



УДК 553.98

ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ ПАО «НК «РОСНЕФТЬ». РЕЗУЛЬТАТЫ, ДОСТИЖЕНИЯ, ПЛАНЫ

А.Н.Лазеев (ПАО «НК «Роснефть»), **А.В.Гайдук** (ООО «РН-Эксплорейшн»), **Э.Н.Гнутова** (ПАО «НК «Роснефть»), **Ю.И.Никитин** (ООО ТНЦ), **В.Г.Попов** (ООО «РН-УфаНИПИнефть»), **Т.М.Стрельцов** (ПАО «НК «Роснефть»), **А.Н.Фищенко** (ООО ТНЦ), **Е.А.Хайруллина** (ПАО «НК «Роснефть»)

В статье изложены объемные показатели геолого-разведочных работ ПАО «НК «Роснефть» за 2015 г., а также наиболее интересные и важные результаты поисково-разведочных и научно-исследовательских работ, достигнутые специалистами Компании за последние годы при изучении территории ее лицензионных участков в РФ.

Ключевые слова: ресурсная база; эксплуатационное бурение; категория C_1 .

По итогам 2015 г. ПАО «НК «Роснефть» подтвердила свои лидирующие позиции в мире по объему ресурсной базы и эффективности ведения геолого-разведочных работ. Компания проводила геолого-разведочные работы во всех основных нефтегазоносных провинциях Российской Федерации, включая шельф морей и океанов (рис. 1).

В активе НК «Роснефть» имеется более 800 лицензий на территории Российской Федерации, в том числе 55 – на шельфе. Извлекаемые запасы нефти и конденсата Компании по категориям $A + B + C_1 + C_2$ составляют 11,5 млрд т, в том числе по категории C_2 – 3,7 млрд т, газа – 7,5 трлн m^3 , в том числе по категории C_2 – 2,8 трлн m^3 . Объем локализованных ресурсов по категориям D_0 и D_L открывает широкие возможности для проведения поисковых работ как на суше (28 млрд т усл. топлива), так и на шельфе (41,7 млрд т усл. топлива).

За 2015 г. замещение запасов, с учетом текущей добычи, составило 429 млн т усл. топлива, восполнение добычи – 168 %. Основной прирост запасов был получен за счет программы геолого-разведочных работ и составил 276 млн т усл. топлива по категории C_1 и 271 млн т усл. топлива по категории C_2 .

В рамках реализации программы геолого-разведочных работ на суше Российской Федерации было выполнено 2,2 тыс. км сейсмических работ 2D, 7,3 тыс. km^2 – 3D. Испытанием закончено 58 поисково-разведочных скважин с успешностью 84 %. В результате реализации программы было открыто 7 месторождений и 117 залежей с суммарными запасами категорий $A + B + C_1 + C_2$ 232 млн т усл. топлива. Основной объем работ проводился на лицензионных участках в Западной и Восточной Сибири.

На шельфе Российской Федерации в рамках действующих лицензий Компания выполняет беспрецедент-

ные объемы геолого-разведочных работ с превышением по ряду лицензионных участков лицензионных обязательств. Выполненный объем работ в 2015 г. – более 20 тыс. км сейсморазведочных работ 2D на арктическом шельфе и более 1 тыс. km^2 сейсморазведки 3D в акваториях Печорского и Охотского морей. Кроме того, из года в год Компания продолжает проведение научно-исследовательских работ. Так, в 2015 г. была организована и проведена арктическая геологическая экспедиция на архипелагах Новая Земля и Земля Франца-Иосифа (Баренцевом море) и были продолжены масштабные работы по региональному геологическому изучению всего шельфа Российской Федерации.

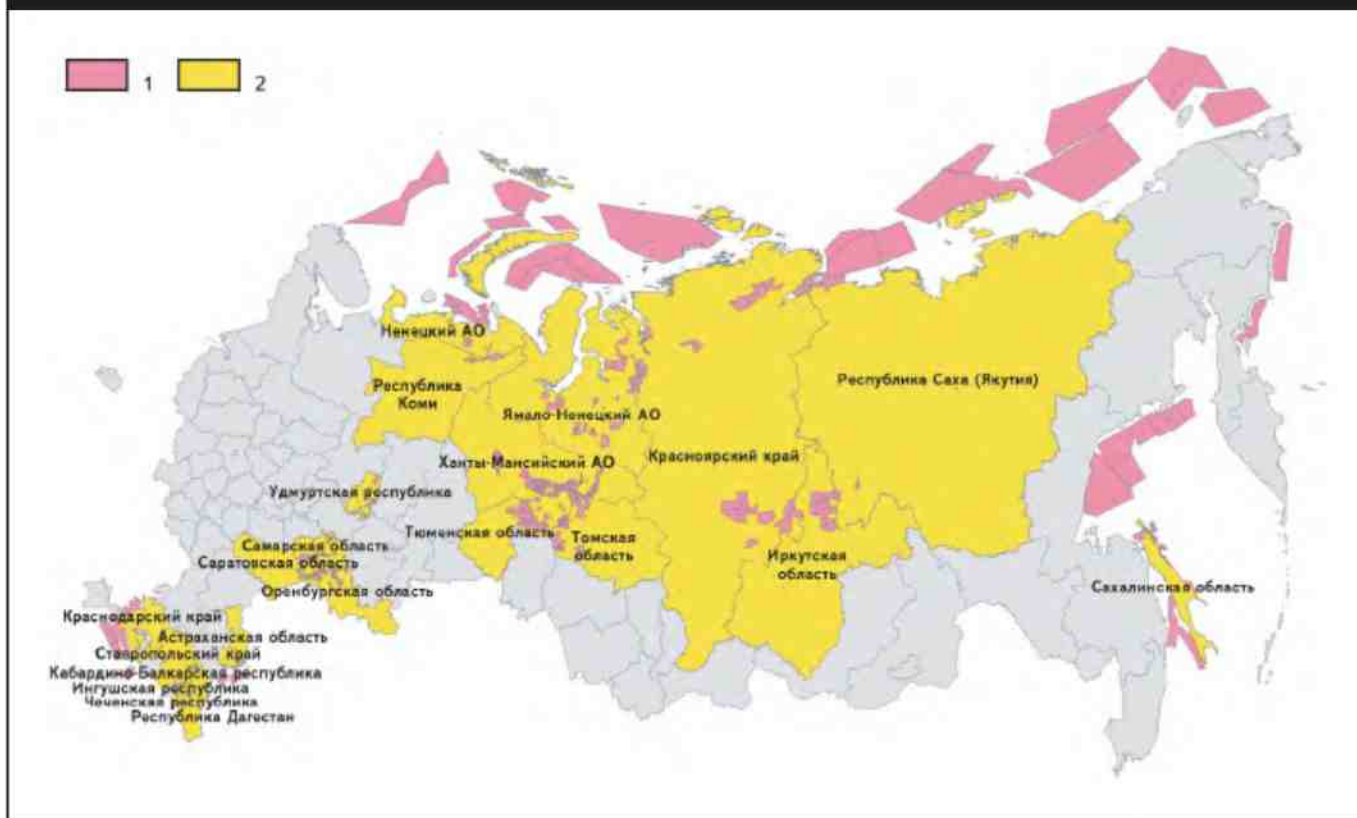
За 2015 г. дочерние общества ПАО «НК «Роснефть» продолжили приобретение лицензионных участков недр, в том числе в новых нефтегазоносных регионах: на востоке Енисей-Хатангского прогиба, в Северо-Алданской нефтегазоносной области, Хатангском заливе моря Лаптевых. Запасы приобретенных лицензий по категориям C_1 и C_2 составили 26 млн т усл. топлива, а ресурсы – свыше 1300 млн т усл. топлива.

Сочетание значительных объемов геолого-разведочных работ и достигнутая высокая успешность поисково-разведочного бурения требует глубокой проработки геологических материалов и использование современных методов их интерпретации. Рассмотрим процесс реализации указанных подходов на примере следующих результатов геолого-разведочных работ.

Подтверждение нефтегазоносности верхнефранских рифов в Оренбургской области

В регионах многолетней нефтедобычи геолого-разведочные работы направлены на обеспечение либо стабилизации, либо снижения темпов падения добычи.

Рис. 1. РЕГИОНЫ ПРИСУТСТВИЯ (1) И ЛИЦЕНЗИОННЫЕ УЧАСТКИ (2) ПАО «НК «РОСНЕФТЬ»

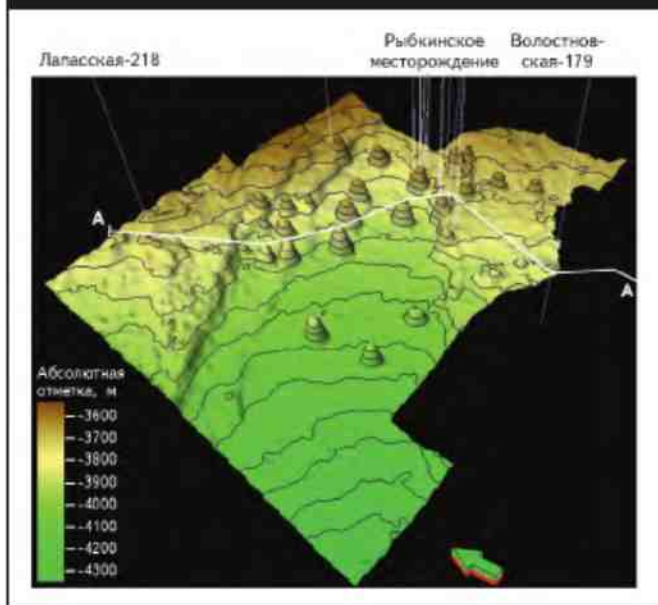


Для этого выполняются как традиционные виды работ (поиск пропущенных залежей в разрезах пробуренных

скважин, переводы на вышележащие горизонты и углубление скважин, зарезки боковых стволов), так и поиск объектов нового типа. Одно из таких направлений для юга Оренбургской области, связанное с верхнефранскими одиночными рифами, было обосновано в Тюменском нефтяном научном центре [1]. В 2012-2016 гг. в предполагаемой рифогенной зоне нефтенакпления, на Волостновском и Землянском лицензионных участках, проведена сейсморазведка 3D в объеме 1408 км². Было обнаружено более 30 рифов с площадью отдельных построек 0,7-1,7 км² и высотой 150-200 м (рис. 2, 3). Суммарный потенциал зоны оценен в 30 млн т.

Начатое в 2015 г. поисковое бурение на Волостновском участке подтвердило сделанные прогнозы. Две скважины, законченные бурением, прошли нефтенасыщенные рифы, из которых при испытании в колонне получены притоки нефти с начальными дебитами 150-200 т/сут. Нефтяные залежи обнаружены также в надрифовых структурах – в турнейских и бобриковских отложениях. В разрезе скв. Волостновская-50 (см. рис. 3) мощность рифа достигает 220 м. Нефтяная залежь высотой 100 м пройдена со сплошным отбором керна. Весь керн, представленный известняками и доломитами, насыщен легкой нефтью; около 60 м приходится на трещинные коллекторы.

Рис. 2. ТРЕХМЕРНОЕ ИЗОБРАЖЕНИЕ УСЛОВНО ОТРАЖАЮЩЕГО ГОРИЗОНТА D_{nr} НА ВОЛОСТНОВСКОЙ ПЛОЩАДИ



Продолжение региональных научно-исследовательских работ в 2014-2016 гг. показало, что перспективы открытия новых нефтяных месторождений, контролируемых верхнефранскими одиночными рифами, связаны не только с югом Оренбургской области (Рубежинский прогиб), но и с ее северными (Южно-Татарский свод) и восточными (Восточно-Оренбургское сводовое поднятие) районами.

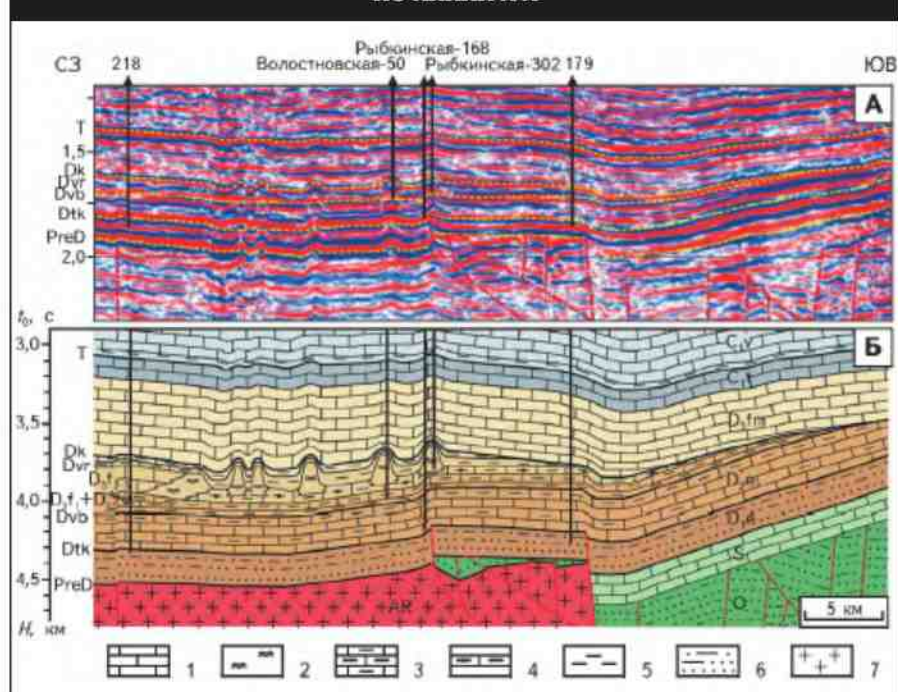
Изменение концепции геологического строения коллекторов на лицензионных участках в Восточной Сибири

В Иркутской области основной поисково-разведочный потенциал Компании связан с 9 лицензионными участками общей площадью более 30 тыс. км². На участках открыт ряд месторождений с суммарными запасами категорий С₁ и С₂ более 470 млн т, из которых на категорию С₁ приходится только 32 млн т. Значительная часть запасов категории С₂ относится к трудноизвлекаемым, в связи с чем здесь главной задачей поисково-разведочных работ является поиск коллекторов хорошего качества.

При вхождении в проект в 2006 г. использовавшаяся концепция геологического строения предполагала широкое развитие в целевой части венд-раннекембрийского осадочного чехла структурно-тектонических ловушек и выдержанные фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) карбонатных коллекторов по всей территории лицензионных участков. Промышленные притоки УВ ожидалось при испытании скважин после соляно-кислотной обработки. Однако в результате работ 2008-2009 гг. все запасы открытых залежей УВ были отнесены к трудноизвлекаемым в связи с крайне низкими ФЕС коллекторов и стартовыми дебитами (первые кубометры и десятки кубометров в сутки после соляно-кислотной обработки).

В 2011 г. на Даниловском участке была пробурена скважина, оказавшаяся высокодебитной, что доказало наличие в регионе карбонатных коллекторов с высокими ФЕС: K_n – до 24 %, K_{np} – до 10^{-12} мкм² [2]. На основании этих результатов и пересмотра всей геолого-геофизической информации была изменена концепция строения карбонатных резервуаров. Согласно новой концепции, области распространения коллекторов с улучшенными ФЕС приурочены к карбонатным телам

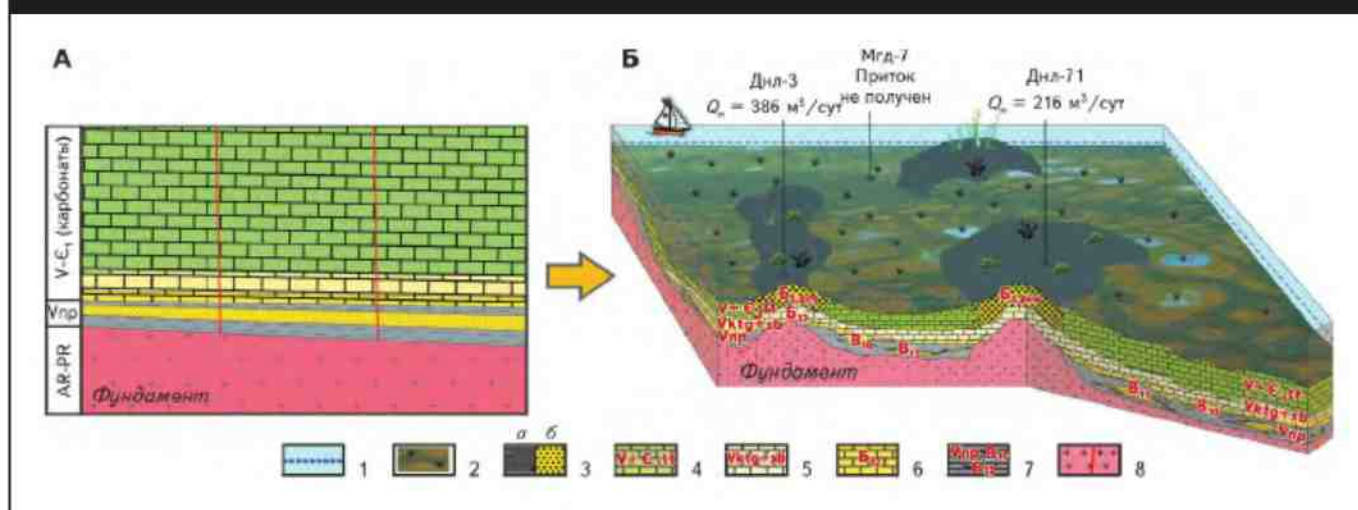
Рис. 3. СЕЙСМИЧЕСКИЙ (А) И ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ (Б) РАЗРЕЗЫ ПО ЛИНИИ А-А



1 – мелководно-шельфовые чистые карбонаты; 2 – рифы; 3 – глинистые карбонаты; 4 – глубоководные доманиковые отложения; 5 – аргиллиты; 6 – алевролиты, песчаники; 7 – породы кристаллического фундамента; отражающие горизонты: Т – кровля турнейского яруса, Dk – подошва среднефаменского подъяруса, Dvr – кровля воронежского горизонта, Dvb – граница в воробьевском горизонте, Dtk – кровля такатинского горизонта, PreD – додевонская поверхность; линию профиля см. на рис. 2

над выступами кристаллического фундамента (рис. 4). Справедливость данного подхода была доказана бурением еще двух высокопродуктивных скважин. Прогноз новых перспективных объектов потребовал проведение масштабных широкоазимутальных высокоточных сейсморазведочных работ 3D. Интерпретация полученных материалов с использованием наукоемких методик и технологий позволила уточнить принципиальную геологическую модель строения осадочного чехла. Как следствие, Компания добилась повышения успешности поисково-разведочного бурения в регионе до 80 %. Открытое Северо-Даниловское месторождение с высокопродуктивными пластами было введено в опытно-промышленную эксплуатацию с устойчивыми дебитами более 300 м³/сут. Все скважины, пробуренные согласно новой концепции, оказались высокопродуктивными. На данный момент новое подтверждение концепции было получено на Верхнеичерском участке. В результате испытания поисковой скв. 3 открыто месторождение, при этом по пласту Б-5 (нижний усть-кутский) показатель продуктивности составил 10 м³/сут/МПа, что является рекордом в регионе для данного пласта.

Рис. 4. ИЗМЕНЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ КОНЦЕПЦИИ СТРОЕНИЯ ВЕНД-КЕМБРИЙСКОГО РАЗРЕЗА ДО 2010 г. (А) И В НАСТОЯЩЕЕ ВРЕМЯ (Б)



1 – уровень моря, базис волновой деятельности; 2 – морское дно; 3 – отмельные острова (намывные бары), преимущественно состоящие из обломков микрофитолитовых доломитов (а) и реликтов микрофитолитов (б); доломиты: 4 – микритовые, разнокристаллические, иногда строматолитовые тэтэрской свиты, 5 – светло-серые глинистые и ангидритистые с прослоями аргиллитов катангской и собинской свит, 6 – кристаллические иногда зернистые преобразованного горизонта; 7 – аргиллиты и алевролиты с песчаными пластами V_{10+13} негской свиты; 8 – породы фундамента, разрывные нарушения

В 2016 г., в рамках дальнейшего уточнения геологической модели, были изучены бурением объекты нового типа, которые оказались связанными с наличием коллекторов с высокими ФЕС. Это биогенные постройки с увеличенными общими и эффективными толщинами, развитие которых связывается с изменением палеогеографических условий в раннекембрийское время и, как следствие, формированием карбонатной платформы и отдельно стоящих биогенных построек [3]. Помимо подтвержденных бурением геологических концепций, в данный момент разработаны методики поиска потенциально высокопродуктивных залежей УВ и в других целевых горизонтах, в том числе терригенных, что открывает дополнительные перспективы при освоении лицензионных участков Компании в Иркутской области.

Таким образом, пересмотрев существовавшую концепцию строения региона и методики поиска залежей УВ, Компании удалось значительно повысить успешность бурения, открыть Северо-Даниловское месторождение и за 4 года разведки перевести его в разряд крупного. За последние 3 года сейсморазведкой выявлены десятки перспективных объектов, ресурсный потенциал которых составляет свыше 200 млн т нефти.

Подтверждение перспектив нефтеносности северо-востока Тимано-Печорской провинции

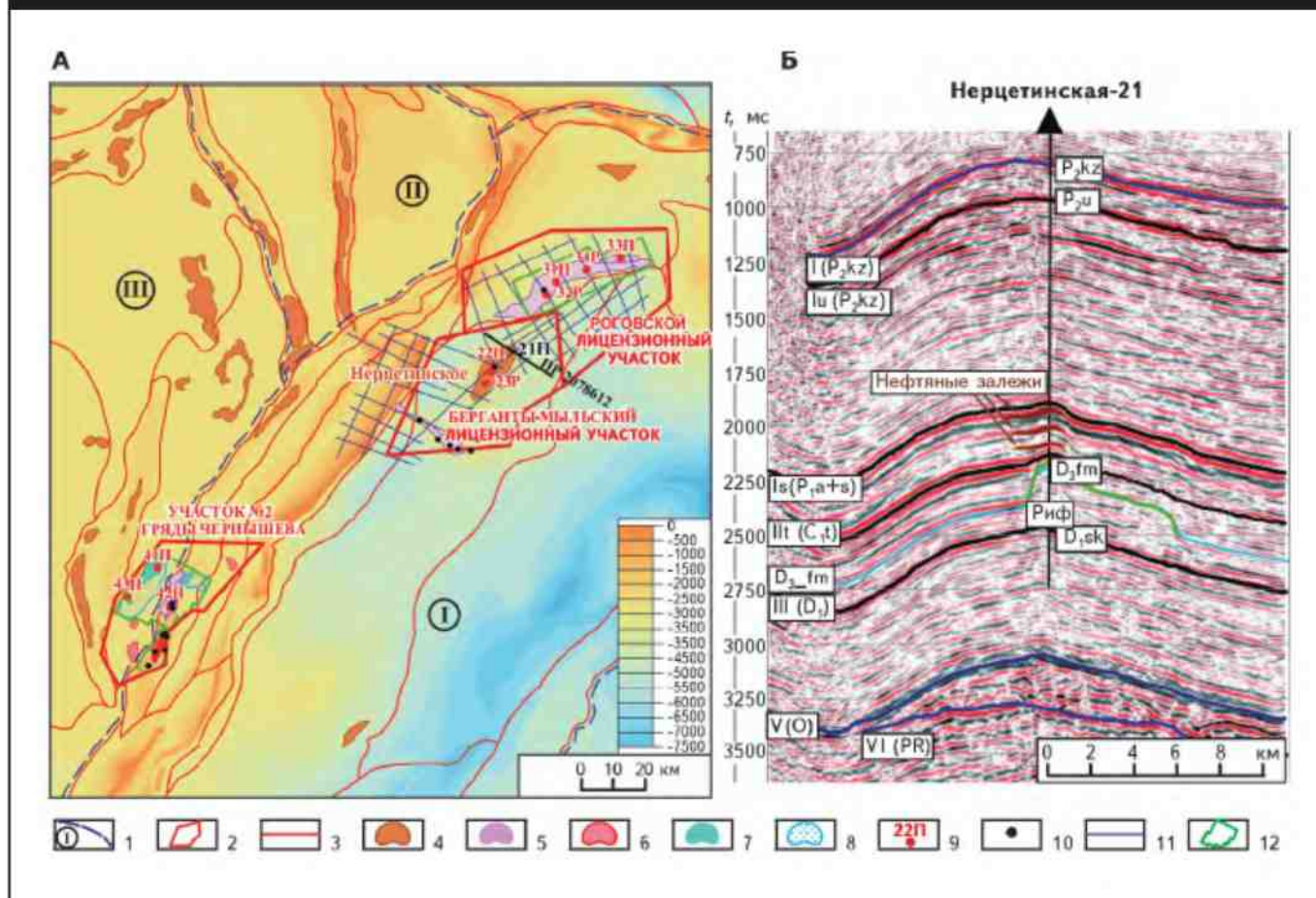
В Северо-Предуральской нефтегазоносной области расположены три лицензионных участка Компании

(рис. 5). Достигнутые ранее в этой части области результаты поисковых работ были весьма скромными – открыты мелкие Усино-Кушшорское нефтяное и Романьельское газовое месторождения. На территории участков пробурены 14 неуспешных скважин. Участки имеют сложное геологическое строение, связанное с развитием как классических надвигов (со стороны Урала), так и встречных (с запада на восток). Для принятия решения о постановке здесь буровых работ требовалось серьезное геологическое обоснование.

По результатам интерпретации материалов проведенной сейсморазведки был выявлен и подготовлен к бурению ряд объектов структурного и структурно-тектонического типов, а также рифовой природы. По результатам их ранжирования для бурения первой поисковой скважины была выбрана Нерцетинская структура. Ее нефтеносность связывалась не только с антиклинальными ловушками в каменноугольно-силурийском интервале разреза, но и с крупной карбонатной постройкой, вероятно, рифового генезиса, в отложениях верхнего девона.

Сква Нерцетинская-21 пробурена в 2015 г. в северо-восточной части структуры на глубину 5300 м (см. рис. 5). Промышленная нефтеносность рифогенных образований не подтверждена – из кровли получен непромышленный приток нефти дебитом $0,14 \text{ м}^3/\text{сут}$. Для обнаружения в рифовом массиве зон улучшенных коллекторов необходимы специальные исследования. Промышленная нефтеносность была установлена в перекрывающих рифовый комплекс карбонатных отложениях московско-башкирского, серпуховского и визейского

Рис. 5. ЛИЦЕНЗИОННЫЕ УЧАСТКИ ПАО «НК «РОСНЕФТЬ» В ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ



А – обзорная карта района работ, Б – временной разрез по профилю 2078612; границы: 1 – нефтегазоносных областей (I – Северо-Предуральская, II – Варандей-Алзьевинская, III – Хорейверская), 2 – лицензионных участков ПАО «НК «Роснефть», 3 – тектонических элементов; 4 – месторождения УВ; ловушки: 5 – структурно-тектонические, 6 – структурные, 7 – рифогенные; 8 – зоны распространения девонских рифов; скважины: 9 – планируемые, 10 – пробуренные; 11 – профили 2D 2009-2010 гг.; 12 – съемка 3D

ярусов. Из них получены фонтанирующие притоки газо-нефтяной смеси дебитом от 7,2 до 14,4 м³/сут. Согласно оперативному подсчету запасов, месторождение содержит более 17 млн т извлекаемых запасов легкой нефти, обладающей высокими товарными свойствами. Нерцетинское месторождение открыто в самой северо-восточной части Северо-Предуральской нефтегазоносной области. Еще одним важным результатом бурения стало существенное расширение этажа нефтеносности за счет отложений михайловского (окский надгоризонт) и серпуховского горизонтов.

Таким образом, проведенные геолого-разведочные работы подтвердили перспективы нефтегазоносности Северо-Предуральской нефтегазоносной области. На сегодня здесь подготовлен к бурению ряд объектов с ресурсным потенциалом около 25 млн т. Поисковый этап продолжается.

Разработка методик изучения, оценки и освоения нетрадиционных или трудноизвлекаемых ресурсов УВ

Коллекторы с нетрадиционными запасами УВ на территории лицензионных участков ПАО «НК «Роснефть» развиты достаточно широко и содержат около 6 % разведанных запасов нефти. Значительная их часть приурочена к отложениям хадумской, майкопской, доманиковой, баженовской, дагинской свит. Площади их развития включают территорию многих лицензионных участков Компании со зрелой нефтедобычей. В связи с этим, в случае нахождения эффективных методов извлечения УВ из этих коллекторов, разработка содержащихся в них залежей может выполняться с использованием уже имеющейся инфраструктуры, а также пробуренных на другие объекты скважин, что и

определяет практический интерес к рассматриваемым отложениям.

Несмотря на многолетнюю историю изучения, многие характеристики этих пород, позволяющие обоснованно планировать поиск, разведку и эксплуатацию заключенных в них залежей УВ, остаются невыясненными. По результатам анализа накопленной геолого-геофизической информации к проблемным вопросам изучения нетрадиционных коллекторов отнесены:

- отсутствие необходимых для изучения данного типа отложений комплексов лабораторных исследований и методик их проведения;
- низкая степень корреляции результатов лабораторных исследований и ГИС;
- несовершенство методик локализации запасов;
- отсутствие качественных гидродинамических исследований скважин;
- отсутствие методик расчета добычи.

Для решения указанных проблем были инициированы целевые инновационные проекты, направленные на разработку и апробацию новых методов обработки и интерпретации сейсмических данных, геофизических исследований скважин, первичного и вторичного вскрытия коллекторов, отбора керна, лабораторных исследований. В рамках проектов переобработаны и переинтерпретированы большие объемы сейсмических данных, выполнен современный комплекс геофизических и гидродинамических исследований скважин, лабораторные исследования по оригинальным запатентованным ПАО «НК «Роснефть» методикам. Новые качественные геолого-геофизические данные позволили приступить к разработке и реализации методик оценки нетрадиционных или трудноизвлекаемых ресурсов УВ на региональном, зональном и локальном уровнях и освоения открытых залежей.

В настоящее время часть проектов регионального уровня реализована в содружестве с партнерами Компании. Важнейшие результаты этих работ следующие:

- подтвержден высокий нефтяной потенциал нетрадиционных коллекторов, который оценивается в целом по ПАО «НК «Роснефть» в 8-9 млрд т, из которых 4-5 млрд т приходится на баженовскую свиту, 2-3 млрд т — доманик, 1 млрд т — хадумские отложения;
- установлен значительный потенциал газа в коллекторах нетрадиционного типа на территории Западной Сибири. Это пласты группы Т газсалинской свиты туронского возраста (около 1 трлн м³) и пласты К березовской свиты сенонского возраста (около 2-3 трлн м³);
- определены наиболее перспективные зоны для каждого типа нетрадиционных коллекторов.

Определение наиболее перспективных зон с наибольшей плотностью ресурсов УВ в нетрадиционных коллекторах позволило перейти к зональному уровню прогноза их нефтегазоносности и планированию добычи. В част-

ности, такие работы были выполнены КНИПИ Компании для отложений баженовской свиты на территории, включающей Салымское месторождение. Установлено, что продуктивность баженовской свиты зависит от:

- 1 — литологии баженовской свиты и качества выше- и нижезалегающих покрышек;
- 2 — степени преобразованности ОВ под действием температуры;
- 3 — значения пластового давления как функции объема генерации УВ из керогена вмещающих пород в замкнутом пространстве;
- 4 — геомеханических свойств (микротрещиноватость, кавернозность, макротрещиноватость).

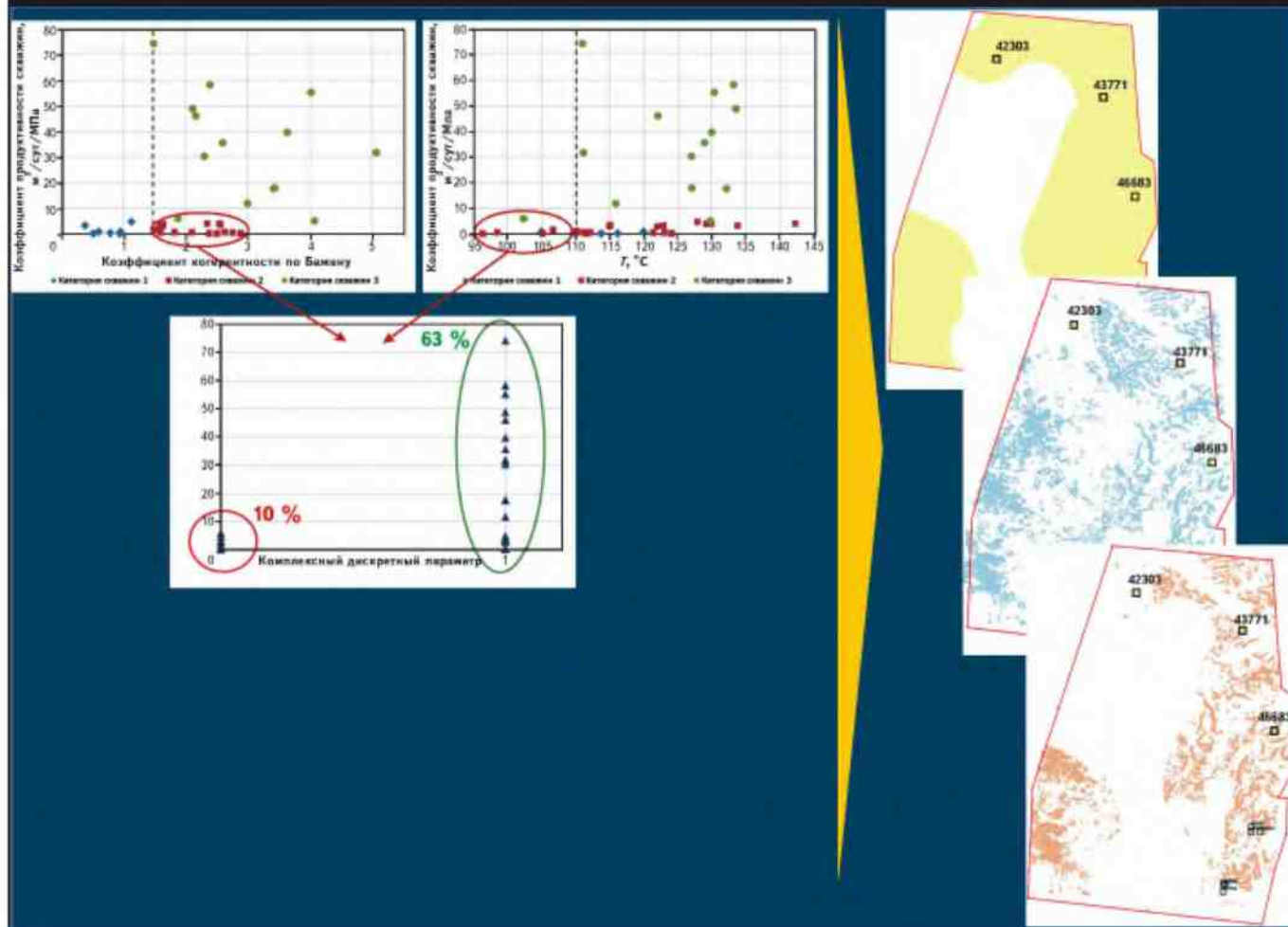
При этом первые три перечисленные показателя могут изучаться только дискретно, по наблюдениям в скважинах, четвертый находит отражение в сейсмическом поле и определяется на неизученных скважинами территориях. Анализ материалов синхронной инверсии сейсмических наблюдений 3D позволил установить следующие взаимосвязи индекса когерентности со значениями продуктивности:

- на основе разделения скважин по уровню продуктивности можно оценить критическое значение индекса когерентности, ниже которого продуктивность скважин близка к нулю;
- вероятность получения коэффициента продуктивности выше порогового уровня (4,5 м³/сут/МПа) для скважины, попадающей в зону с индексом когерентности выше критического значения (1,48), равна 56 %;
- вероятность получения коэффициента продуктивности выше порогового уровня (4,5 м³/сут/МПа) для скважины, попадающей в зону с индексом когерентности ниже критического значения (1,48), равна 12 %.

Установлено, что качество зонального прогноза по сейсморазведке значительно повышается при учете других факторов. Так, оценка взаимосвязи значений индекса когерентности, пластовых температур и давлений показывает, что эти показатели могут являться дополнительным критерием прогноза дебита скважин, однако дают менее уверенный результат — 37 и 17 % соответственно. Создание многомерных зависимостей между данными сейсморазведки и физическими полями, связанными с температурой и давлением, значительно повышает точность прогноза распределения продуктивности в залежах. Вероятность получения высокого дебита в зонах со значением комплексного параметра, равным 1, возрастает до 63 % (рис. 6).

Полученный положительный результат зонального прогноза позволяет перейти на локальный уровень прогноза локализации запасов и определения их качества. На основании карт синхронной инверсии сейсмических наблюдений 3D, выявленных многомерных зависимостей проводится корректировка длины и направления горизонтальных стволов эксплуатационных скважин на

Рис. 6. ПРИМЕР ПРОГНОЗА ОЦЕНКИ И ЛОКАЛИЗАЦИИ НЕТРАДИЦИОННЫХ РЕСУРСОВ УВ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ САЛЫМСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА ЗОНАЛЬНОМ УРОВНЕ



участках опытно-промышленной эксплуатации, корректируется положение поисково-разведочных скважин. Реализуемый в ПАО «НК «Роснефть» подход зонального и локального прогноза продуктивности коллекторов баженовской свиты в настоящее время тиражируется на другие аналогичные резервуары. Доказанная в рамках региональных построений общность геологических условий их образования предполагает, что установленные многомерные зависимости между данными сейсморазведки и физическими полями являются универсальными для зонального и локального прогнозов в отложениях хадумской, майкопской, доманиковой свит.

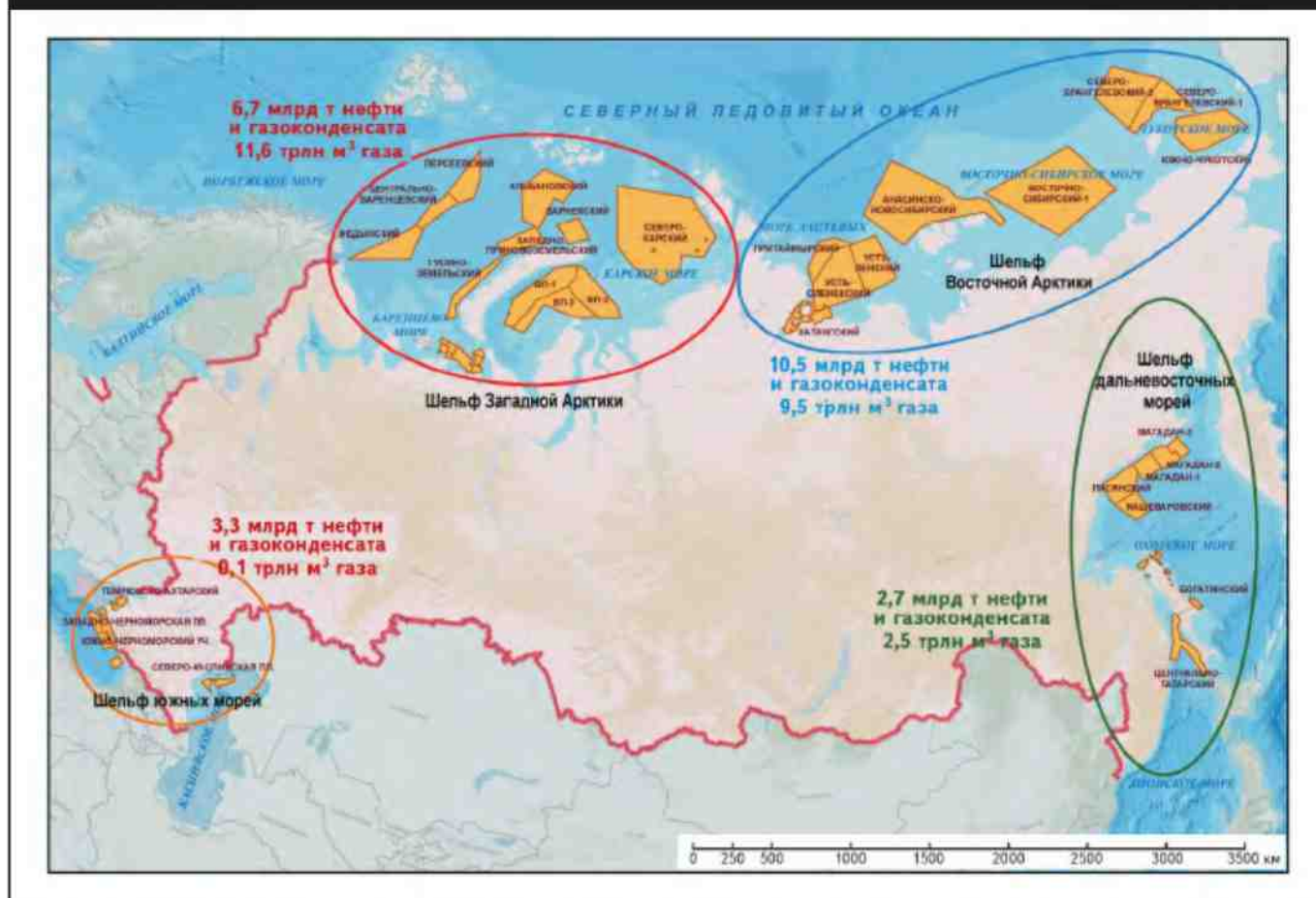
Создание современных достоверных моделей строения осадочных бассейнов в акваториях Российской Федерации

Для обеспечения стабильно высокого профиля добычи УВ в долгосрочной перспективе Компания выпол-

няет значительные объемы геолого-разведочных работ на шельфе Российской Федерации. За последние 5 лет здесь «портфель» активов Компании был существенно расширен за счет приобретения участков на арктическом шельфе, шельфе южных морей и морей Дальнего Востока. По состоянию на 01.08.2016 г. ПАО «НК «Роснефть» является крупнейшим недропользователем на российском шельфе и ведет операционную деятельность на 55 лицензионных участках общей площадью 1,4 млн км² в акватории 11 морей (рис. 7). Суммарные извлекаемые ресурсы по участкам составляют 42,8 млрд т усл. топлива.

Текущая оценка ресурсной базы осадочных бассейнов шельфа будет уточняться по мере повышения степени их изученности. Уже установленные особенности строения и истории развития некоторых бассейнов предполагают возможность открытия крупных и уникальных месторождений УВ и в долгосрочной перспективе создание новых региональных кластеров нефтегазодобычи.

Рис. 7. ОБЗОРНАЯ КАРТА ЛИЦЕНЗИОННЫХ УЧАСТКОВ ПАО «НК «РОСНЕФТЬ» НА ШЕЛЬФЕ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ



Наиболее важным результатом геолого-разведочных работ на шельфе последних лет является открытие в сентябре 2014 г. газонефтяного месторождения Победа в Карском море, что было бы невозможно без целенаправленных региональных исследований*.

Проводимые Компанией региональные исследования построены на комплексном анализе геолого-геофизических и геохимических данных с применением самых современных лабораторно-аналитических методик, включая технологии бассейнового моделирования, а также с использованием данных, полученных по результатам проведения полевых геологических работ на ключевых участках суши. Результаты региональных ра-

бот используются при планировании поисковых работ. С 2012 г. по 2015 г. Компанией проведен большой объем комплексных геолого-геофизических исследований (таблица).

На основании результатов выполненного комплекса работ и геолого-разведочных работ, проведенных ранее, было:

- выбрано 50 первоочередных структур для поисково-оценочного бурения с суммарным ресурсным потенциалом ~14,9 млрд т усл. топлива (из них около 14 структур подготовлены к бурению по данным сейсморазведки 3D). В 2012-2015 гг. из 50 подготовленных 3 структуры были разбурены, по 2 получен успешный результат;

* В 2010 г. в пределах арктического шельфа было проведено предлицензионное изучение акваторий. В качестве наиболее перспективного был определен район южной части Карского моря, территория которого была ранжирована по комплексу параметров (ресурсный потенциал, степень изученности, геологические риски, удаленность от берега, условия освоения). В дальнейшем для участков Восточно-Приновоземельские-1, 2, 3 было выполнено бассейновое моделирование и сделан прогноз УВ-насыщения. В результате бурения поисковой скв. Университетская-1 этот прогноз был подтвержден открытием месторождения Победа.

Объемы геолого-разведочных работ по основным видам работ за 2012-2015 гг.

	Исторические объемы*	Плотность изученности**	Итого за 2012-2015 гг.	Плотность изученности***	Первоочередные структуры для бурения
Южные моря					
Сейсморазведка 2D, км	9877		3815		
Сейсморазведка 3D, км ²	5686		8260		
Бурение, число скв.	4		2		
Электроразведка, км	2237	1 км/км ²	0	1,3 км/км ²	12
ИГИ, пл. (под бурение)	4	0,25 км ² /км ²	9	0,45 км ² /км ²	
Число геологических экспедиций	2		3		
Охотское море					
Сейсморазведка 2D, км	12488		16335		
Сейсморазведка 3D, км ²	4127		3523		
Бурение (развед.), число скв.	9	6 км/км ²	3	6 км/км ²	15
Электроразведка, км	714	0,15 км ² /км ²	1750	0,3 км ² /км ²	
ИГИ, пл. (под бурение)	13		3		
Западная Арктика					
Сейсморазведка 2D, км	0		39888		
Сейсморазведка 3D, км ²	0		15064		
Бурение, число скв.	0		1		
Аэрогеофизика, км	0	1,12 км/км ²	70000	1,3 км/км ²	19
ИГИ, пл. (под бурение)	0		12		
Число геологических экспедиций	0		3		
Восточная Арктика (включая Северо-Карский лицензионный участок)					
Сейсморазведка 2D, км	0		34 434		
Аэрогеофизика, км	0		155 006		
Число геологических экспедиций	0	0,12 км/км ²	4	0,16 км/км ²	4

* Выполненные компанией ПАО «НК «Роснефть».

** На момент получения лицензионного участка указана изученность прошлых лет.

*** По результатам работ 2012-2015 гг.

• исходя из текущей степени изученности, проведено разделение регионов на группы:

а – первая группа (Дальний Восток (Охотское море), Южный регион (Черное, Азовское, Каспийское моря, а также Западная Арктика (южная часть Карского моря, Баренцево море) – территории, где региональный этап изучения завершен и необходим переход к детализационным геолого-разведочным работам;

б – вторая группа (шельф Восточной Арктики, включая Северо-Карский бассейн) – территории, где необходимо продолжение региональных работ.

С учетом данных, полученных на текущий момент по выполненному комплексу работ, проводятся построение и актуализация геологических моделей как отдель-

ных лицензионных участков, так и осадочных бассейнов шельфа в целом (анализ геолого-геофизической информации, построение единой структурно-седиментационной модели, реконструкция истории развития, моделирование нефтегазовых систем, нефтегазогеологическое районирование, оценка ресурсов, выбор перспективных объектов и геологических рисков). Это, в свою очередь, позволяет на современном уровне обосновать дальнейшие первоочередные направления для планирования поисковых работ на шельфе.

Масштабное развитие региональных геолого-геофизических исследований является одним из условий успешного развития шельфовых проектов ПАО «НК «Роснефть».

JSC "NK "ROSNEFT" GEOLOGICAL EXPLORATION. RESULTS, ACCOMPLISHMENTS, PLANS

Lazeev A.N. (JSC "NK "Rosneft"), *Gaiduk A.V.* (LLC "RN-Exploration"), *Gnutova E.N.* (JSC "NK "Rosneft"), *Nikitin Iu.I.* (LLC Tyumen Petroleum Research Center), *Popov V.G.* (LLC "RN-UfaNIPIneft"), *Streltsov T.M.* (JSC "NK "Rosneft"), *Fitschenko A.N.* (LLC Tyumen Petroleum Research Center), *Khairullina E.A.* (JSC "NK "Rosneft")

The paper presents volumetric data of JSC "NK "Rosneft" geological exploration in 2015 and the most significant results of geological exploration and scientific research obtained by "NK "Rosneft" for the company's license areas in Russia during the recent years.

Key words: resource potential; exploitation drilling; C₁ category.

Заключение

Перед Компанией поставлена амбициозная задача – достичь в ближайшие годы объема добычи на уровне 300 млн т усл. топлива. Для ее решения требуются постоянное восполнение ресурсной базы и обеспечение эксплуатационного бурения новыми запасами категории C₁. В связи с этим в 2016 г. Компания наращивает активность геолого-разведочных работ. В частности, по отношению к 2015 г. объемы поисково-разведочного бурения на суше и сейсморазведочных работ 3D на шельфе будут увеличены почти на 30 %. Выполнение поставленных планов будет способствовать новым открытиям, дальнейшему росту ресурсной базы, улучшению структуры запасов и подготовки к освоению месторождений.

Литература

1. **Никитин Ю.И.** Новое направление геолого-разведочных работ в Оренбургской области / Ю.И.Никитин, С.В.Остапенко, В.Б.Щеглов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 11.

2. **Гайдук А.В.** Условия формирования и критерии прогноза зон улучшенных коллекторских свойств древних венд-кембрийских резервуаров (на примере Даниловского лицензионного участка (Восточная Сибирь)) / А.В.Гайдук, О.А.Альмендингер // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2013. – Вып. 30.

3. **Гайдук А.В.** Занимательные особенности геологического строения осадочного чехла Сибирской платформы на примере ЛУ ОАО «НК «Роснефть» в Иркутской области / А.В.Гайдук, А.В.Митюков, А.В.Филичек // Геомодель-2015. Россия, Геленджик, 7-10 сентября 2015 г. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.earthdoc.org/publication/publikationdetails/?publication=82641>.

© Коллектив авторов, 2016

Андрей Николаевич Лазеев,
вице-президент,
главный геолог,
кандидат экономических наук,
a_lazeev@rosneft.ru;

Андрей Викторович Гайдук,
главный геолог проекта,
a_gaiduk@rn-exp.rosneft.ru;

Элеонора Николаевна Гнутова,
главный специалист,
ENGnutova@rosneft.ru;

Юрий Иванович Никитин,
директор департамента ГРР,
кандидат геолого-минералогических наук,
yinikitin@rosneft.ru;

Виталий Григорьевич Попов,
директор департамента
региональной геологии и ГРР,
PopovVG@ufanipl.ru;

Тимофей Михайлович Стрельцов,
директор департамента,
t_streltsov@rosneft.ru;

Анжелика Николаевна Фищенко,
директор департамента ГРР,
anfischenko@rosneft.ru;

Елена Александровна Хайруллина,
заместитель директора департамента,
EAKhairullina@rosneft.ru.