

ГЕОЛОГИЯ

НЕФТИ И ГАЗА

5'2015



SCIENTIFIC-TECHNICAL MAGAZINE FOR THE OIL AND GAS INDUSTRY



УДК 553.98

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ И ПОТЕНЦИАЛ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ СЕВЕРНОЙ ЧАСТИ САНДИВЕЙСКОГО ПОДНЯТИЯ ХОРЕЙВЕРСКОЙ ВПАДИНЫ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ ПЛИТЫ

Н.А.Еремин, Т.С.Зиновкина (ФГБУН «Институт проблем нефти и газа РАН»), **Т.Ф.Соколова** (Российский государственный университет нефти и газа им. И.М.Губкина)

Проведенный анализ результатов поисково-разведочных работ позволил доказать существование новых залежей нефти в пределах нефтегазоносных комплексов с уже доказанной нефтеносностью в пределах исследуемой территории. Выявлено 11 нефтеперспективных антиклинальных структур.

По данным геологических, геофизических и промысловых работ сделана оперативная оценка запасов и ресурсов выявленных залежей и структур. По результатам выполненных работ планируется бурение поисковых скважин.

Ключевые слова: Сандивейское поднятие; нефтегазоносность; доманик-палеозойская нефтяная система; оценка ресурсов.

Задачами настоящей статьи являются научное обоснование перспектив нефтегазоносности и потенциала добычи УВ северной части Сандивейского поднятия Хорейверской впадины Тимано-Печорской плиты, а также анализ (обобщение) имеющихся результатов поисково-разведочных работ (геолого-геофизических исследований), проведенных на этой территории и прилегающих площадях, для выявления перспектив нефтегазоносности отложений, вскрытых скважинами глубокого заложения.

В пределах Тимано-Печорской плиты расположена одноименная нефтегазоносная провинция. Тимано-Печорская плита заключена между Западно-Тиманским глубинным разломом Тиманского кряжа на западе и системой краевых прогибов на востоке. С севера она ограничена группой субширотных сбросов, разделяющих входящие в плиту Северо-Печороморскую моноклиаль и Южно-Баренцевскую мегавпадину Баренцево-Северокарской плиты.

В составе плиты, помимо Тиманской гряды, установлена серия крупнейших структур: две синеклизы — Ижма-Печорская и Хорейверско-Печороморская, моноклинали — Малоземельско-Колгуевская и Северо-Печороморская, Печоро-Колвинский авлакоген и Варандей-Адзвинская структурно-тектоническая зона.

Хорейверско-Печороморская синеклиза включает две структуры I порядка: Хорейверскую впадину и Русскую моноклиаль.

Хорейверская впадина размером 280×120 км отвечает стабильному Большеземельскому мегаблоку фундамента. Впадину ограничивают резко выраженные положительные структурные формы: Колвинский мегавал на западе, вал Сорокина и поднятие Чернышева на вос-

токе и юго-востоке. В этих границах Хорейверская впадина, открывающаяся в сторону акватории Печорского моря, хорошо выражена по мезозойскому и верхнепалеозойскому комплексам; по низзалегавшим отложениям — это Большеземельский палеосвод. Впадина имеет асимметричное строение.

В пределах впадины выделяется ряд подчиненных тектонических элементов: Сандивейское поднятие и Колвависовская и Садаггинская ступени; Макариха-Салюкинская антиклинальная зона, Синянырдская и Цильегорская депрессии, Чернореченская ступень. В акватории Печорского моря выделены Кошкинская котловина и Паханчская терраса.

Сандивейское поднятие размером 160×120 км, приуроченное к южной части Хорейверской впадины, является наиболее приподнятым ее участком. Поднятие осложнено многочисленными локальными куполовидными структурами. Наиболее расчлененный рельеф поднятия отмечается по отложениям верхнего девона. В пределах Сандивейского поднятия выделяется серия органогенных построек позднефранского возраста — Сандивейская, Западно-Сандивейская, Лыдушорская, Мадагашорская и др. Открыто более 20 нефтяных месторождений (более 3 месторождений в пределах Ненецкого автономного округа) [1-4].

Исследуемый участок недр расположен на территории доманик-палеозойской нефтяной системы, которая охватывает большую часть Тимано-Печорского бассейна в северо-западной арктической части России. Нефтегазоносность осадочного чехла Тимано-Печорской провинции включает широкий стратиграфический диапазон — от рифея до триаса.

Во вскрытом разрезе выделяются следующие нефтегазоносные комплексы (НГК):

- ордовик-нижнедевонский карбонатный;
- поддоманиковый терригенно-карбонатный;
- доманиково-турнейский карбонатный;
- верхневизе-нижнепермский карбонатный;
- нижнепермский терригенный (условный);
- верхнепермский терригенный.

Ордовик-нижнедевонский карбонатный НГК является одним из наиболее перспективных в Хорейверской впадине. Поверхность комплекса расположена на глубине 3469-3556 м. Формирование основных горизонтов коллекторов связано с безглинистыми карбонатными отложениями. В среднем — верхнем ордовике — это баганская, в нижнем силуре — макарихинская, сандивейская и веякская свиты. Емкостной потенциал отложений обусловлен в первую очередь фациальными особенностями бассейна седиментации. Они определили типы осадков, способность к сохранению первичной пористости и характер эпигенетических преобразований. Карбонатные отложения представлены в основном вторичными доломитами, реже известняками. Коллекторы в нижнесилурийских отложениях связаны с вторичными доломитами водорослевого облика с характерной массивно-пятнистой текстурой породы, реже сгустковато-комковатыми. Емкостной потенциал отложений возрастает в районах, где они залегают непосредственно под поверхностью предтиманского размыва.

Толщина комплекса на рассматриваемой площади изменяется от 541 м (скв. Сандивейская-1) до 588 м (скв. Сандивейская-4).

Поддоманиковый терригенно-карбонатный НГК традиционно рассматривается как региональная покрывка. Представлен саргаевскими отложениями — известняками, мергелями, аргиллитами. Коллекторов ни по ГИС, ни по керну не отмечается. При опробовании положительных результатов не получено, нефтепроявлений не отмечалось. Толщина НГК составляет 19 м.

Доманиково-турнейский карбонатный НГК в пределах центральной и южной частей Хорейверской впадины имеет сложное литофациальное строение. Сложен известняками, мергелями, доломитами, аргиллитами доманикового горизонта среднефранского подъяруса; ветласянского, сирачойского, евлановского и ливинского горизонтов верхнефранского подъяруса и фаменского яруса верхнего девона. В разрезе наблюдается сложное сочетание образований мелководного шельфа, органогенно-рифовых толщ заполнения. Нефтеносность связана с зоной распространения рифогенных образований.

Ловушки антиклинальные, комбинированные с литологическими экранами. Залежи нефти приурочены к карбонатным пластам, облекающим гребневые части рифовых построек, и рифогенным породам нижнего

фамена и верхнего франа. Коллекторы каверново-порового типа представлены известняками и вторичными доломитами елецкого горизонта (Западно-Сандивейское, Сандивейское месторождения). Средняя пористость составляет 12 %, в отдельных пластах достигает 19 %. Залежи массивные, сводовые. Покрывкой служат плотные породы фаменской толщи облекания и глинистые визейские отложения.

Залежи нефти Западно-Сандивейского и Сандивейского месторождений приурочены к карбонатному пласту, облекающему нижнефаменскую рифовую постройку.

Толщина комплекса на рассматриваемом участке недр изменяется от 564 м (скв. Сандивейская-1) до 620 м (скв. Сандивейская-9).

Верхневизе-нижнепермский карбонатный НГК сложен в основном карбонатными породами: известняками, реже доломитами, мергелями верхневизейского подъяруса серпуховского яруса нижнего карбона, московского и башкирского ярусов среднего, верхнего карбона и ассельского и сакмарского ярусов нижней перми.

Среднекаменноугольные отложения представлены мелководно-шельфовыми образованиями. Породы сложены преимущественно органогенно-обломочными известняками, органогенно-детритовыми и водорослевыми прослоями, серыми и светло-серыми, неравномерно перекристаллизованными, с прослоями глин в основании ярусов.

Известняки изначально обладали высокими коллекторскими свойствами. Породы с наиболее высокими коллекторскими характеристиками отмечены в тех областях, где они подверглись наиболее интенсивной доломитизации, выщелачиванию и залегают на относительно небольшой глубине (до 2,0-2,5 км). В среднекаменноугольных отложениях Хорейверской впадины покрывки не выявлены.

Ассельско-сакмарские отложения характеризуются четко выраженной зональностью. В карбонатах средне-верхнекаменноугольных и нижнепермских отложений сосредоточены залежи нефти на Сандивейском, Салюкинском, Восточно-Веякском и Баганском месторождениях.

Породы-коллекторы приурочены к биогермным образованиям. Их пористость достигает 16-23 %. Вмещающие детритовые известняки в различной степени глинистые и алевроитистые. Они обладают низкими коллекторскими свойствами, открытая пористость варьирует от 1-2 до 10 %, характерна низкая проницаемость.

Ловушки структурные, литологически ограниченные. Залежи нефти Салюкинского и Сандивейского месторождений пластовые в ассельских и сакмарских карбонатах и массивные в верхне-среднекаменноугольных.

Толщина НГК на участке изменяется от 435 м (скв. Сандивейская-9) до 486 м (скв. Сандивейская-4).

Нижнепермский терригенный (условный) НГК представлен глинисто-алевритисто-карбонатными породами кунгурского и артинского возраста. Артинская часть разреза рассматривается как толща «рассеивания» над нижележащим карбонатным НГК. Кунгурские глинистые фации (глины, алевриты) традиционно считаются зональной глинистой покрывкой.

Толщина НГК изменяется от 177 до 242 м.

Верхнепермский терригенный НГК выделяется в объеме казанского+татарского и уфимского ярусов (аргиллиты, песчаники, глины, алевриты). Толщина изменяется от 583 до 627 м. Нефтегазопоявлений при бурении в скважинах не отмечалось.

На изучаемой территории и прилегающих районах установлена нефтеносность отложений трех карбонатных нефтеносных комплексов — ордовик-нижнедевонского (залежь пласта S_1 , Шорсандивейское месторождение), доманиково-турнейского (залежь пласта D_3fm , Мусюршорское и Лыдушорское месторождения) и верхневизе-нижнепермского (залежь пласта P_{1a+s-C_3} , Мусюршорское месторождение).

В результате анализа результатов испытаний скважин и переинтерпретации данных материалов ГИС в пределах исследуемой территории выявлены (доказано существование) залежи нефти в нефтегазоносных комплексах с уже доказанной нефтеносностью.

Шорсандивейское месторождение. На данном месторождении пробурена одна скважина (Шорсандивейская-70), на данный момент она находится в консервации. В ходе опробования пластов при бурении скважины был получен приток нефти дебитом 13,4 т/сут.

За время работы скв. Шорсандивейская-70 в течение 10 сут. накопленная добыча составила 43 т безводной нефти при входном дебите 4,3 т/сут. Шорсандивейское нефтяное месторождение не введено в пробную эксплуатацию из-за отсутствия проекта на этот вид работ. Ввести месторождение повторно в пробную планировалось эксплуатацию в зимнем сезоне (в 2013-2014 гг.) по согласованному плану расконсервации и пробной эксплуатации скв. Шорсандивейская-70 и выполнить ГТМ по доразведке перспективного верхнедевонского рифового НГК в этой скважине.

Лыдушорское месторождение. На Лыдушорской площади пробурено четыре скважины — Лыдушорские-300, 301, 51, 52, которые на данный момент находятся в консервации. Из скважин керн отбирался, но данных по его исследованию нет. Гидродинамическое изучение двух скважин (Лыдушорские-300, 301) проведены на основе метода установившихся режимов. В этих скважинах получены притоки нефти 10,6 и 23,6 т/сут соответственно. Эксплуатационные скважины Лыдушорские-51, 52 по данным оперативного анализа работают безводной

нефтью с максимальным дебитом 38 и 46 т/сут, накопленная добыча составляет 5,3 и 3,7 тыс. т соответственно. Небольшое время эксплуатации, скорее всего, связано с отсутствием обустройства месторождения. По данным сейсморазведки 3D, проведенной на Лыдушорском месторождении, была уточнена его модель.

При сравнении фильтрационных свойств пласта D_3fm Лыдушорского месторождения с одновозрастными отложениями Мусюршорского нефтяного месторождения видно их значительное различие (средняя проницаемость Лыдушорского более чем на два порядка меньше средней проницаемости Мусюршорского). Нефтеносная залежь на Лыдушорском месторождении изучена недостаточно. В промышленную эксплуатацию введена только восточная часть залежи. Средний удельный коэффициент продуктивности по данным ГДИС по залежи равен 0,184 м³/сут·МПа·м. Минимальный начальный дебит в восточной части залежи при минимальной толщине 4 м составляет 10 м³/сут, при максимальной 20 м — 50 м³/сут.

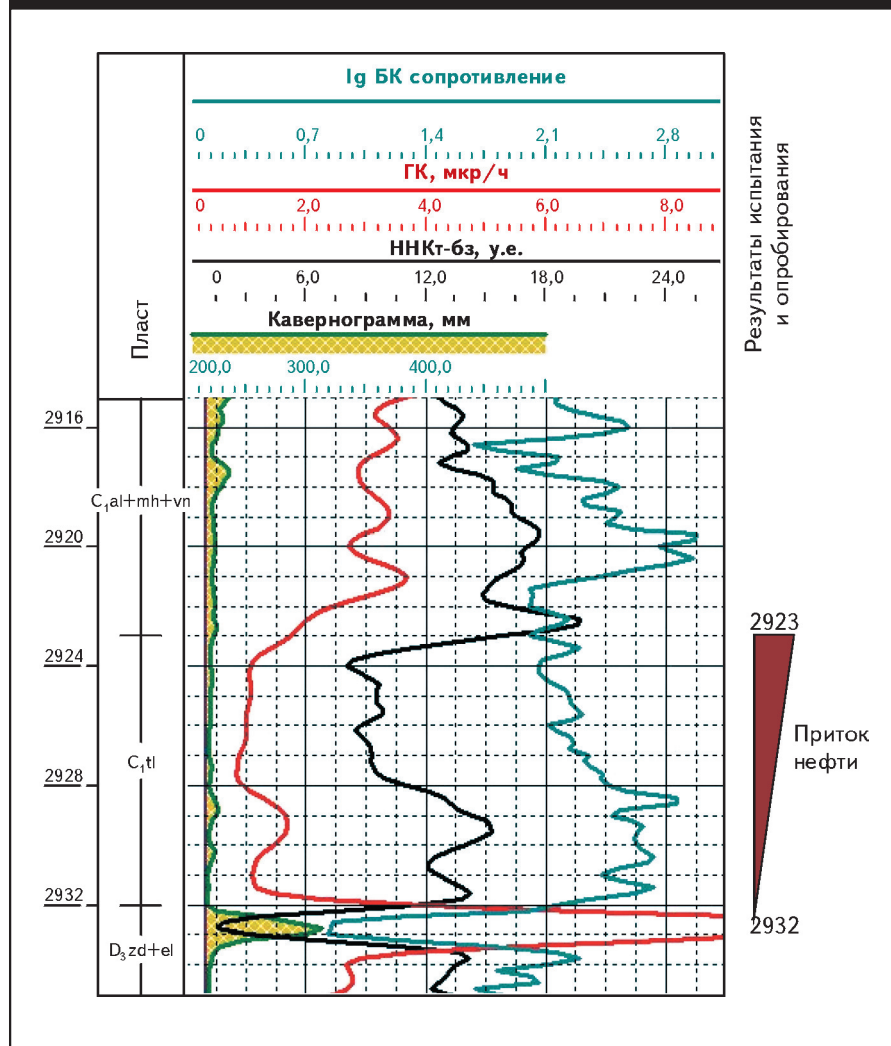
Для оценки гидродинамического и добывного потенциала западной части месторождения рекомендовано предусмотреть опережающее эксплуатационное бурение и/или вовлечение в эксплуатацию скв. Лыдушорская-300.

В результате анализа испытаний и интерпретации данных ГИС скважин Лыдушорские-300, 301, 51, 52 (две последние пробурены в 2009-2010 гг.) было выявлено, что продуктивными отложениями являются не только породы фаменского яруса верхнего девона, но и отложения тульского яруса нижнего карбона (рис. 1). Эта информация обусловила необходимость оценки запасов залежи пласта C_{1tl} . Данная оперативная оценка проводилась с использованием объемного метода подсчета запасов.

Площадь нефтеносности по залежи пересчетного объекта определялась на подсчетном плане, совмещенном со структурной картой по кровле коллектора. Ни одна из пробуренных скважин Лыдушорского месторождения не вскрыла водонасыщенных пропластков пласта C_{1tl} . В результате испытаний из интервала глубин 2995,0-3000,6 м (-2870,0...-2875,7 м) в скв. Лыдушорская-300 получен приток нефти. Согласно интерпретации ГИС скважин Лыдушорские-300, 301, 51, 52, коллектор пласта C_{1tl} нефтенасыщен, условный водо-нефтяной контакт принят на отметке -2875,7 м.

Эффективная нефтенасыщенная толщина выделена по комплексу ГИС. Пласт C_{1tl} сложен известняками, доломитами, известняками доломитистыми. В скв. Лыдушорская-300 эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 5,3 м, Лыдушорская-301 — 5,0 м, Лыдушорская-51 — 9,0 м, Лыдушорская-52 — 10,7 м. Средневзвешенная эффективная нефтенасыщенная толщина по площади равна 3,11 м.

Рис. 1. СВОДНАЯ ДИАГРАММА СТАНДАРТНОГО КАРОТАЖА (пример каротажной характеристики продуктивных отложений тульского яруса нижнего карбона)



рождения и принадлежности этого интервала к так называемому тульскому горизонту кровельной части фаменского яруса верхнего девона.

На **Мусюршорском месторождении** залежь нефти выявлена во франско-фаменских рифогенных известняках. Коллекторами служат пористые, кавернозные органогенные известняки, а региональным экраном — терригенно-карбонатные отложения поздне-фаменского и ранневизейского возраста. Продуктивные отложения пласта P₁a+s-C₃ представлены известняками с прослоями глин. В известняках отмечается кавернозность и трещиноватость. В Мусюршорский участок входит одноименное месторождение с четырьмя самостоятельными объектами разработки, которые находятся на стадии промышленной разработки.

Пробуренный фонд скважин на участке составляет 28, из них 5 ликвидировано на поисковом этапе (61, 62, 63, 64, 68), эксплуатационный фонд — 13 (60, 101, 300, 303, 308, 306, 309, 310, 205, 311, 100, 201, 202). Во временную консервацию введено 5 скважин (305, 206, 401, 402, 65), в контрольно-наблюдательные переведено 2 скважины (301, 307), нагнетательные — 2 скважины (204, 30), водозаборные — 1 скважина (1В). Проектный эксплуатационный фонд в соответствии с технологической схемой разработки составляет 28 скважин.

В ходе плановой выездной проверки Росприроднадзором по Ненецкому автономному округу по выполнению условий недропользования и охраны недр отмечено, что не пробурена одна разведочная скважина на стадии геологического изучения лицензионного участка недр; уровни добычи нефти, попутного газа и закачка воды ниже проектных. В настоящее время проводится согласование новых уровней добычи нефти и эксплуатационного фонда скважин в рамках проекта «дополнение к Технологической схеме разработки».

В результате переинтерпретации данных ГИС были получены данные о нефтенасыщенности пластов C₁v и C₁s. Эта информация обусловила необходимость оценки запасов залежей пластов C₁v и C₁s Мусюршорского месторождения. Оценка запасов залежей пластов C₁v и C₁s выполнена для двух куполов — северного и южного.

Коэффициент пористости определялся по НГК и АК. Значение пористости достигает 10 %, при оценке запасов ее значение принято 9 %. Коэффициент нефтенасыщенности в скв. Лыдушорская-301 равен 51 %, Лыдушорская-300 — 83 %, Лыдушорская-51 — 10-4%. Среднее значение нефтенасыщенности по скважинам составило 87 % [5].

При подсчете запасов значения плотности разгазированной нефти принято равным 0,8869 г/см³, пересчетного коэффициента — 0,79. Коэффициент извлечения нефти по аналогии с неразрабатываемыми залежами близрасположенных месторождений взят равным 0,3.

Следует отметить, что интервал между кровлей коллектора фаменского яруса и подошвой коллектора тульского горизонта составляет около 5 м. По геофизическим характеристикам коллекторы этих ярусов схожи. Некоторые специалисты высказывают мнения о неправильной стратификации отложений Лыдушорского место-

Пласт C_{1v} . Площадь нефтеносности по залежи объекта определялась на подсчетном плане, совмещенном со структурной картой по кровле коллектора. Северная залежь пласта C_{1v} массивная, сводовая, водонефтяная, внутренних контуров нет. Южная залежь массивная, сводовая литологически экранированная, водонефтяная, внутренних контуров нет. По результатам интерпретации материалов ГИС, а также с учетом результатов испытаний скв. 65 уровень водонефтяного контакта для залежи северного купола был принят на отметке -2760 м, южного — -2744 м.

Эффективная нефтенасыщенная толщина выделена по комплексу ГИС. Нефтенасыщенная толщина коллекторов изменяется от 0 до 48,4 м. Средневзвешенная эффективная нефтенасыщенная толщина для залежи северного купола составляет 9,54 м, южного — 2,79 м.

Коэффициент пористости определялся по НГК и АК. Среднее значение пористости коллектора изменяется от 5,8 % (скв. 206) до 10,1 % (скв. 101). Среднее значение коэффициента пористости коллекторов в залежи пласта C_{1v} составило 7 %. Определение коэффициента нефтенасыщенности коллекторов не проводилось, поскольку кривые метода сопротивления были зарегистрированы с помощью индукционного зонда, который характеризуется слабой дифференциацией в области высоких значений удельного электрического сопротивления. Кроме того, кривые сопротивления были предоставлены на бумажном носителе и записаны в мелком масштабе, что не позволило использовать их для количественных оценок. В результате коэффициент нефтенасыщенности пласта C_{1v} определен только в скважинах 100, 101, 201, 204, 205, 310. Значения коэффициента нефтенасыщенности продуктивной части пласта C_{1v} изменяются от 71,5 до 92,5 %. При оценке запасов залежи пласта C_{1v} принято значение коэффициента нефтенасыщенности, равное 82,5 %.

Плотность разгазированной нефти и пересчетный коэффициент приняты соответственно 0,868 г/см³ и 0,75 по аналогии с залежью пласта D_3fm Мусюршорского месторождения. Коэффициент извлечения нефти принят равным 0,3 по аналогии с неразрабатываемыми залежами близрасположенных месторождений.

Пласт C_{1s} . Площадь нефтеносности по залежи объекта определялась на подсчетном плане, совмещенном со структурной картой по кровле коллектора. Залежи пласта C_{1s} массивные, сводовые, водонефтяные, внутренних контуров нет. Уровень водонефтяного контакта для залежей пласта C_{1s} определялся по результатам интерпретации материалов ГИС. Испытания пласта C_{1s} (подангидритовая пачка) на Мусюршорском месторождении не проводились. Водонефтяной контакт для залежи пласта C_{1s} северного купола принят на отметке -2655,5 м, южного — -2655,2 м.

Эффективная нефтенасыщенная толщина выделена по комплексу ГИС. Нефтенасыщенная толщина кол-

лекторов изменяется от 0 до 18,8 м. Коллектор сложен серыми известняками, тонко-мелкокристаллическими, органогенно-обломочными, доломитизированными, неравномерно порово-кавернозными. Средневзвешенная эффективная нефтенасыщенная толщина для залежи северного купола составляет 4,25 м, южного — 13,36 м.

Среднее значение пористости коллектора изменяется от 5,3 % (скв. 201) до 14,9 % (скв. 100). Среднее значение пористости коллекторов в залежи пласта C_{1s} составляет 12 %. Определение коэффициента нефтенасыщенности, как и для пласта C_{1v} , было затруднено в связи с несовершенством предоставленного каротажного материала.

В результате коэффициент нефтенасыщенности пласта C_{1s} определен в трех скважинах — 101, 204, 310. Значения коэффициента нефтенасыщенности продуктивной части пласта изменяются от 69,1 до 86,3 %. При оценке запасов залежи пласта C_{1s} северного купола значение коэффициента нефтенасыщенности принято 77 %, южного — 79 %.

Плотность разгазированной нефти и пересчетный коэффициент приняты равными соответственно 0,868 г/см³ и 0,75 по аналогии с залежью пласта D_3fm Мусюршорского месторождения. Коэффициент извлечения нефти взят равным 0,3 по аналогии с неразрабатываемыми залежами близрасположенных месторождений.

Соотношение оцененных извлекаемых запасов нефти исследуемых площадей по категориям C_1/C_2 составляет 70,3/29,7 %.

Оценка ресурсов выявленных структур

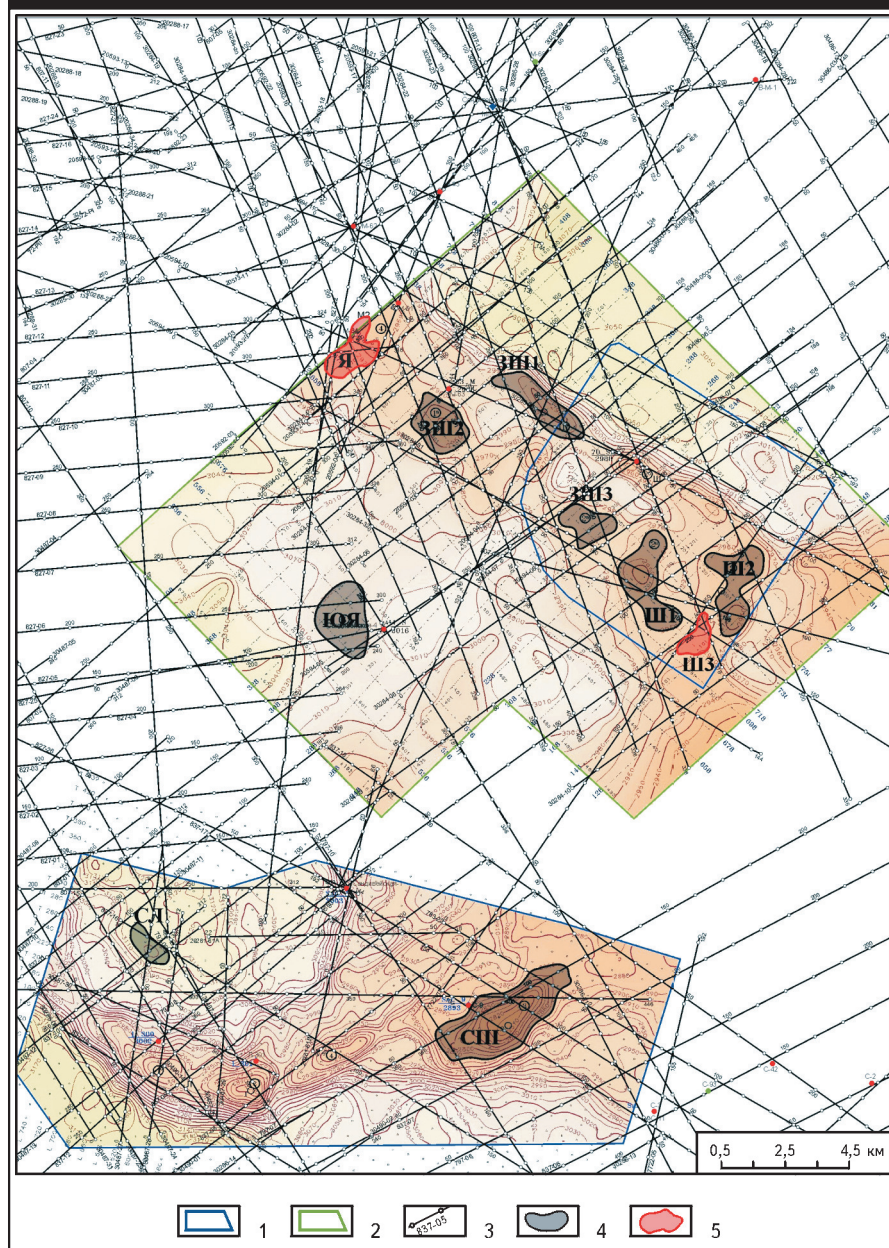
В пределах рассматриваемой территории по различным стратиграфическим горизонтам осадочного чехла выявлена группа антиклинальных структур — Янасашорская, Южно-Янасашорская, Западно-Шорсандивейские 1, 2, 3, Шорсандивейские 1, 2, 3, Сандивейская III, Южно-Сандивейская, Северо-Лыдушорская (рис. 2).

Оцененные извлекаемые ресурсы нефти исследуемых площадей по категории C_3 составляют 36,8 % оцененных извлекаемых запасов нефти исследуемых площадей по категориям C_1+C_2 .

Янасашорская структура выделяется по горизонтам V (O_3) и IV (S_1). По отражающему горизонту V (O_3) структура имеет северо-северо-восточное простирание. Ее размеры по максимально замкнутой изогипсе -3985 м составляют 0,39 × 0,90 км, амплитуда — 8 м. По изогипсе -3985 м перспективная площадь равна 260,048 тыс. м².

По отражающему горизонту IV (S_1) структура имеет северо-западное простирание. Ее размеры по максимально замкнутой изогипсе -3510 м составляют (2,2-1,8) × 0,7 км, амплитуда — 17 м, перспективная площадь нефтеносности — 1647,3 тыс. м².

Рис. 2. СТРУКТУРНАЯ СХЕМА ПО ОТРАЖАЮЩЕМУ ГОРИЗОНТУ IIII



Границы: 1 – сеймики ЗД; 2 – интерпретации сеймики 2Д; 3 – сеймопрофили МОГТ; структуры: 4 – выявленные; 5 – выявленные по другим отражающим горизонтам (Я – Янасашорская, ЮЯ – Южно-Янасашорская, Ш1 – Шорсандивейская 1, Ш2 – Шорсандивейская 2, Ш3 – Шорсандивейская 3, ШП – Сандивейская П, ЗШ1 – Западно-Шорсандивейская 1, ЗШ2 – Западно-Шорсандивейская 2, ЗШ3 – Западно-Шорсандивейская 3, СЛ – Северо-Лыдушорская)

Южно-Янасашорская структура выделяется по горизонтам V (O_3), IV (S_1), IIIev-lv (D_{3ev-lv}), IIv (C_{1v}), Ia+s (P_{1a+s}). В контуре изогипсы -3760 м (горизонт V (O_3)) она имеет размеры 7,27 x 2,03 км, амплитуду 30 м. По горизонту IV структура замкнута изогипсой -3500 м, имеет размеры 1,75 x 1,00 км, амплитуду 5 м, перспек-

тивная площадь структуры по этому горизонту составляет 1530,72 тыс. м². По евлано-ливенскому горизонту структура замкнута изогипсой -3000 м, ее размеры составляют 2,36 x 1,4 км, амплитуда – 5 м, площадь структуры – 2943,31 тыс. м². По визейскому горизонту нижнего карбона структура имеет западное простирание, оконтурена изогипсой -2760 м, площадь равна 5607,3 тыс. м², амплитуда – 25 м. По горизонту Ia+s структура замкнута изогипсой -2340 м, размеры составляют 3,30 x 1,47 км, площадь – 4415,8 тыс. м², амплитуда – 12 м.

Структура **Западно-Шорсандивейская 1** выделяется по горизонтам IIIsrc (D_{3src}), IIIev-lv (D_{3ev-lv}), IIIfm (D_{3fm}). По отражающему горизонту IIIsrc структура имеет северо-западное простирание, предельно замкнутая изогипса составляет -3040 м, размер – 1,9x0,7 км, амплитуда – 45 м, площадь – 1850 тыс. м². По горизонту IIIev-lv структура замкнута изогипсой – 2980 м, ее размер – 3,19x0,76 км, амплитуда – 22 м, площадь структуры в пределах замкнутой изогипсы – 2294,77 тыс. м². По фаменскому горизонту верхнедевонских отложений структура замкнута изогипсой -2820 м, ее размеры составляют 1,33x0,47 км, площадь – 506 тыс. м², амплитуда – 12 м.

Структура **Западно-Шорсандивейская 2** выделяется по горизонтам IIIsrc (D_{3src}), IIIev-lv (D_{3ev-lv}). По отражающему горизонту IIIsrc структура замкнута изогипсой -3100 м, амплитуда составляет 25 м, площадь – 611,26 тыс. м². По горизонту IIIev-lv площадь структуры по замкнутой изогипсе -2970 м равна 2209,18 тыс. м², амплитуда – 22 м, размер структуры – 1,81x1,39 км.

Структура **Западно-Шорсандивейская 3** выделяется по горизонтам V (O_3), IV (S_1), IIIsrc (D_{3src}), IIIev-lv (D_{3ev-lv}), IIIfm (D_{3fm}), Ia+s (P_{1a+s}). По горизонту V (O_3) структура замкнута изогипсой -3845 м, размер структуры равен 2,00x1,25 км, амплитуда – 12 м, площадь структуры по предельно замкнутой – 1645 тыс. м².

В контуре изогипсы -3530 м (отражающий горизонт IV) амплитуда структуры — 5 м, площадь — 160 тыс. м². По горизонту IIIsrc структура замкнута изогипсой -3100 м, амплитуда составляет 45 м, площадь — 477,4 тыс. м². По евлано-ливенскому горизонту структура замкнута изогипсой -2970 м, ее размеры равны 1,69×0,99 км, амплитуда — 5 м, площадь — 1443,55 тыс. м². По горизонту IIIfm структура замкнута изогипсой -2820 м, размеры 2,65×1,26 км, амплитуда 12 м, площадь в пределах замкнутой изогипсы -2814,5 тыс. м². Структура замкнута изогипсой -2320 м (ассельско-сакмарские отложения нижней перми), размер — 1,98×1,10 км, площадь — 2070,4 тыс. м², амплитуда — 2 м.

Структура **Шорсандивейская 1** выделяется по горизонтам IIlev-IV (D₃ev-IV), IIIfm (D₃fm). По евлано-ливенскому горизонту площадь структуры по замкнутой изогипсе -2960 м составляет 3029,2 тыс. м², амплитуда — 23 м. В контуре изогипсы -2810 м (франский горизонт верхнего девона) площадь структуры составляет 1077,8 тыс. м², амплитуда — 7 м, размер — 2,39×0,51 км.

Структура **Шорсандивейская 2** выделяется по горизонтам IIIsrc (D₃src), IIlev-IV (D₃ev-IV). Структура замкнута изогипсой -3020 м (горизонт IIIsrc), площадь структуры в пределах этой изогипсы составляет 1849,82 тыс. м², амплитуда — 65 м. По горизонту IIlev-IV структура замкнута изогипсой -2950 м, ее размеры 2,6×(1,8-0,44 км), площадь 2700,6 тыс. м², амплитуда 12 м.

Структура **Шорсандивейская 3** выделяется по горизонтам IIIfm (D₃fm), Ia+s (P₁a+s). В контуре изогипсы -2800 м (франский горизонт верхнего девона) площадь структуры составляет 307,1 тыс. м², амплитуда — 3 м, размер — 0,76×0,57 км. Структура по горизонту Ia+s оконтурена изогипсой -2305 м, площадь — 755,1 тыс. м², амплитуда — 11 м.

Структура **Сандивейская III** отбивается по горизонтам V (O₃), IV (S₁), IIIsrc (D₃src), IIlev-IV (D₃ev-IV), IIIfm (D₃fm), IIv (C₁v), Ia+s (P₁a+s). Структура замкнута по изогипсе -3680 м (ОГ V), амплитуда составляет 15 м, площадь — 1686,2 тыс. м². По отражающему горизонту IV структура замкнута изогипсой -3360 м, амплитуда — 21 м, размер 3,53×(1,66-0,38) км, площадь структуры составляет 3913,52 тыс. м². По горизонту D₃src структура замкнута изогипсой -2990 м, амплитуда — 22 м, площадь структуры по предельно замкнутой изогипсе равна 1672,9 тыс. м². По евлано-ливенскому горизонту структура замкнута изогипсой -2880 м, амплитуда — 72 м, размер структуры 4,75×1,75 км, площадь 6280,85 тыс. м². Структура замкнута изогипсой -2780 м (франский ярус верхнедевонских отложений), амплитуда — 31 м, площадь — 3715,2 тыс. м². По визейскому горизонту нижнего карбона структура имеет северо-восточное простирание, оконтурена изогипсой -2720 м, площадь — 2736 тыс. м², амплитуда — 21 м. По ассельско-сакмар-

ским отложениям структура ограничена изогипсой -2280 м, площадь 744,9 тыс. м², амплитуда 5 м.

Структура **Южно-Сандивейская III** выделяется по горизонтам V (O₃), Ia+s (P₁a+s). По V отражающему горизонту структура замкнута по изогипсе -3680 м, амплитуда — 35 м, размер 2,8×1,7 км, площадь структуры 5132,34 тыс. м². По кровле ассельско-сакмарских отложений структура оконтурена изогипсой -2280 м, площадь составляет 2729 тыс. м², амплитуда — 22 м.

Структура **Северо-Лыдушорская** выделяется по горизонтам IV (S₁), IIlev-IV (D₃ev-IV). По отражающему горизонту IV структура имеет северо-западное простирание, замкнута изогипсой -3460 м, амплитуда составляет 12 м, площадь — 1962,81 тыс. м². По евлано-ливенскому горизонту структура сохраняет простирание, предельно замкнутая изогипса — 120 м, площадь структуры — 838,8 тыс. м², амплитуда — 12 м.

Определение подсчетных параметров перспективных структур

Площадь нефтеносности определялась на структурных картах по кровле пластов, на которых выделены структуры.

Нефтенасыщенные толщины. При оценке ресурсов рассматриваемых структур заполняемость ловушки принята равной 70 % ее амплитуды, средняя эффективная нефтенасыщенная толщина — 30 % заполненной части структуры.

Коэффициенты пористости, нефтенасыщенности, подсчетные параметры свойств нефти при настоящей оценке ресурсов взяты по аналогии с одновозрастными залежами близрасположенных месторождений.

По результатам выполненных работ планируется бурение поисковых скважин 10 ВЛ, Западно-Мусюршорские-15, 12 ЗШС, 14Я в соответствии с Производственной программой на 2013-2017 гг. Поисковая скв. 10 ВЛ: местоположение — в 8 км восточнее Лыдушорского месторождения; проектная глубина — 4100 м; проектный горизонт — фундамент; потенциально продуктивные горизонты — пермокарбон, верхний девон, силур.

Бурение поисковой скв. Западно-Мусюршорская-15 проектной глубиной 3200 м со вскрытием карбонатов задонско-елецкой фазы рифообразования запроектировано на полную мощность. Заложение скв. Западно-Мусюршорская-15 планируется в 5 км к северо-западу от ДНС — Мусюршор, в сводовой части локального купола Северо-Мусюршорской рифогенной структуры по материалам МОГТ 3Д за 2008 г., проведенных ОАО «Нарьян-Марсейсморазведка» по заказу ООО «Компания Полярное Сияние». По материалам обработки и интерпретации полевых работ одиночная биогермная постройка Северо-Мусюршорской барьер-

ной зоны рифообразования расположена в северо-западной части Лыдушор-Шорсандивейского лицензионного участка недр, граничащего с территорией недропользования ООО «Компания Полярное Сияние». Сейсмозондирование в пределах участка недр выполнено с высокой кратностью и подтверждаемостью структуры — 1. Приграничная зона исследована с меньшей кратностью, следовательно, закартирована менее уверенно. Однако интерполяция структурных построений, общий седиментационный анализ условий осадконакопления, прослеживаемость зон рифообразования и сопоставление разрезов пробуренных поисковых скважин Мусюршор-50, 60 с высокой долей уверенности позволяют предположить наличие в северо-западной части Лыдушор-Шорсандивейского сводного лицензионного участка рифогенной структуры, перспективной в отношении нефтеносности не только по рифогенным верхнедевонским, но и пермокаменноугольным карбонатам.

Выводы

По состоянию изученности исследуемой территории на основе геологических, геофизических и промысловых работ выполнена оперативная оценка запасов пластов C_{1v} и C_{1s} Мусюршорского месторождения и пласта C_{1tl} Лыдушорского месторождения. Осуществлена оперативная оценка ресурсов пластов структур Южно-Янашорская, Южно-Сандивейская III, Янашорская, Западно-Шорсандивейские 1, 2, 3, Северо-Лыдушорская, Шорсандивейские 1, 2, 3, Сандивейская III.

Доказано существование нескольких залежей в пределах одного нефтегазового комплекса для двух месторождений.

Литература

1. Прищепа О.М. Новые представления о тектоническом и нефтегазогеологическом районировании Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции / О.М.Прищепа, В.И.Богацкий, В.Н.Макаревич и др. // Нефтегазовая геология. Теория и практика. — 2011. — № 4. — Т. 6. — Режим доступа: www.ngtp.ru/rub/4/40_2011.pdf.

2. Дьяконова Т.Ф. Влияние фациальных условий осадконакопления на формирование ФЕС карбонатных коллекторов Мусюршорского месторождения / Т.Ф. Дьяконова, Т.Г. Исакова, Е.В. Гаврилова // Геофизика. — 2007. — № 4.

OIL AND GAS PROSPECTS AND HYDROCARBON PRODUCTION POTENTIAL OF THE NORTHERN PART OF SANDIVEY HIGH OF THE KHOREYVER DEPRESSION OF TIMANO-PECHORA PLATE

Eremin N.A., Zinovkina T.S. (FGBUN Oil and Gas Research Institute RAS), Sokolova T.F. (Gubkin Russian State University of Oil and Gas)

The exploration results analysis allowed to prove new oil deposits located within the limits of oil and gas complexes with already confirmed oil-bearing capacity in the investigated area. 11 oil promising anticline structures were revealed.

According to geological, geophysical and petroleum operations data reserves and resources of the revealed deposits and structures were assessed. Drilling of the prospecting boreholes is planned based on the results of the investigation.

Key words: Sandivey high; oil and gas bearing capacity; Domanik-Paleozoic oil system; resources assessment.

3. Еремин Н.А. Палеогеография и нефтегазоносность триасовых отложений шельфа Печорского и Баренцева морей / Н.А. Еремин, В.А. Григорьева, Л.Н. Назарова // Геология нефти и газа. — 1998. — № 9.

4. Еремин Н.А. Особенности геологического строения и разработки месторождений нефти и газа в карбонатных отложениях шельфа Печорского моря / Н.А. Еремин, В.В. Григорьева, В.В. Сурина, Л.Н. Назарова // Геология нефти и газа. — 2000. — № 3.

5. Зиновкина Т.С. Проблемы возникновения погрешностей определения значений открытой пористости пласта D_{3fm} месторождения центральной части Хорейверской впадины Тимано-Печорского НГБ / Т.С. Зиновкина // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2012. — № 9.

© Н.А.Еремин, Т.С.Зиновкина, Т.Ф.Соколова, 2015

Николай Александрович Еремин,
заведующий лабораторией, доктор технических наук,
ermn@mail.ru;

Татьяна Сергеевна Зиновкина,
младший научный сотрудник,
zints@mail.ru;

Татьяна Федоровна Соколова,
кандидат геолого-минералогических наук,
tfsokolova2013@yandex.ru.