



УДК 553.981.2

РЕЗУЛЬТАТЫ ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ ООО «ГАЗПРОМ ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА» НА ВОСТОЧНОМ ШЕЛЬФЕ о-ва САХАЛИН (ОХОТСКОЕ МОРЕ)

В.Н.Хоштария, А.А.Мартын, С.Е.Дмитриев, А.В.Кирпичников (ООО «Газпром геологоразведка»), **Ю.И.Пятницкий** (ПАО «Газпром»)

Рассмотрены основные особенности геологического строения и нефтегазоносности лицензионных участков ПАО «Газпром» на шельфе Охотского моря (проект Сахалин-3), описаны основные результаты геолого-разведочных работ, проведенных на этих участках ООО «Газпром геологоразведка». Авторы считают, что выполненными геолого-разведочными работами создан новый газоносный район на Дальнем Востоке Российской Федерации, который в ближайшей перспективе станет крупным центром добычи газа и газового конденсата ПАО «Газпром».

Ключевые слова: геологическое строение; нефтегазоносность; новый газоносный район.

В 2011 г. была организована компания ООО «Газпром геологоразведка», которая является оператором по организации и проведению геолого-разведочных работ на лицензионных участках ПАО «Газпром» на суше и континентальном шельфе Российской Федерации. В течение последних 4 лет на восточном шельфе о-ва Сахалин Охотского моря ООО «Газпром геологоразведка» в рамках проекта Сахалин-3 активно проводит поисково-оценочные и разведочные работы на трех лицензионных участках ПАО «Газпром»: Аяшском, Восточно-Одоптинском и Кириновском (перспективном) (рис. 1).

Проведение геолого-разведочных работ на Восточно-Сахалинском шельфе Охотского моря осложнено суровыми природно-климатическими условиями региона, которые включают:

мощный ледяной покров (с ноября-декабря по июнь-июль), толщина ледяного покрова в среднем достигает 0,8-1,1 м;

высокие ледовые нагрузки: экстремальные зафиксированные значения толщины льда в марте-апреле составляют около 3 м; расчетная толщина тороса — около 30 м;

экстремально низкие температуры (зимой до -40°C), соответственно в зимний период на акватории, не покрытой льдом, вероятно обледенение: наибольшее число дней с обледенением в декабре составляет 21 сут;

опасность штормовых условий с ноября по март, в период действия зимнего муссона: при прохождении глубоких циклонов скорость ветра может значительно возрасти, достигая штормовой (более 15 м/с), а иногда и ураганной (более 40 м/с) силы;

значительные скорости приливно-отливных течений: могут достигать до 100 см/с.

В пределах шельфа Охотского моря геолого-разведочные работы являются сезонными: длятся с июня

по ноябрь ежегодно и составляют не более 140 сут. В этих условиях ООО «Газпром геологоразведка» в летние сезоны навигации (2011-2015) выполнены следующие виды морских геолого-разведочных работ:

сейсморазведочные работы по методике 3D в объеме около 6 тыс. км²;

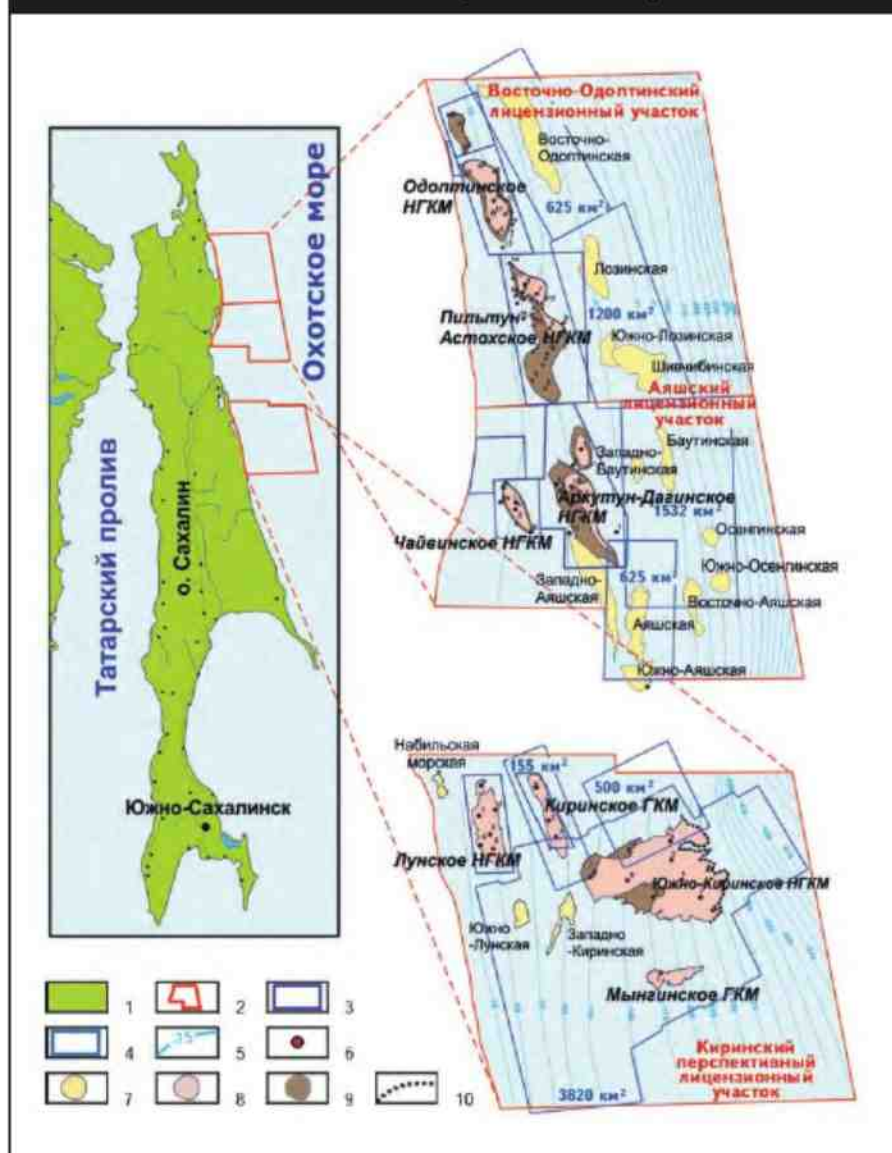
строительство 6 глубоких разведочных скважин общим объемом бурения 18 тыс. м; все скважины продуктивные, дали промышленные притоки газа и конденсата. Строительство скважин проводилось с полупогружных плавучих буровых установок;

для исключения аварийных ситуаций в пределах исследуемых площадей выполнены полевые инженерно-геологические изыскания с целью выбора оптимальных площадок под постановку полупогруженных плавучих буровых установок и участков, которые находятся в неблагоприятных зонах, где в придонных частях разрезов, до установки противовыбросового оборудования, прогнозируются залежи газа, газовые «карманы», интервалы разуплотненных пород и др.;

в природоохранных целях на каждом участке проведены: фоновая оценка состояния окружающей среды, популяций морских млекопитающих и определение охранных зон на континентальном шельфе Северо-Восточного Сахалина. Проведены работы по восполнению водных биологических ресурсов после бурения морских скважин. Выполнены и утверждены в Департаменте по недропользованию на континентальном шельфе и мировом океане (Моргео) программы мониторинга состояния окружающей среды и работы по эколого-рыбохозяйственному картированию.

Компанией осуществлялись научно-исследовательские работы по изучению геологического строения региона. Создан объединенный сейсмогеологический куб

Рис. 1. ЛИЦЕНЗИОННЫЕ УЧАСТКИ ПАО «ГАЗПРОМ» НА САХАЛИНСКОМ ШЕЛЬФЕ ОХОТСКОГО МОРЯ (проект Сахалин-3)



1 – суша; 2 – границы лицензионных участков ПАО «Газпром»; площади: 3 – исключенные из лицензионных участков, 4 – сейсмозонировки МОГТ 3D; 5 – изобаты моря; 6 – глубокие скважины; 7 – перспективные поднятия; залежи месторождений: 8 – газовые/газоконденсатные, 9 – нефтяные; 10 – линия замещения коллекторов дагинского горизонта

данных МОГТ 3D по всем лицензионным участкам, построена геодинамическая модель эволюции восточного шельфа о-ва Сахалин в мезозое – кайнозое. Выполнены геолого-геофизические построения и смоделированы условия осадконакопления, генерации, миграции и аккумуляции УВ.

На основе проведенных геолого-разведочных работ разведано и подготовлено к промышленному освоению уникальное по запасам природного газа Южно-Кириинское нефтегазоконденсатное месторождение.

По результатам сейсмозонировочных работ МОГТ 3D подготовлены к глубокому поисково-оценочному бурению Аяшская, Восточно-Одоптинская, Южно-Лунская и другие перспективные для поисков залежей нефти и газа антиклинальные структуры.

В пределах исследуемой территории шельфа о-ва Сахалин прогнозируемый разрез, по данным геолого-геофизических исследований, представлен фундаментом мезозойского возраста и кайнозойскими осадочными отложениями. Мощность осадочного чехла в прогибах достигает 12 км. На Кириинском перспективном участке ожидаемая глубина залегания кровли фундамента 3-9 км, в пределах Южно-Кириинского месторождения – около 4 км. Осадочный чехол сложен песчано-глинистыми отложениями неоген-палеогенового возраста.

Отложения палеогена имеют сокращенную мощность и представлены мацгарским горизонтом, перекрывающим породы фундамента, и даехуриинским горизонтом, который является одним из основных нефтегазоматеринских горизонтов в изучаемом регионе. Породы палеогена состоят из неравномерно переслаивающихся гравелитов, песчаников и аргиллитов (рис. 2). Выше по разрезу залегают перекристаллизованные опоки, кремнистые аргиллиты и алевролиты. Основные нефтегазоносные горизонты связаны с неогеном, толщина которого в пределах восточного шельфа о-ва Сахалин изменяется от 2000 до 4500 м. Песчано-глинистые отложения неогена представлены глинами, аргиллитами, алевролитами и песчаниками.

В северной части шельфа Северо-Восточного Сахалина все залежи УВ на открытых месторождениях (Одоптинское, Пильтун-Астохское, Арктун-Дагинское и Чайвинское) сосредоточены в отложениях нижнелозовского подгоризонта (верхний миоцен) на глубине от 1100 до 2900 м. Месторождения многопластовые (10-15 пластов). Резкие фациальные замещения пород в восточном направлении при переходе лозовских прибрежно-морских образований в сравнительно глубоководные часто способствуют формированию литологи-

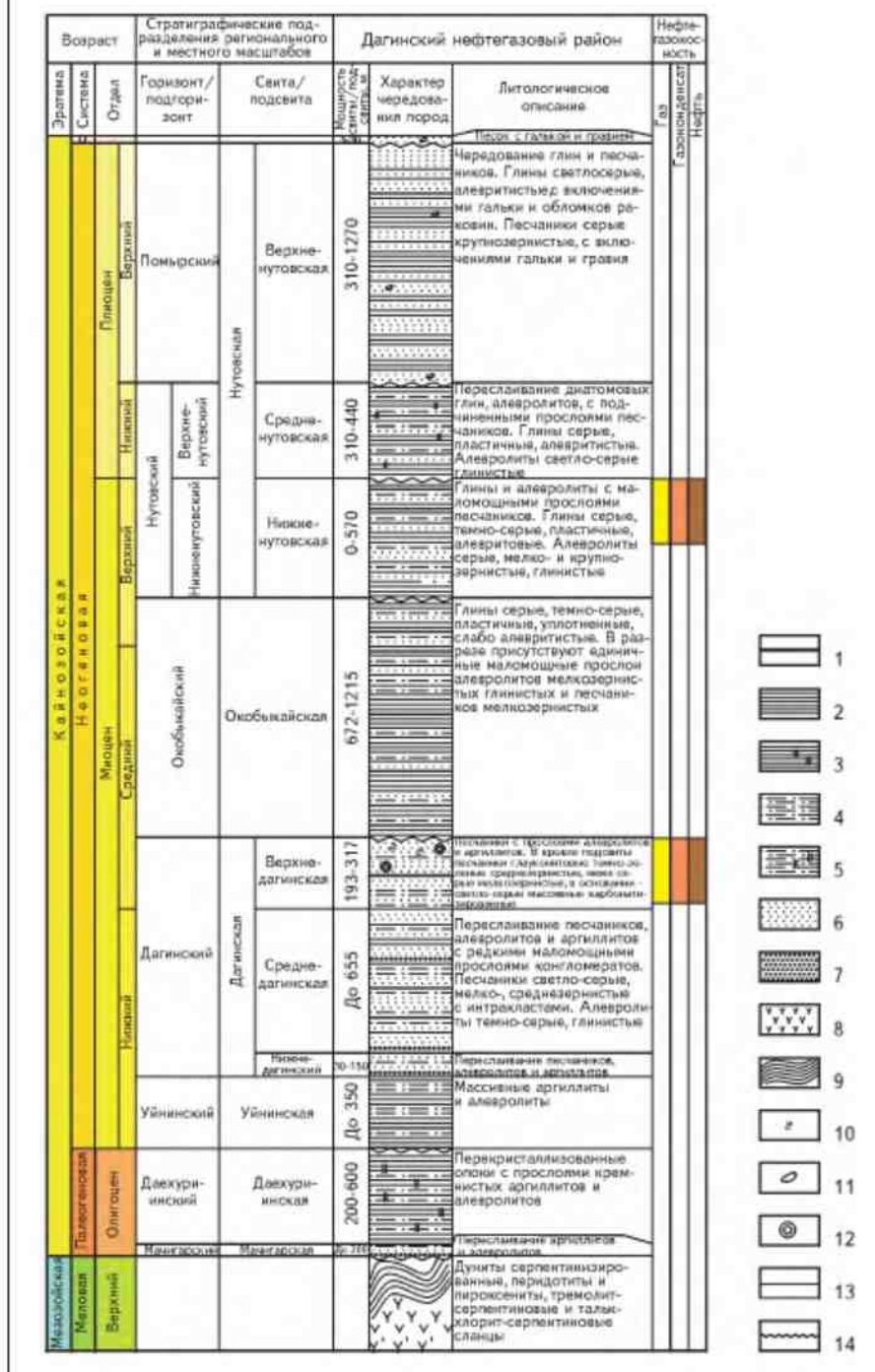
чески ограниченных ловушек и залежей УВ. Литологический контр-роль залежей связан с резкой глинизацией и выклиниванием продуктивных пластов к востоку.

Аяшский и Восточно-Одоптинский лицензионные участки проекта Сахалин-3 находятся в северной части шельфа северо-восточного побережья о-ва Сахалин (см. рис. 1). Блоки примыкают к северо-восточной части о-ва Сахалин, в районе заливов Чайво и Пильтун. Восточная граница блоков проходит примерно по изобате 200 м и удалена от береговой линии на расстояние 70-75 км. Глубина моря в районах расположения перспективных структур составляет 50-100 м. По нефтегазогеологическому районированию участки относятся к Восточно-Одоптинскому нефтегазоносному району Северо-Сахалинской нефтегазоносной области*, кроме Аяшской структуры, которая относится к Одоптинско-Чайвинскому нефтегазоносному району.

Для поисков залежей УВ на структурах Аяшского и Восточно-Одоптинского лицензионных участков перспективны нижненутовский нефтегазоносный (верхний миоцен) и верхненутовский нефтегазоперспективный (плиоцен) горизонты. Дагинский горизонт, который является нефтегазоносным в пределах Киринского перспективного участка, менее перспективен, так как имеет меньшую мощность и сложен более глинистыми отложениями, т.е. возможны более высокие риски отсутствия песчаных коллекторов.

В пределах Восточно-Одоптинского участка выявлено и подготовлены к глубокому бурению четыре антиклинальные структуры, первоочередной для постановки глубокого поисково-оценочного бурения является Восточно-Одоптинская

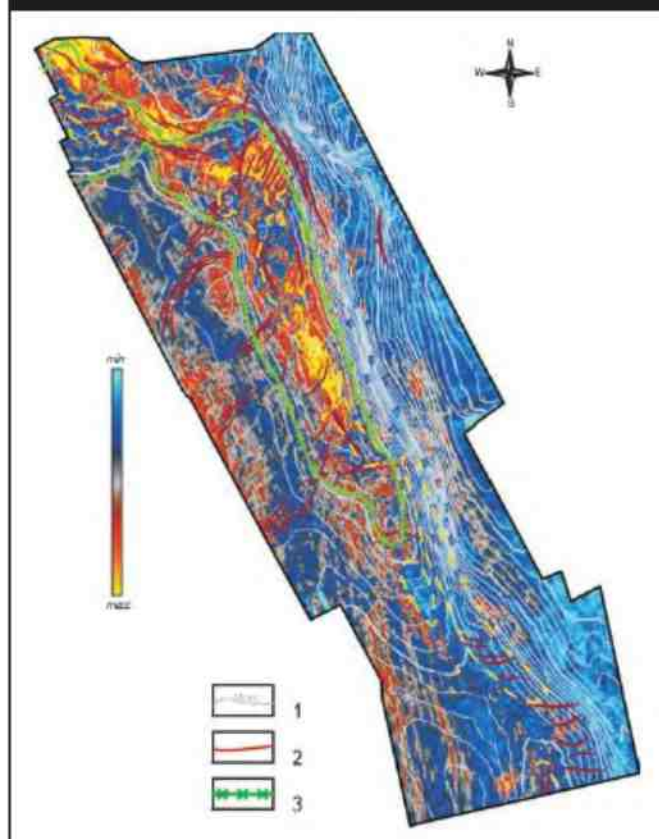
Рис. 2. СВОДНЫЙ СТРАТИГРАФИЧЕСКИЙ РАЗРЕЗ ОСАДОЧНОГО ЧЕХЛА ВОСТОЧНО-САХАЛИНСКОГО ШЕЛЬФА



1 – угли; 2 – глины, аргиллиты; 3 – опоки, кремнистые глины; 4 – алевролиты; 5 – кремнистые алевролиты; 6 – пески, песчаники; 7 – гравелиты; породы: 8 – магматические, 9 – метаморфические; включения: 10 – глауконит, 11 – гравий и галька, 12 – интракласты; границы: 13 – согласные, 14 – несогласные

* Харахинов В.В. Нефтегазовая геология Сахалинского региона / В.В.Харахинов. – М.: Научный мир, 2010.

Рис. 3. КАРТА АТРИБУТА λ_p , СВЯЗАННАЯ С ЗАЛЕЖЬЮ НА ВОСТОЧНО-ОДОПТИНСКОМ ПОДНЯТИИ (по материалам сейсморазведки МОГТ 3D)



1 – изогипсы кровли нувовского горизонта (миоцен – плиоцен); 2 – разрывные нарушения; 3 – предполагаемый контур газоконденсатной залежи

брахиантиклинальная структура. По кровле палеогена по изогипсе -2000 м размеры структуры достигают $36,2 \times 6,0$ км, площадь – $209,52$ км², высота складки – 1177 м. Ожидается наличие как газовых, так и нефтяных залежей.

На всех подготовленных к глубокому бурению структурах выявлена аномалия типа газовая залежь. Фрагмент карты сейсмического атрибута λ_p по Восточно-Одоптинской структуре представлен на рис. 3.

На Восточно-Одоптинском лицензионном участке, как и на всех остальных участках, по заказу ООО «Газпром геологоразведка» проводилась специальная интерпретация данных сейсморазведочных работ 3D по верхней части разреза (ООО «ПетроТрейс Глобал») для выявления потенциальных опасностей при бурении, прежде всего из-за наличия приповерхностных газопроявлений. При проектировании постановки глубоких поисково-оценочных скважин учитывались и риски, которые могут привести к аварийной ситуации при бурении скважины в морских условиях.

Аяшская брахиантиклинальная структура оконтуривается изогипсой -2750 м и вытянута в субмеридиональном направлении. Размеры структуры достигают $46,2 \times 16,7$ км, площадь – $261,4$ км², высота складки – $677,3$ м. Общая площадь Аяшского и Восточно-Одоптинского участков около 90 тыс. км². Ресурсная база по структурам, подготовленным к глубокому поисково-оценочному бурению, составляет около 500 млн т усл. топлива.

Основным объектом исследований ООО «Газпром геологоразведка» на восточном шельфе о-ва Сахалин сейсморазведочными и буровыми работами является Киринский перспективный участок. В его пределах было открыто два месторождения УВ: Южно-Киринское нефтегазоконденсатное и Мынгинское газоконденсатное.

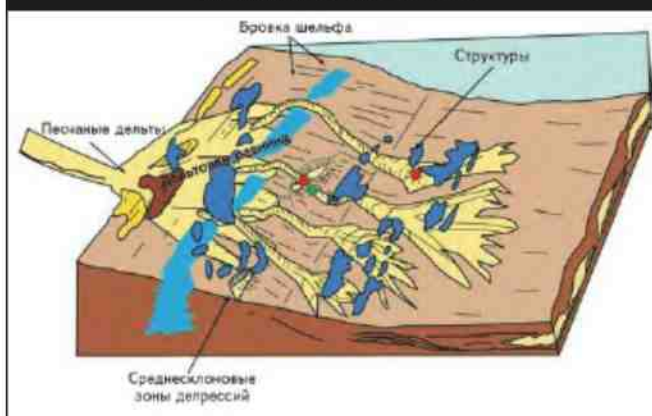
Киринский перспективный участок шельфа Северо-Восточного Сахалина расположен в южной части Северо-Сахалинского прогиба, который занимает большую часть территории Северного Сахалина, акватории Сахалинского залива и западной части Охотского моря (шельф Северо-Восточного Сахалина). Осадочный чехол прогиба представлен терригенными отложениями мощностью от 5 до 12 км и протягивается в северо-западном направлении на 500 км при ширине $80-100$ км. В рамках нефтегазоносного районирования Киринский перспективный участок относится к Ныйской нефтегазоносной зоне Дагинского нефтегазоносного района Северо-Сахалинской нефтегазоносной области Охотской нефтегазоносной провинции. В его пределах открыты Лунское нефтегазоконденсатное и Киринское газоконденсатное месторождения. Залежи УВ приурочены к верхнедагинскому нефтегазоносному горизонту. Ныйская нефтегазоносная зона – одна из крупнейших на Сахалинском шельфе.

В южной части шельфа Северо-Восточного Сахалина (Лунское, Киринское и Венинское месторождения) залежи УВ связаны с ниже-среднемиоценовым дагинским нефтегазоносным комплексом. Дагинские отложения накапливались за счет мощных дельтовых систем, сформированных реками, стекавшими с возвышенностей Азиатского материка. Существуют благоприятные условия формирования литологических и структурно-литологических ловушек в дельтовых отложениях Палеотумнина, Палеоамура и Палеоамгуни. Концептуальная модель осадконакопления приведена на рис. 4. Формирование отложений дагинского продуктивного горизонта в условиях крупной дельтовой системы обеспечило как высокие эффективные толщины и фильтрационно-емкостные свойства коллекторов, так и довольно высокую степень литофациальной неоднородности резервуаров.

Территория Южно-Киринского месторождения, расположенного в восточной части Киринского перспективного участка, в дагинское время (см. рис. 1) относи-

лась к фронтальной зоне дельты, где существовали обстановки барового волнового поля, пляжа и предфронтальной зоны пляжа (верхняя сублитораль) с преобладанием песчаных осадков. К востоку от площади месторождения располагался внешний шельф, где рассматриваемые отложения представлены песчаниками средне- и мелкозернистыми, алевритами и глинами, встречаются плотные прослои песчаников с карбонатным цементом. Для дельтовых отложений типичны литофациальная изменчивость осадков и трансгрессивно-регрессивная цикличность, обусловленная относительными колебаниями уровня моря, что требует использования для расчленения и корреляции продуктивных отложений приемов сиквенс-стратиграфии с выделением трансгрессивных и регрессивных фаз, этапов проградации (выдвижения) и агградации (стабилизации) песчаных конусов выноса, трактов высокого и низкого стояний моря. Эти особенности строения разрезов четко выделяются по комплексу ГИС в скважинах, пробуренных на Южно-Кириновском месторождении (рис. 5).

Рис. 4. КОНЦЕПТУАЛЬНАЯ МОДЕЛЬ ФОРМИРОВАНИЯ ПРОДУКТИВНЫХ И ПЕРСПЕКТИВНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ НЕОГЕНА НА ВОСТОЧНО-САХАЛИНСКОМ ШЕЛЬФЕ (по Керимову В.Ю., 2015)



Глинистые осадки трансгрессивной фазы характеризуются высокими значениями ГК и низкими сопротивле-

Рис. 5. СИКВЕНС-СТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ СТРОЕНИЯ И УСЛОВИЙ ОБРАЗОВАНИЯ ДАГИНСКОГО РЕЗЕРВУАРА (скв. Южно-Кириновская-3) (по Соловьевой Н.А., Шардановой Т.А., 2015)

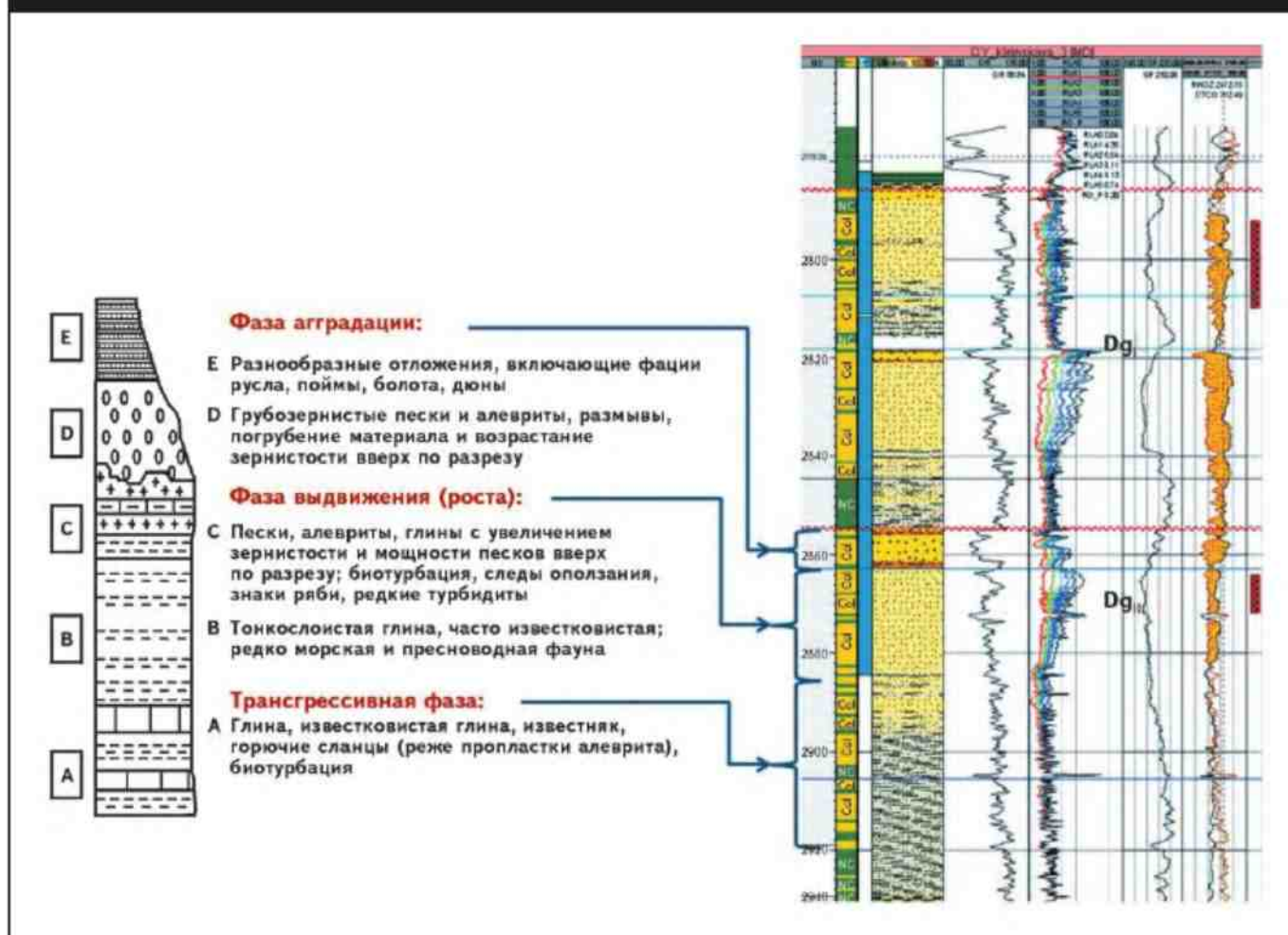


Рис. 6. ПЕСЧАНЫЙ «СУПЕРКОЛЛЕКТОР» ПЛАСТА II ДАГИНСКОГО ГОРИЗОНТА (скв. Южно-Кириная-6)



ниями, по мере уменьшения глубины моря увеличивается количество песчаного материала, улучшаются коллекторские свойства пород, в продуктивной части разреза увеличивается сопротивление и растет газонасыщенность пластов. В ряде скважин в кровле пластов I и II отмечено наличие слаболитифицированных «субколлекторов» с проницаемостью до 1000 мД (рис. 6).

По данным гранулометрического анализа, продуктивные пласты I и II дагинского горизонта (скв. 6) сложены мелкозернистыми алевритовыми песчаниками и песчанистыми алевролитами (рис. 7). Средневзвешенное содержание песчаной фракции для пласта I — 35 %, II — 53 %, алевритовой — 36 и 20 %, глинистой — 28 и 25 % соответственно. В составе песка резко преобладает мелкозернистая фракция (в среднем 90 % общего содержания песчаной фракции). В алевритовой фракции содержание крупнозернистых и мелкозернистых частиц примерно одинаковое — 20 и 18 %. В глинистой фракции доминируют частицы тонкодисперстной размерности — 11-13 %. Медианный размер зерен составляет 0,08-0,35 мм,

сортировка обломочного материала низкая — 4,2-4,4. Песчано-алевритоглинистая перемычка, разделяющая пласты I и II, содержит маломощные прослои сильно глинистых паттумных пород с не коллекторскими фильтрационно-емкостными свойствами.

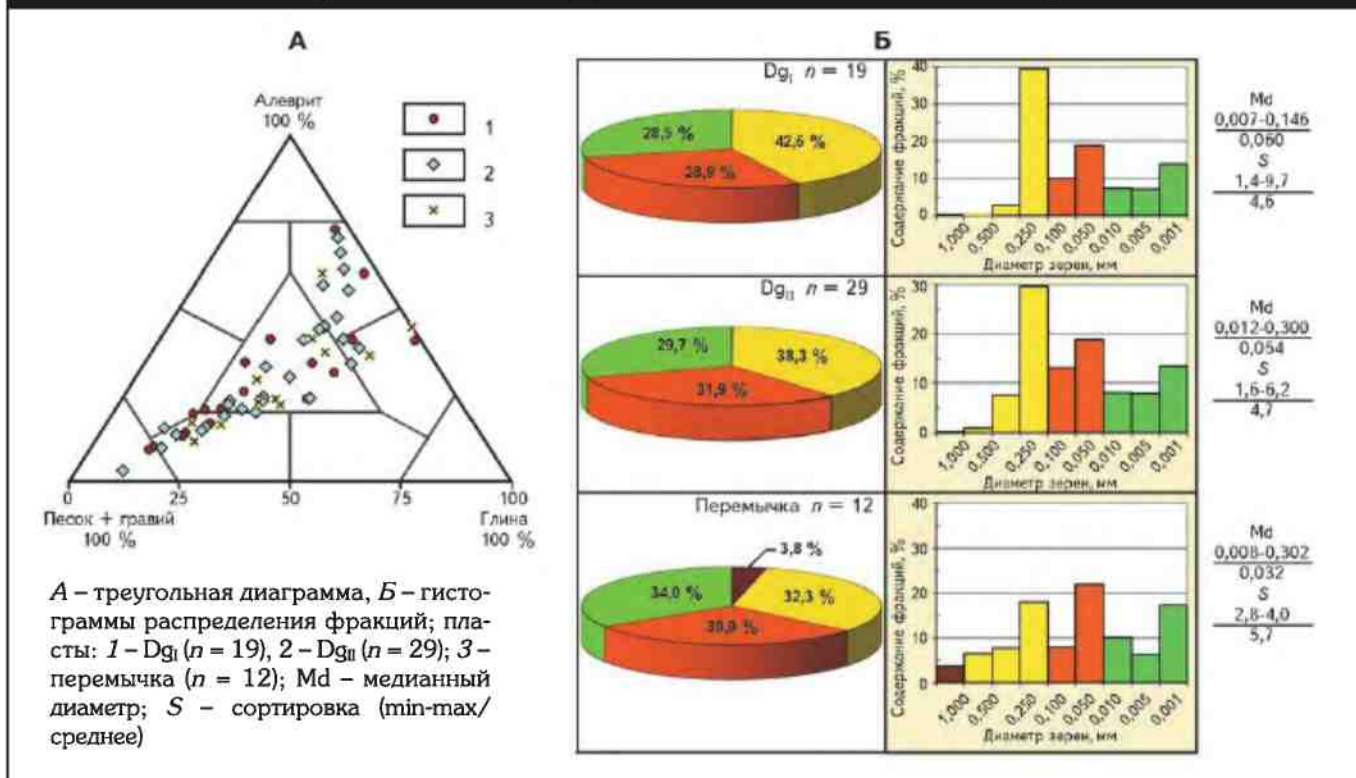
Пласт I по площади Южно-Кириного месторождения выдержан, его вскрытая скважинами толщина изменяется с запада на восток от 51 до 78 м. В восточном направлении наблюдаются увеличение доли пропластков неколлекторов в разрезе и уменьшение песчаности. Песчаные коллекторы пласта I обладают хорошими фильтрационно-емкостными свойствами, причем расчетные значения коэффициента пористости по данным ГИС хорошо согласуются с данными лабораторных исследований керн и изменяются от 15,0 % (граничное значение коллектор — неколлектор) до 26,7 %, средневзвешенное по толщине значение составляет 22 %. Проницаемость варьирует от 1 до 1000 мД (суперколлекторы), среднее значение — около 70 мД. Пласт II выклинивается в восточном направлении, его толщина изменяется от 0 до 30 м. Песчаные коллекторы пласта II имеют близкие фильтрационно-емкостные свойства с вышележащим пластом, средневзвешенные значения коэффициента пористости по блокам практически не меняются и составляют 21-22 %. Наблюдается небольшое уменьшение средних значений пористости по скважинам — от 24 % в скв. 6 до 20 % в скважинах 1, 7.

При перфорации интервалов с наличием пропластков суперколлектора получены притоки газа с дебитом более 1 млн м³/сут при минимальной депрессии на пласт 0,3-0,5 МПа. При испытании остальных коллекторов дебиты при депрессии 2-3 МПа составили 700-900 тыс. м³/сут. В скв. 8 аналогичный дебит получен при депрессии на пласт 5 МПа.

В кровле дагинских отложений залегает плотный, интенсивно «биотурбированный» глауконитовый песчаник со средней толщиной около 10 м, который является региональным реперным в изученном районе. Песчаник характеризуется низкими значениями ГК, высокими электрическими сопротивлениями и плотностью (по ГГКп), низкой скоростью распространения упругих колебаний (по АК). Этот пласт глауконитового песчаника является ориентиром («лэндмарком») для проведения геонавигации при бурении поисково-разведочных и эксплуатационных скважин. Покрышкой для залежей УВ на исследуемой площади служат трансгрессивно залегающие на верхнедагинских отложениях глины окобыкайского возраста (см. рис. 2).

Южно-Кириная антиклинальная структура имеет размеры 40×20 км. Амплитуда структуры около 400 м. Длинная ось структуры ориентирована в широтном направлении. Антиклиналь осложнена двумя куполами: восточным и западным и разбита системой кулисообразных разломов субширотного простирания. В основ-

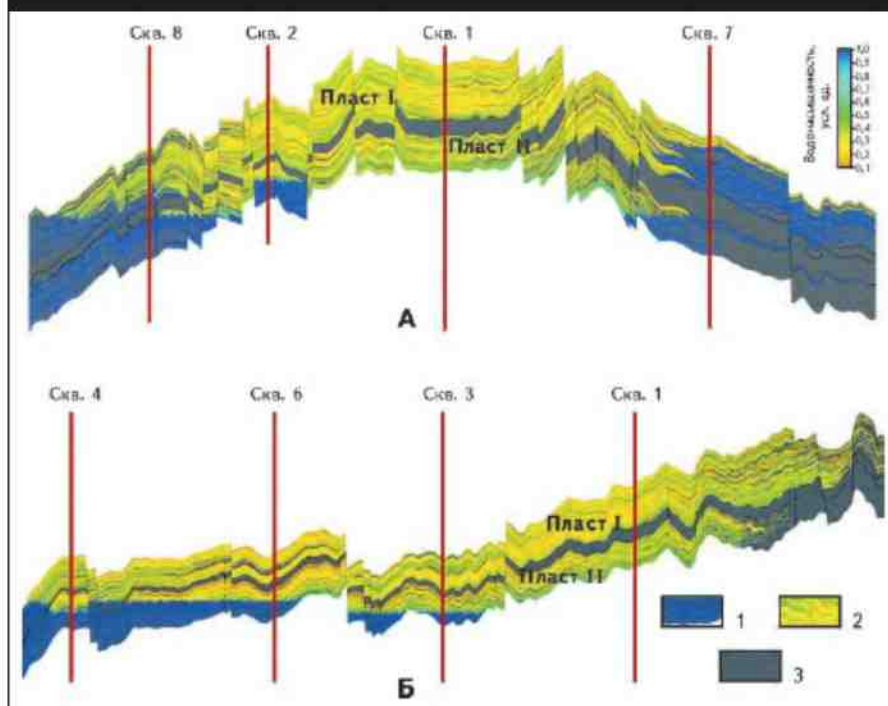
Рис. 7. ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПОРОД ДАГИНСКОГО ГОРИЗОНТА (скв. Южно-Кириная-6) (по данным ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2015)



ном это амплитудные тектонические нарушения с переменной мощностью до 70 м и преобладанием сбросовой составляющей. Структура контролирует нефтегазоконденсатные залежи в отложениях верхнедагинского подгоризонта, представленных переслаиванием песчаных и алевритопесчаных пластов толщиной до 70 м и алевритоглинистых прослоев толщиной до 20 м.

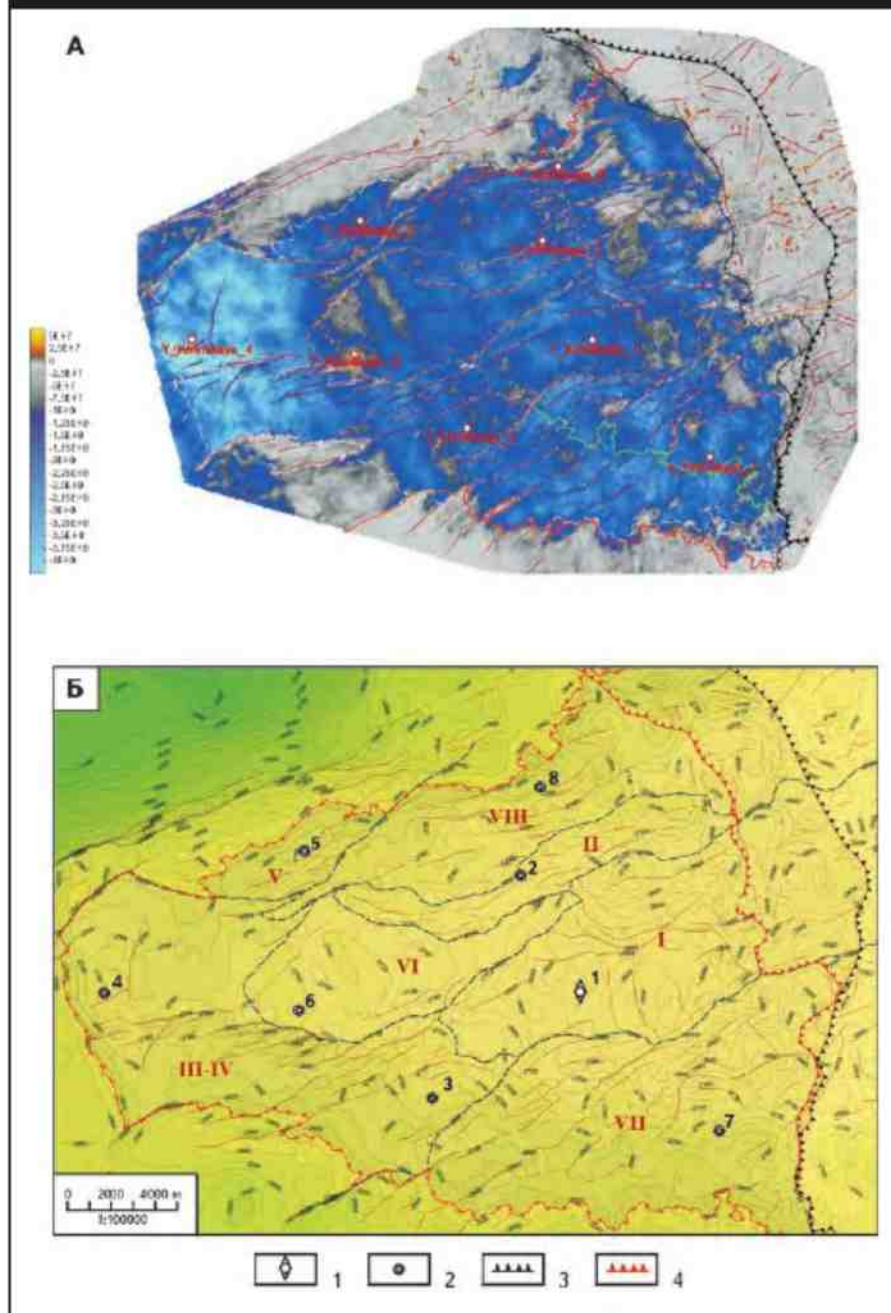
На Южно-Кирином месторождении в дагинском горизонте вскрыто два продуктивных пласта с залежами газа и газового конденсата. Залежь в нижнем пласте (II) в западной части месторождения содержит непромышленную нефтяную оторочку. Месторождение имеет блочное строение, газоконденсатные залежи пластово-сводовые с элементами тектонического экранирования, а на востоке – литологически экранированные. Принятая геолого-геофизическая модель месторождения предполагает замеще-

Рис. 8. РАЗРЕЗЫ ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЧЕРЕЗ ЮЖНО-КИРИНСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ



Направления: *А* – юго-восток – север, *Б* – запад – восток; 1 – пластовая вода, 2 – газ, 3 – непроницаемые породы

Рис. 9. ЮЖНО-КИРИНСКОЕ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ



Карты: А – абсолютных амплитуд (максимальные амплитуды (синее) подчеркивают контур газоконденсатной залежи), Б – структурная по кровле дагинских отложений; скважины: 1 – поисково-оценочная, 2 – разведочная; 3 – линия замещения пласта II глинами; 4 – предполагаемая линия полного выклинивания коллекторов дагинского горизонта; римские цифры – номера тектонических блоков

ние продуктивных коллекторов в восточной части структуры на непроницаемые песчано-глинистые породы. Разрезы продуктивных отложений в субмеридиональном и субширотном направлениях показаны на рис. 8.

Глубина залегания кровли продуктивных отложений 2500-2820 м (рис. 9). Благодаря относительно высоким коллекторским свойствам и газонасыщению, газоконденсатная залежь Южно-Киринского месторождения находит отражение в данных сейсморазведки МОГТ 3D в виде аномалии «типа залежь» – «яркое пятно» (см. рис. 9, А).

Блочное строение месторождения подтверждается сейсмическими данными, так как разрывные нарушения хорошо прослеживаются на волновой картине, что подтверждено и скважинными данными по вскрытым на разных глубинах газожидкостными контактами (рис. 10, см. рис. 8). Близкими газожидкостными контактами (ГВК и ГНК) в пласте II на уровне -2831,8 м характеризуются скважины 3-6, пробуренные в блоках III-VI (см. рис. 8, 9). По скважинам 2, 7, 8 разница в контактах изменяется от 22,4 до 89,8 м. Почти все контакты вскрыты в пласте II и только в скважинах 7 и 8 ГВК вскрыты в пласте I. Предположительно, это локальные контакты, не контролирующие положение залежи газа в блоках VII и VIII.

При бурении морских поисково-оценочных и разведочных скважин ООО «Газпром геологоразведка» в интервале каждого вскрытого продуктивного пласта проводятся испытания в открытом стволе современными приборам ОПК-ГДК. Замеряются пластовые давления, температура, отбираются пробы пластовых флюидов с обязательной откачкой фильтрата бурового раствора для отбора кондиционных проб пластовых флюидов. В некоторых точках выполнялись замеры КВД (кривая восстановления давления) для сопоставления полученных фильтрационных и гидродинамических параметров с данными испытаний в колонне. Пластовые давления

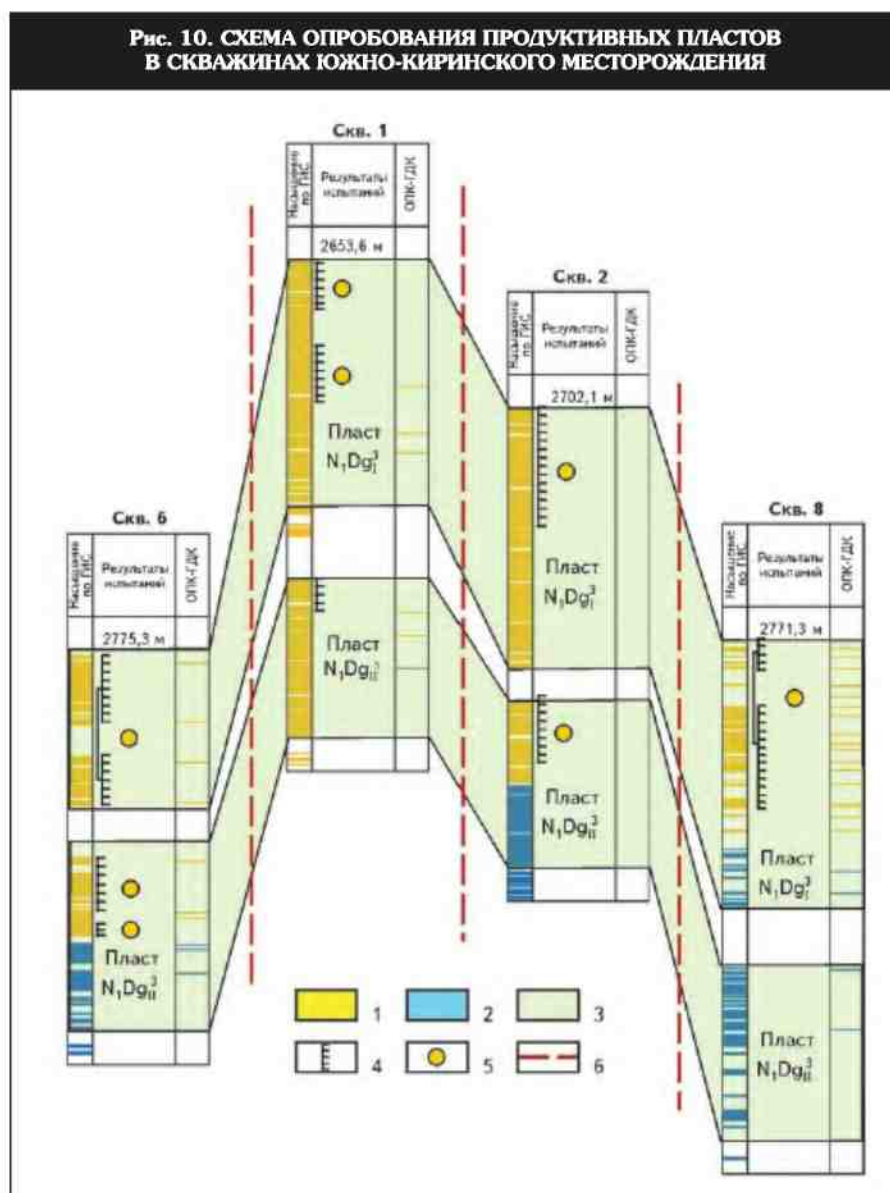
замерялись в газо-, нефте- и водонасыщенной частях пласта, данные замеров и отбора проб пластовых флюидов использованы для обоснования жидкостных контактов.

Кроме скважин 7 и 8, все замеренные пластовые давления водонасыщенных интервалов оказались на одном тренде градиентов давления с глубиной, включая скважины Киринского газоконденсатного и Лунского нефтегазоконденсатного месторождений. Таким образом, залежи всех трех месторождений приурочены к единому водоносному бассейну с общим гидрогеологическим режимом. В водоносных интервалах скважин 7 и 8 пластовое давление оказалось выше, чем в других, хотя пластовое давление в газонасыщенных интервалах совпадает с общим трендом градиентов пластового давления Южно-Киринского месторождения. На этом основании сделан вывод, что вскрытые водоносные интервалы в скважинах 7 и 8 не имеют гидродинамической связи с региональным водоносным бассейном и при формировании залежей в зонах замещения и выклинивания коллекторов в локальных участках пластовая вода оказалась не вытесненной газом. В зонах разреза пласта I с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами были приняты локальные ГВК. Схематическая модель формирования таких контактов (рис. 11) использована при создании 3D-геологической модели и подсчете запасов УВ промышленных категорий по залежам Южно-Киринского месторождения.

ООО «Газпром геологоразведка», согласно утвержденным ПАО «Газпром» Геологическим заданием, ежегодно осуществляет работы по строительству скважин на шельфе Охотского моря. В 2016 г. на основе актуализированных проектов геолого-разведочных работ, опирающихся на скважинную и сейсморазведочную МОГТ 3D информацию, планируется, в частности, пробурить поисково-оценочные скважины на Южно-Лунской структуре (скв. Южно-Лунская-1) и востоке участка для изучения распространения коллекторов в дагинском горизонте и поиска залежей УВ (скв. Восточная-1) (рис. 12).

С 2013 по 2015 г. успешно реализованы работы по строительству разведочных скважин на Южно-Киринском нефтегазоконденсатном месторождении, пробурено по две скважины в год. По результатам строительства шести

Рис. 10. СХЕМА ОПРОБОВАНИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ В СКВАЖИНАХ ЮЖНО-КИРИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ



1 – газ; 2 – вода; 3 – песчаные пласты; 4 – интервал перфорации; 5 – приток газа; 6 – разрывные нарушения

разведочных скважин обеспечен прирост запасов УВ промышленных категорий и получены рекордные для поисково-разведочных скважин на шельфе Российской Федерации дебиты газа (более 1 млн м³/сут).

За указанный период ООО «Газпром геологоразведка» удалось достичь (в 2015 г.) максимальной коммерческой скорости бурения – 1704 м/ст-мес., что также является рекордом для поисково-разведочных скважин на шельфе Российской Федерации, пробуренных с использованием полупогруженных плавучих буровых установок. В целом за 3-летний период ООО «Газпром геологоразведка» обеспечило прирост запасов газа промышленной категории С₁ более 500 млрд м³, таким образом подтвердив уникальность Южно-Киринского нефтегазоконденсатно-

Рис. 11. СХЕМА ФОРМИРОВАНИЯ ФЛОИДНЫХ КОНТАКТОВ ЮЖНО-КИРИНСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (по Баркову А.Ю., 2015)

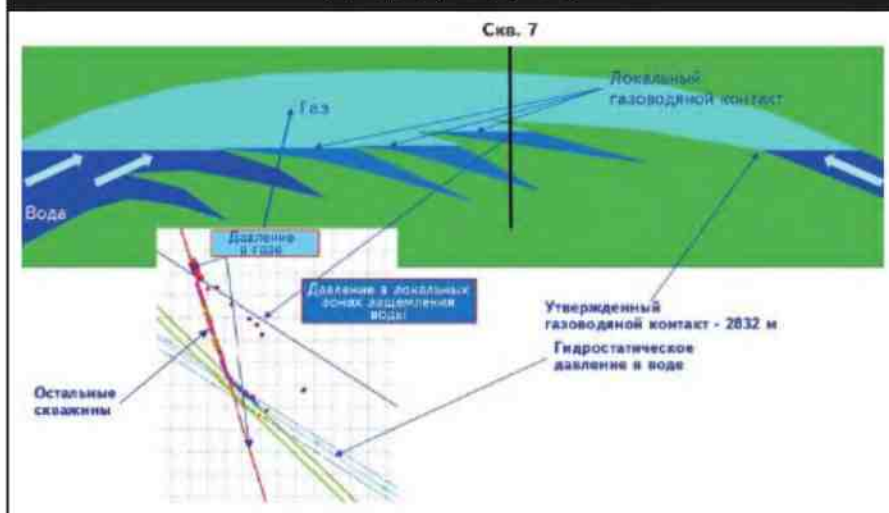
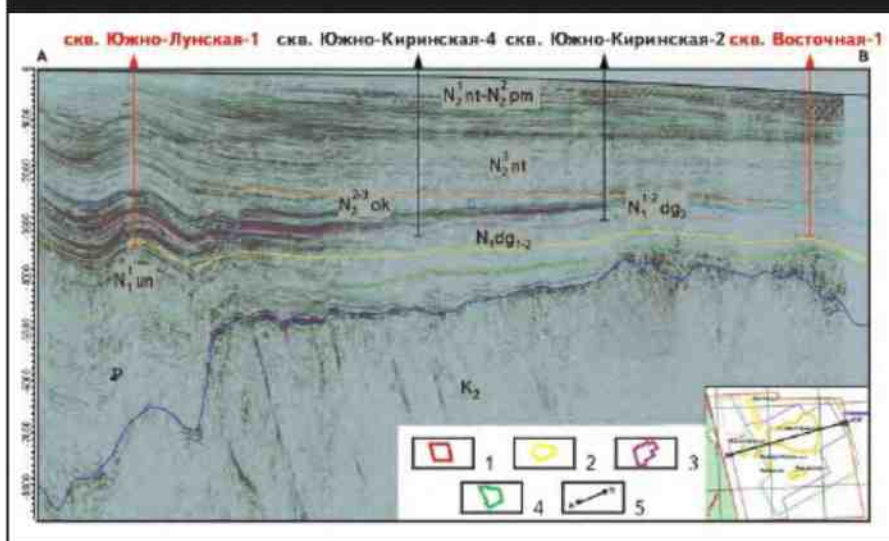


Рис. 12. СЕЙСМИЧЕСКИЙ РАЗРЕЗ МОГТ 3D ЧЕРЕЗ ЮЖНО-ЛУНГОРСКОЕ И ЮЖНО-КИРИНСКОЕ ПОДНЯТИЯ



1 – границы Кириинского перспективного лицензионного участка; 2 – локальные структуры, выделенные по кровле дагинского горизонта; границы сейсмосьемок: 3 – 3D, 4 – 2D; 5 – линия разреза

THE RESULTS OF OOO "GAZPROM GEOLOGORAZVEDKA" GEOLOGICAL EXPLORATION IN THE SAKHALIN EASTERN SHELF (THE SEA OF OKHOTSK)

Khoshtaria V.N., Martyn A.A., Dmitriev S.E., Kirpichnikov A.V. (OOO "Gazprom Geologorazvedka"), Piatnitskii Iu.I. (PJSC "Gazprom")

The paper considers principle geological structural features and oil-gas-bearing capacity of the PJSC license regions in the Sea of Okhotsk Shelf (Sakhalin-3 project) and presents main results of OOO "Gazprom Geologorazvedka" geological exploration in the regions the authors believe. The geological exploration revealed a new gas-bearing region in the Far East of the Russian Federation which in the short term could become a large centre for gas and gas condensate output of PJSC "Gazprom".

Key words: geological structure; oil-gas content; new gas-bearing region.

го месторождения по запасам природного газа. Месторождение полностью подготовлено к введению в эксплуатацию, запасы газа промышленной категории C₁ по состоянию на начало 2016 г. составляют 95 % общего объема запасов категорий C₁+C₂.

На лицензионных участках ПАО «Газпром» на шельфе Охотского моря о-ва Сахалин по результатам геолого-разведочных работ, без учета находящихся в разработке Лунского нефтегазоконденсатного и Кириинского газоконденсатного месторождений, общие запасы сухого газа выросли более чем на 26 %, запасы промышленных категорий – более чем на 300 %. За 4-летний период при небольших объемах сейсморазведки и бурения ООО «Газпром геологоразведка» завершило разведкой уникальное по запасам Южно-Кириинское месторождение, подготовило к поисково-оценочному бурению более четырех поисковых объектов, уточнило геологическое строение района Сахалинского шельфа (Сахалин-3). Создан новый газоносный район на Дальнем Востоке Российской Федерации, который в ближайшей перспективе станет крупным центром добычи газа и газового конденсата ПАО «Газпром».

© Коллектив авторов, 2016

Владислав Николаевич Хоштария, начальник Управления, кандидат геолого-минералогических наук, v.khoshtariya@ggr.gazprom.ru;

Антон Александрович Мартын, заместитель начальника Управления, a.martyn@ggr.gazprom.ru;

Сергей Евгеньевич Дмитриев, заместитель начальника отдела, s.dmitriev@ggr.gazprom.ru;

Алексей Владимирович Кирпичников, заместитель генерального директора, кандидат экономических наук, a.kirpichnikov@ggr.gazprom.ru;

Юрий Иванович Пятницкий, заместитель начальника Управления, I.Piatnitskii@adm.gazprom.ru.