Эксплорейшн)*** ……..…282

РАЙОНЫ СОВРЕМЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ БАЖЕНОВСКОГО ГОРИЗОНТА И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ СВЯЗАННЫЕ С НИМИ ***Морозов Н.В. (Газпромнефть-НТЦ), Бодрягин С.А. (Газпромнефть-Ангара)*** ……..…285

DISENTANGLING THE TIME REPRESENTED BY SILICICLASTIC SEDIMENTARY DEPOSITS. ***Tore Aadland and William Helland-Hansen ('University of Bergen, 'The University Centre in Svalbard)*** ……...…288

СИКВЕНССТРАТИГРАФИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ В АЛЬБСКОМ И СЕНОМАН-ТУРОНСКОМ ИНТЕРВАЛЕ РАЗРЕЗА КОТ Д'ИВУАРСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАССЕЙНА. ***Сидоренко С.А. (ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»), Чайковская Э.В. (ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»), Керусов И.Н. (ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»)*** ……..…289

К ВОПРОСУ ОБРАЗОВАНИЯ НЕФТЯНЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ ИЗ БИОМАССЫ БАКТЕРИЙ. ***Пошибаева А.Р., Гируц М.В., Богатырев С.О., Киреев С.В., Кошелев В.Н., Гордадзе Г.Н.*** ……294

АВТОМАТИЗИРОВАННЫЙ ФАКТОРНЫЙ АНАЛИЗ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ РИСКОВ. ВЕРОЯТНОСТНАЯ ОЦЕНКА ЛОКАЛИЗОВАННЫХ РЕСУРСОВ И ПРЕДВАРИТЕЛЬНО ОЦЕНЕННЫХ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ. ***Павлухина Маргарита Александровна (ООО «СибГеоПроект-Центр»), Шутько Сергей Юрьевич (ООО «СибГеоПроект-Центр»), Шпильман Марк Кальманович (Портал GeoSoftOil)*** ……..…297

ЛАТЕРАЛЬНАЯ ИЗМЕНЧИВОСТЬ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ НА СЕВЕРО-ВОСТОКЕ СУРГУТСКОГО СВОДА. ***Макарова О.М. (МГУ им. М.В. Ломоносова), Коробова Н.И. (МГУ им М.В. Ломоносова)*** ……..…299

Научное издание

НОВЫЕ ИДЕИ В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА - 2015

Сборник научных трудов
(по материалам Международной научно-практической конференции)
28–29 мая 2015 год

Издаётся в авторской редакции

Компьютерная верстка *Р.С. Сауткин, А.А. Суслова*

Подписано в печать 18.05.2015. Формат 60x90 $^{1}/_{8}$.

Электронное издание.

Усл. печ. л. 39,0. Тираж 500 экз.

Изд. № 10472

Издательство Московского университета. 125009,
Москава, ул. Б. Никитская, 5. Тел.: (495) 629-50-91
Факс: (495) 697-66-71. Тел.: (495) 939-99-23 (отдел реализации)

E-mail: secretary-msu-press@yandex.ru

Интернет магазин: http://msupublishing.ru

ROSNEFT РОСНЕФТЬ



ЭНЕРГИЯ РАЗВИТИЯ
ENERGY DEVELOPMENT

www.rosneft.ru

Московский государственный университет имени М.В.Ломоносова
Геологический факультет
Кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых.

«Новые Идеи в геологии нефти и газа-2015»
28-29 мая 2015 года

Конференция «Новые Идеи в Геологии Нефти и Газа» - традиционное место международного общения специалистов, представления и обсуждения новых интересных идей и научных достижений в области геологии нефти, газа и угля. Идея конференции зародилась в рамках кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых Московского государственного университета имени М.В. Ломоносова, мероприятие успешно проводится и стало традиционным.

В 2015 году конференция посвящена знаменательным юбилейным событиям - 70-летию Победы в Великой Отечественной войне и 70-летию создания кафедры, занимающейся проблемами нефти, газа и угля в рамках Московского государственного университета имени М.В. Ломоносова,

Цели конференции:

- Повышение престижа специальности «геология нефти и газа» Московского государственного университета имени М.В. Ломоносова - центра передовой российской фундаментальной науки
- Внедрение Новых идей нефтегазовой геологии, технологий, методов исследований и анализа в практику поисково-разведочных работ на нефть и газ
- Развитие образования и повышения уровня профессиональной подготовки специалистов для нефтегазовой отрасли
- Установление и расширение контактов геологов-нефтяников на всероссийском и международном уровне

Генеральный спонсор:

РОСНЕФТЬ

Официальные спонсоры:

Statoil TOTAL Chevron РОССИЙСКИЙ ФОНД ПРЯМЫХ ИНВЕСТИЦИЙ