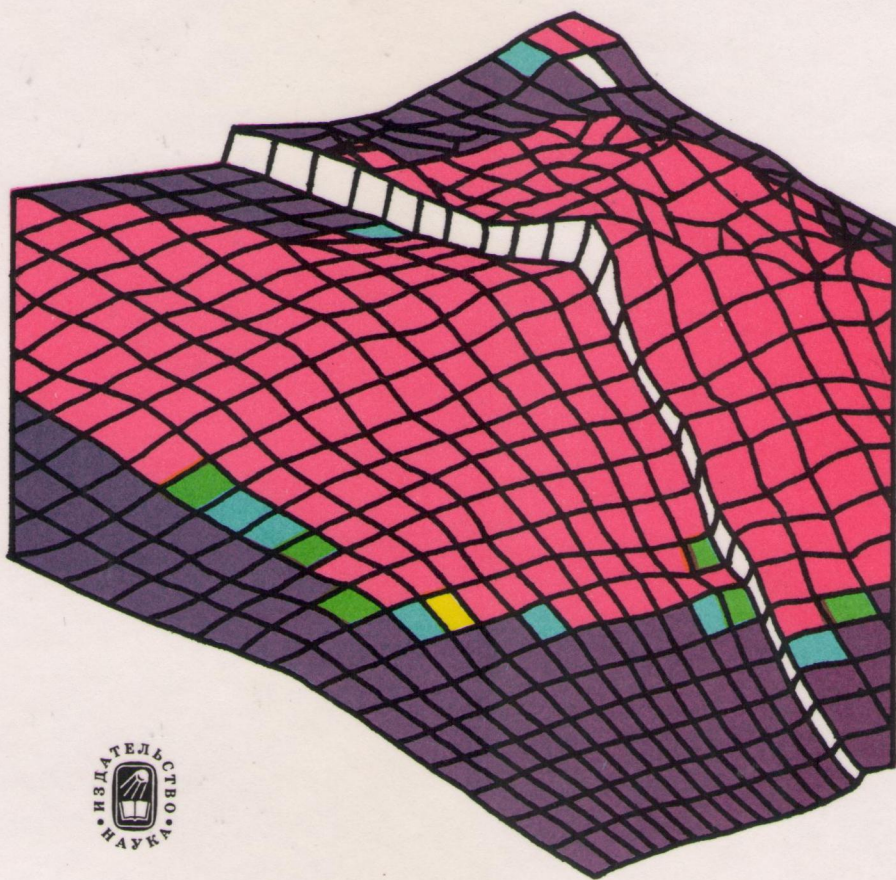


ФУНДАМЕНТАЛЬНЫЙ БАЗИС

**НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ
НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ
ПРОМЫШЛЕННОСТИ**



РОССИЙСКАЯ
АКАДЕМИЯ НАУК

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ИНСТИТУТ ПРОБЛЕМ НЕФТИ И ГАЗА

ФУНДАМЕНТАЛЬНЫЙ БАЗИС

НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

СБОРНИК СТАТЕЙ

Ответственный редактор
академик А.Н.ДМИТРИЕВСКИЙ



Дирекция ИПНГ РАН благодарит всех участников конференции и авторов

МОСКВА «НАУКА» 2000

ПАЛЕОГЕОГРАФИЯ, ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ОРДОВИКСКО-СИЛУРИЙСКО-НИЖНЕДЕВОНСКОГО КОМПЛЕКСА ПОРОД В ПЕЧОРСКОМ МОРЕ

*В.А. Григорьева, Н.А. Еремин, Е.Д. Елисеенко, Л.Н. Назарова**

В настоящее время в связи с выходом геологоразведочных работ по нефти и газу в Печорское море важное значение приобретает изучение перспектив нефтегазоносности этой акватории.

Ордовикско-силурийско-нижнедевонские отложения относятся к нижнему нефтегазоперспективному комплексу и характеризуют начальные этапы формирования платформенного чехла. Они залегают с резким угловым несогласием на складчатом основании фундамента, нивелируя его грабенообразные впадины [2, 3]. К ордовикскому времени относится начало формирования Уральской геосинклинальной системы, продолжавшей развиваться в раннем и среднем палеозое. Основная суша, служившая областью сноса терригенного материала, располагалась на западе (Балто-Сарматский материк) и возможно на севере, в районах Тимана и Южно-Баренцевской впадины. Локальными источниками сноса служили поднятия Печорской синеклизы: Большеземельский, Лайский, Адзвинский и другие своды. В силурийское время трансгрессия охватила большую часть региона. В районе Новой Земли, Вайгача и Пай-Хоя существовал открытый морской бассейн с фауной европейских и американских форм, для миграции которых Новоземельское море было легкодоступным. Положение основных источников сноса определяло литологический состав пород. В западных районах Тимано-Печорской провинции (ТПП) разрез характеризуется преимущественно терригенным составом и вероятным отсутствием ордовикской части. Вскрытая часть разреза верхнего силура и девона представлена переслаиванием алевролитов, аргиллитов с прослоями мергелей и доломитов, суммарной мощностью по геофизическим данным до 1 км (рис. 1). Аналогичный разрез предполагается в южной части о. Колгуев и на прилегающем участке шельфа. В грабенообразных прогибах, расположенных на месте современных Шапкино-Юрьяхинского вала и Колвинского мегавала и их акваториального продолжения, предполагается полный разрез комплекса, включающий ордовикские отложения. В нижней части вскрытого разреза встречены битуминозные доломиты с прослоями аргиллитов, сменяемых вверх по разрезу органогенно-обломочными известняками, доломитами и мергелями суммарной мощностью до 2,5 км. В пределах древних палеоподнятий Лайского и Носового, конседиментационно развивающихся до настоящего времени, мощность силурийско-нижнедевонских отложений сокращена до 0,5–0,7 км за счет выпадения из разреза низов толщи.

Большеземельский погребенный свод в течение раннеордовикского времени сохранял приподнятое положение и являлся источником сноса терригенного материала в близлежащие прогибы [5]. Со второй половины ордовика и на протяжении всего силура до раннего девона он являлся областью непрерывного осадконакопления. В низах разреза происходило формирование терригенных и терригенно-карбонатных пород (ожелезненных песчаников, алевролитов, аргиллитов с прослоями доломитов и известняков), а в верхних – карбонатных и карбонатно-хемогенных пород (битуминозных органогенных, участками рифогенных известняков, доломитов и ангидритов) общей мощностью 0,5–1,5 км.

* Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина.

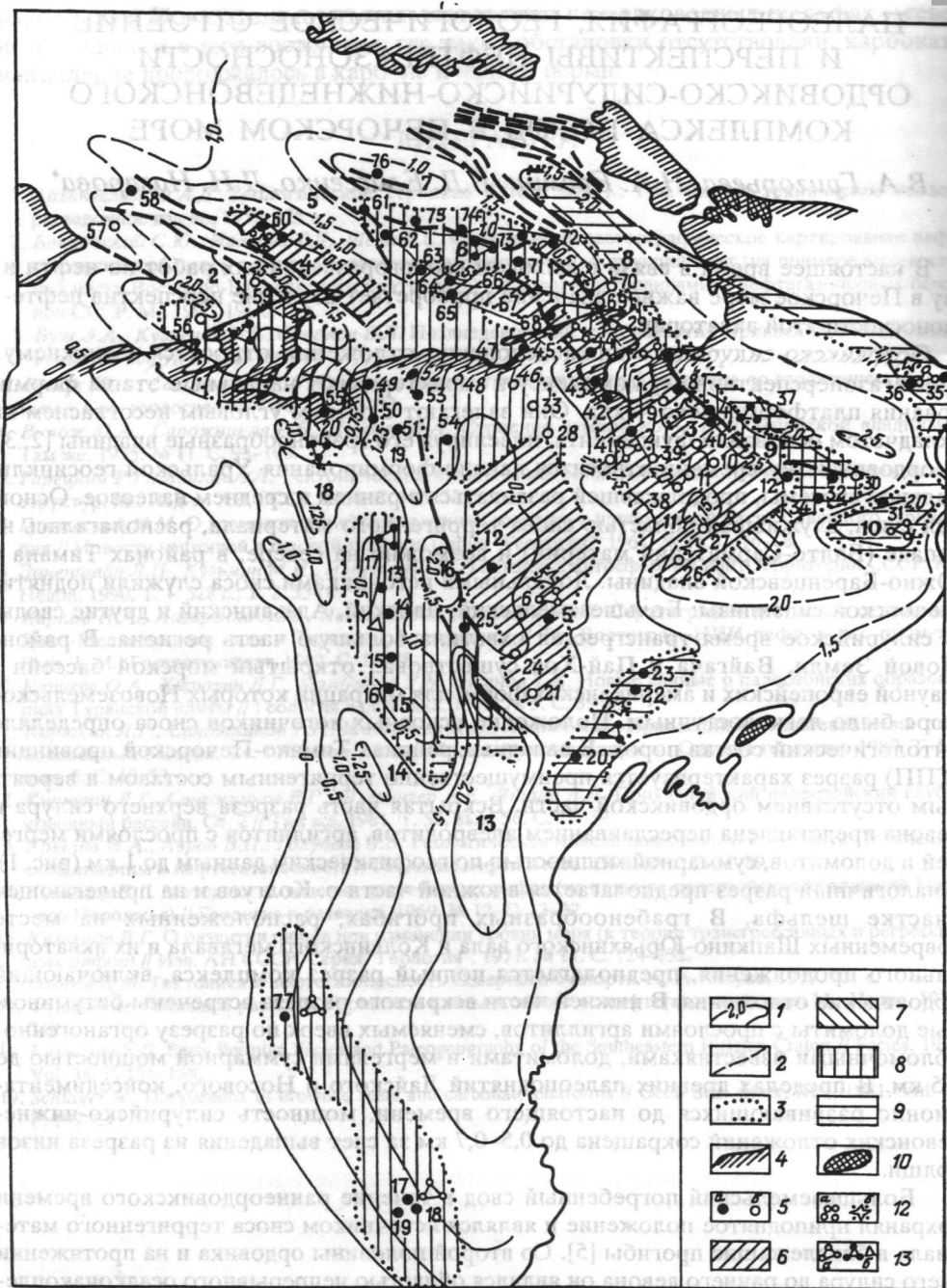


Рис. 1. Схема перспектив нефтегазоносности ордовикско-силурийско-нижнедевонского комплекса пород в Тимано-Печорской провинции

1 – изопакиты силурийско-нижнедевонских отложений; 2 – тектонические нарушения; 3 – границы перспективных участков; 4 – береговая линия; 5: а – месторождения нефти; б – перспективные структуры на нефть и газ. Территории и акватории: 6 – высокоперспективные на нефть; 7 – высокоперспективные на газ; 8 – перспективные на нефть; 9 – перспективные на газ; 10 – области отсутствия отложений ордовика-силура-нижнего девона. Типы коллекторов: 11: а – поровый; б – порово-кавернозный; 12: а – трещинно-поровый, б – порово-трещинный и трещинный. Основные палеоструктуры:

Варандей-Адзвйнская структурная зона и расположенные восточнее Коротахинский и Косью-Роговский прогибы характеризуются максимальной полнотой разреза, повышенными мощностями комплекса — до 4,5 км, из них силурийско-нижнедевонских отложений — 2–3 км, и карбонатным составом пород. Во вскрытой части разреза верхнего силура–нижнего девона преобладают глинистые, доломитизированные и органогенные известняки, доломиты и ангидриты с прослоями мергелей, аргиллитов и алевролитов. В восточном направлении карбонатность разреза увеличивается. В районах, обрамляющих с востока ТПП, широко развиты рифогенные и биогермные постройки. Эти отложения изучены в естественных разрезах на Вайгаче, Новой Земле и Пай-Хое [4].

Структура ордовикско-силурийско-нижнедевонского комплекса сформировалась в результате глыбовых деформаций каледонского цикла тектогенеза, когда Печорская плита была разделена на отдельные геоблоки: Ижма-Печорский, Печоро-Колвинский, Большеземельский и Приуральский. Наиболее мобильные блоки: Печоро-Колвинский и Приуральский, испытывали активное погружение. В пределах Печоро-Колвинского геоблока заложилась и развивалась прогибы и поднятия в соответствии с направлением основных разломов. Они наследуются в более поздние этапы развития и, несмотря на последующие инверсионные движения, сохраняются в рельефе фундамента и в нижних горизонтах осадочного чехла до настоящего времени. Максимальные глубины силурийских отложений — 5,5–6,5 км по данным сейсморазведки — установлены в прогибах вблизи региональных разломов, ограничивающих геоблок с востока и запада. В Печорском море в пределах этого геоблока максимальные глубины залегающих силурийских пород — свыше 7 км — установлены у западного разлома. Замыкание структур геоблока произошло, видимо, в районе Печороморской зоны поднятий на широте северной оконечности о. Колгуев. Большеземельский геоблок ярко выражен в силурийских отложениях. Тенденцию к воздыманию он унаследовал с позднего протерозоя и сохранил до позднего визе. С запада по системе высокоамплитудных разломов он

1 – Восточно-Колоколморский палеопрогиб; 2 – Северо-Денисовская палеотерраса; 3 – Поморский палеопрогиб; 4 – Русское палеоподнятия; 5 – Северо-Русский палеопрогиб; 6 – Гуляевский палеосвод; 7 – Северо-Печорское палеоподнятия; 8 – Короталхинский палеопрогиб; 9 – Хайпудыр-Падимейский палеопрогиб; 10 – Ярвожское палеоподнятия; 11 – Адзвйнское палеоподнятия; 12 – Большеземельский палеосвод; 13 – Усино-Верхнепечорский палеопрогиб; 14 – Тереховейский палеопрогиб; 15 – Лодминское палеоподнятия; 16 – Хярйагинский палеопрогиб; 17 – Лайское палеоподнятия; 18 – Нижнепечорский палеопрогиб; 19 – Южно-Хыльчюуский палеопрогиб; 20 – Носовое поднятия. *Выявленные промышленные месторождения нефти и газа в отражениях силура-нижнего девона:* 1 – Сандивейское; 2 – Седягинское; 3 – Сарембойское; 4 – Северо-Сарембойское; 5 – Средне-Макарихинское. *Перспективные площади с оперативной оценкой запасов нефти и газа категорий С₃ и Д₁:* 6 – Веякская; 7 – Усть-Талотинская; 8 – Тамяхинская; 9 – Лекейягинско-Енганехойская; 10 – Усть-Пяюская; 11 – Хасьрейская; 12 – Степковожская; 13 – Командиршорская; 14 – Мишваньская; 15 – Верхне-Амдермаельская; 16 – Верхне-Ледминская; 17 – Джебольская; 18 – Прилукская; 19 – Средне-Мылвинская; 20 – Кымбожьюская; 21 – Мастерельская; 22 – Поварицкая; 23 – Кочмкская; 24 – Баганская; 25 – Возейская; 26 – Хоседаю-Неруюская; 27 – Черпанюская; 28 – Худоягинская; 29 – Тобойская; 30 – Норийшорская; 31 – Ярвожская; 32 – Падимейская; 33 – Оленья; 34 – Верхне-Роговская; 35 – Сабриягинская; 36 – Западно-Сабриягинская; 37 – Лабогейская; 38 – Осовейская; 39 – Ярейягинская; 40 – Нядейюская; 41 – Северо-Хоседаюская; 42 – Лабаганская; 43 – Наульская; 44 – Торавейская; 45 – Прибрежная; 46 – Садаагинская и Южно-Садаагинская; 47 – Мядловейхская; 48 – Нямурхитская. *Площади, возможно перспективные на нефть и газ в ордовикско-силурийско-нижнедевонском комплексе:* 49 – Хыльчюуская; 50 – Ярейюская; 52 – Вагурейская; 53 – Южно-Вангурейская; 54 – Восточно-Хангарчинская; 55 – Восточно-Василковская. *Площади, перспективные на нефть и газ в Печорском море на ордовикско-силурийско-нижнедевонском комплексе:* 56 – Колоколморская; 57 – Печороморская; 58 – Северо-Печороморская; 59 – Поморская; 60 – Русская; 61 – Большегуляевская; 62 – Межгуляевская; 63 – Северо-Гуляевская; 64 – Восточно-Гуляевская; 65 – Южно-Гуляевская; 66 – Приразломная; 67 – Восточно-Печорская; 68 – Варандейская-море; 69 – Мединская-море; 70 – Поднятия Чернова; 71 – Полярная; 72 – Беляхинская; 73–76 – безымянные поднятия

сочленяется с Печоро-Колвинским геоблоком. На востоке постепенно погружается до регионального разлома, контролирующего гряды Чернышева и вал Сорокина. Варандей-Адзвинская структурная зона характеризуется четко выраженными положительными линейными структурами северо-западного простирания с глубинами залегания силура–нижнего девона 3–6 км (валы Сорокина, Гамбурцева, Медынский). В Печорском море к этой зоне относятся Гуляевский вал и Северо-Печорская зона поднятий. Линейность и контрастность структур в этой зоне возрастает в восточном направлении. В Кортаихинском прогибе и в Косью-Роговской впадине глубина залегания этого комплекса изменяется от 4–6 км в прибрежных частях до 8–12 км в центральной части.

По условиям нефтегазоаккумуляции и характеру размещения углеводородных скоплений на территории ТПП в ордовикско-силурийско-нижнедевонском комплексе четко выделяются две зоны: западная – преимущественно нефтеносная, включающая Ижма-Печорскую, Печоро-Колвинскую, Большеземельскую и Варандей-Адзвинскую структурно-тектонические зоны, и восточная – газоносная, в пределах Кортаихинского прогиба и Косью-Роговской впадины.

Отложения данного нефтегазоносного комплекса, содержащего в своем составе глинистые толщи суммарной мощностью до 1 км, обогащенные органическим веществом до 5%, относятся к одному из основных нефтегазопродуцирующих на территории ТПП. Основные процессы нефтегазообразования происходили в Варандей-Адзвинском, Печоро-Колвинском и Предуральском прогибах. По мнению А.З. Аминова и др. (1978) и Ю.И. Корчагиной и др. (1986) к концу палеозойского времени в них осуществлялась массовая генерация жидких и газообразных углеводородов. Основными вмещающими породами в этом комплексе являются карбонатные и карбонатно-хемогенные образования, в которых развиты коллекторы всех типов: поровые, порово-кавернозные, трещинно-поровые, трещинные (см. рис. 1). Несомненный интерес могут представлять органогенные и рифогенные известняки силура. В настоящее время единственно обоснованная биогермная природа карбонатного массива силурийского возраста подтверждена бурением на Средне-Макарихинской площади. Основными породообразователями здесь являются водоросли, строматопоры, мшанки. Вскрытая высота постройки 250 м (рис. 2).

В платформенной части региона авторы вслед за В.Н. Макаревичем, Э.К. Баклановым, В.В. Невским (ВНИГРИ) допускают развитие рифовых массивов силурийско-нижнедевонского возраста вдоль крупных разломов, ограничивающих валы Чернова, Сорокина, Колвинский на суше, а также Русский и Гуляевский в Печорском море. По сейсмическим данным предполагается развитие органогенных построек этого возраста на локальных поднятиях: Харьягинском, Лабоганском, Седьягинском, Сандивейском, Кочмесском.

Промышленная нефтегазоносность ордовикско-силурийско-нижнедевонских отложений установлена в Ижма-Печорской, Печоро-Колвинской, Хорейвер-Морской нефтегазоносных областях (НГО). В Ижма-Печорской НГО на Западно-Тэбукском месторождении залежь легкой нефти массивного типа выявлена в трещинно-кавернозных доломитах васькерской свиты силура (см. рис. 2). Этаж нефтеносности – 30 м, водонефтяной контакт (ВНК) – единый с нижним пластом среднего девона. Коллекторские свойства доломитов невысокие. В Печоро-Колвинской НГО непромышленные притоки легкой нефти были получены из нижнедевонских глинистых известняков на Усинском месторождении и силурийских известняков на Возейском месторождении в скв. 51 (инт. 3220–3350 и 3535–3547 м). В Хорейверском нефтегазоносном районе (НГР) промышленные запасы нефти открыты только в южной части района в пределах Салюкино-Макарихинского вала, где выявлено крупное Средне-Макарихинское месторождение, приуроченное к силурийскому рифу. На этой площади выявлено 2 залежи: верхняя – массивно-

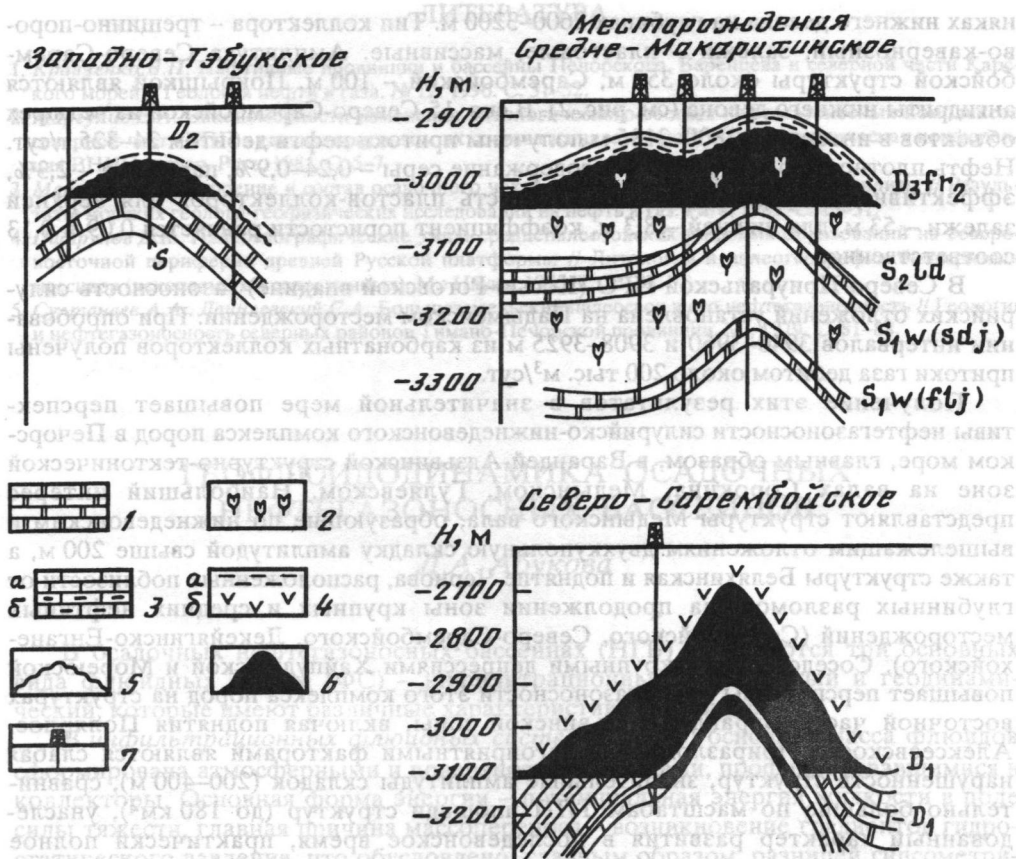


Рис. 2. Типы залежей нефти в силурийско-нижнедевонских отложениях

1 – доломиты; 2 – биогермные и рифогенные известняки; 3, а – известняки; 3, б – известняки глинистые; 4, а – глины; 4, б – ангидриты; 5 – граница перерыва в осадконакоплении; 6 – нефть; 7 – скважина

пластовая, стратиграфически экранированная кыновскими глинами, с ВНК на отметке –3052 м, и нижняя – массивная, расположенная на границе силурийских и ордовикских пород, с ВНК –4060 м. Максимальная толщина коллекторов верхней залежи – 134 м, нижней – 30 м, средняя эффективная пористость – 12%, коэффициент насыщения – 0,75. Притоки легкой нефти получены также из нижнесилурийских рифогенных известняков на Сандивейском поднятии с ВНК –3850 м. Коллекторы – порово-трещинно-кавернозные.

В Варандей-Адзьвинском и Мореюском НГР признаки нефтеносности установлены на валах Сорокина, Гамбурцева и в Адзьвинской депрессии. В пределах вала Сорокина интенсивные нефтегазопоявления наблюдались на Седьгинской площади из силурийских отложений на глубине 3020 м. Нефть плотностью 916 кг/м³, малосернистая (0,9%), смолистая (смола и асфальтенов 18,2%), парафинистая (8,3%). На побережье Печорского моря в скв. 2-Варандейской обильные нефтепроявления из этих отложений отмечались в интервале 3294–4322 м. Нефть более легкая, чем в центральной части вала. Ее плотность – 866 кг/м³, содержание серы – 0,55%, смола и асфальтенов – 13,9%, парафина – 3,8%. В Мореюском районе открыты два нефтяных месторождения: Сарембойское и Северо-Сарембойское в извест-

нях нижнего девона на глубинах 2600–3200 м. Тип коллектора – трещинно-порово-кавернозный, залежи – пластовые, массивные. Амплитуда Северо-Сарембойской структуры около 350 м, Сарембойской – 100 м. Покрышкой являются ангидриты нижнего девона (см. рис. 2). В скв. 15-Северо-Сарембойской из четырех объектов в интервале 2800–3185 м получены притоки нефти дебитом 24–325 т/сут. Нефть плотностью 855–880 кг/м³, содержание серы – 0,24–0,9%, парафина – 2,3%, эффективная нефтенасыщенная мощность пластов-коллекторов для верхней залежи – 53 м, для нижней – 8,3 м, коэффициент пористости равняется 0,09 и 0,13 соответственно.

В Северо-Приуральской НГО (Косью-Роговской впадине) газоносность силурийских отложений установлена на Падымейском месторождении. При опробовании интервалов 3940–3960 и 3908–3925 м из карбонатных коллекторов получены притоки газа дебитом около 200 тыс. м³/сут.

Получение этих результатов в значительной мере повышает перспективы нефтегазоносности силурийско-нижнедевонского комплекса пород в Печорском море, главным образом, в Варандей-Адзвинской структурно-тектонической зоне на валах Сорокина, Медынском, Гуляевском. Наибольший интерес представляют структуры Медынского вала, образующие по нижнедевонским и вышележащим отложениям двухкупольную складку амплитудой свыше 200 м, а также структуры Беляхинская и поднятие Чернова, расположенные поблизости от глубинных разломов, на продолжении зоны крупных и средних нефтяных месторождений (Сарембойского, Северо-Сарембойского, Лекейягинско-Енганехойского). Соседство их с крупными депрессиями Хайпудырской и Мореюской повышает перспективы нефтегазоносности этого комплекса пород на структурах восточной части Варандей-Адзвинской зоны, включая поднятия Полярное, Алексеевское и Приразломное. Благоприятными факторами являются слабая нарушенность структур, значительные амплитуды складок (200–400 м), сравнительно большие по масштабам ТПП площади структур (до 180 км²), унаследованный характер развития в последевонское время, практически полное совпадение структурных планов. Отложения силура-нижнего девона в пределах Гуляевского вала расположены в благоприятной литофациальной зоне на склонах крупного палеоподнятия и доступных для бурения глубинах (4–5 км), что позволяет высоко оценивать перспективы их нефтегазоносности (см. рис. 1).

Второй высокоперспективной областью для поиска месторождений нефти и газа в карбонатах силура-нижнего девона является Большеземельский погребенный свод. Положение устойчиво приподнятого Большеземельского палеосвода в течение раннепалеозойского времени могло способствовать формированию рифогенных образований на его склонах вблизи глубинных разломов, на границе с глубоководными депрессионными зонами. В акватории Печорского моря практический интерес представляет крупное валообразное поднятие Русское, расположенное на северо-западном погружении Большеземельского свода и прилегающее с востока к региональному разлому. На юго-западном крыле по данным сейсморазведки вдоль тектонического нарушения предполагаются рифогенные тела размерами 25×3 км, амплитудой около 200 м.

Значительно ниже оцениваются перспективы нефтегазоносности этого комплекса в юго-западной части Печорского моря, в пределах Печоро-Колвинского авлакогена, где ожидается ухудшение коллекторских свойств пород в результате увеличения глинистости разреза и отсутствуют благоприятные структурные формы, за исключением приразломных Печороморской и Поморской структур.

В южной части Печорского моря, в пределах Печоро-Колвинского авлакогена, где ожидается ухудшение коллекторских свойств пород в результате увеличения глинистости разреза и отсутствуют благоприятные структурные формы, за исключением приразломных Печороморской и Поморской структур.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Кравченко В.П.* Нафтидные провинции и бассейны Печорского, Баренцева и северной части Карского морей // Геология нефти и газа. № 12. 1996. С. 31–32.
2. *Маргулис Е.А.* Закономерности изменения литологического состава нефтегазоносных комплексов северной части ТПП в связи с прогнозом их состава на акваторию // Научно-техническая конференция ВНИИморгео. Рига, 1981. С. 5–7.
3. *Маргулис Е.А.* Строение и состав осадочного чехла северной части Печорской синеклизы // Результаты морских геолого-геофизических исследований на нефть и газ. Рига, 1983. С. 25–31.
4. *Патрунов Д.К.* Палеогеографические типы среднепалеозойских рифовых образований на северо-восточной периферии древней Русской платформы // Литология и палеогеография биогермных массивов (ископаемых и современных). М.: Наука, 1975. С. 73–85.
5. *Султанаев А.А., Данилевский С.А.* Большеземельский палеосвод и его нефтегазоносность // Геология и нефтегазоносность северных районов Тимано-Печорской провинции. М., 1979. С. 81–88.