



УДК 553.982.23(571.56-14)

## СОВРЕМЕННАЯ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ЧАЯНДИНСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

**С.Г.Крекнин, А.В.Погрецкий** (ООО «Газпром геологоразведка»), **Д.Н.Крылов** (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»), **В.Ю.Трухин** (ООО «ЦНИП ГИС»), **Н.Р.Супаиков** (ПАО «Газпром»)

Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение — самое крупное в Якутии с уникальными запасами газа и значительными запасами нефти. Выполнение в последние годы значительных объемов геолого-разведочных работ на месторождении под руководством ООО «Газпром геологоразведка» позволило создать современную геолого-геофизическую модель месторождения и подготовить его к разработке.

**Ключевые слова:** Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение; доразведка; скважина; залежь; геологическое строение; поисково-разведочное бурение; сейсморазведка 3D; геолого-геофизическая модель.

Самое крупное в Якутии Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение с уникальными запасами газа и значительными запасами нефти расположено в юго-западной части Республики Саха (Якутия) (рис. 1). Непосредственно через месторождение проходит нефтепровод Восточная Сибирь — Тихий океан, рядом с которым ведется строительство газопровода Сила Сибири. Залежи УВ на месторождении приурочены к ботубинскому, хамакинскому и талахскому продуктивным горизонтам вендского терригенного комплекса, залегающего в интервале глубин 1420-2020 м.

Геолого-разведочные работы на Чаяндинском лицензионном участке силами ПАО «Газпром» были начаты в 2009 г. На тот момент доля разведанных запасов газа категории С<sub>1</sub> на месторождении составляла 30 %, нефти (ее запасы ассоциировались только с нефтяной оторочкой ботубинского горизонта) — 84 %.

Основные объемы геолого-разведочных работ на Чаяндинском месторождении (бурение 50 разведочных скважин, проведение 6300 км<sup>2</sup> сейсмических съемок МОГТ 3D, расконсервация и повторное испытание скважин, подготовка проектной документации на строительство подземного хранилища гелиевого концентрата) выполнены под непосредственным руководством ООО «Газпром геологоразведка».

До 2000 г. общий объем сейсморазведочных работ на Чаяндинском месторождении составлял 3090 км МОВ и МОГТ. Сейсмическая информация позволяла решать в основном структурные задачи на уровне отражающего горизонта КВ (кровля ботубинского горизонта) и выше. Проведение в дальнейшем дополнительных сейсморазведочных работ МОГТ 2D в объеме

около 1,5 тыс. км позволило довести плотность сейсмических профилей МОГТ до 0,88 км/км<sup>2</sup>. Но и это не подняло информативность сейсморазведочных данных, так как район исследований характеризуется сложными сейсмогеологическими условиями. Основными и принципиальными сейсмогеологическими особенностями нефтегазоперспективных толщ Восточной Сибири являются:

древний возраст отложений и, как следствие, высокая степень вторичных изменений пород. Возраст пород плитного венд-кемерийского яруса осадочного чехла составляет 500-680 млн лет, отложений доплитного рифейского яруса осадочного чехла оценивается в 950-1500 млн лет, это объясняет высокую интервальную скорость распространения отраженных сейсмических волн;

сложное пространственное расположение преимущественно терригенных нефтегазоносных комплексов и особенности их соотношения с перекрывающими более высокоскоростными соленосными отложениями, обуславливающие объективную трудность изучения их строения по сейсморазведочным данным;

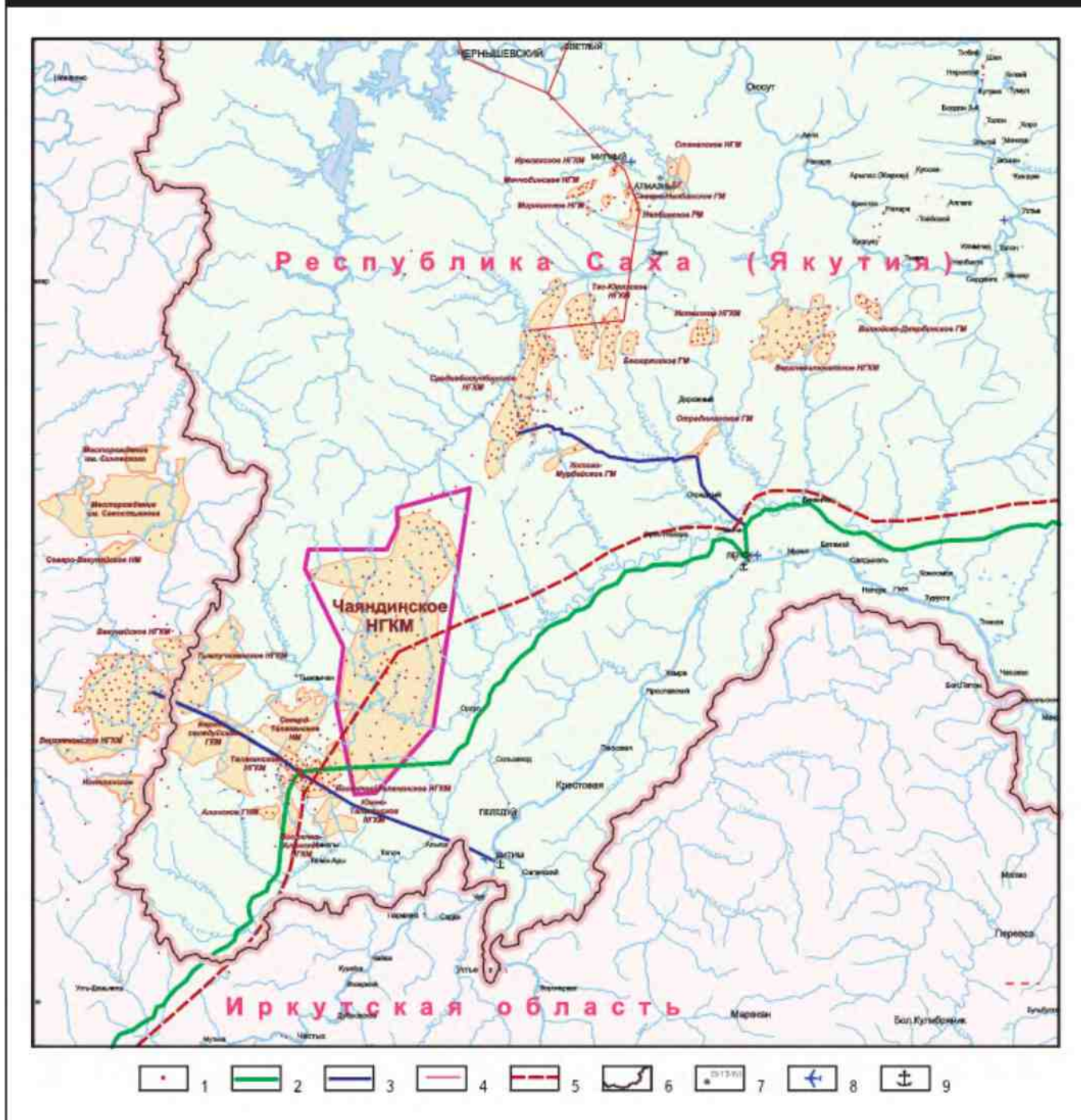
сложное строение верхней части разреза.

В разрезе осадочного чехла выделяется три зоны: галогенно-карбонатная кембрийская часть и карбонатные отложения венда, где средняя скорость составляет 4500-4700 м/с;

терригенные отложения венда, здесь средняя скорость снижается до 3700-4000 м/с;

рифейские отложения со средней скоростью 5700-6000 м/с.

Рис. 1. ОБЗОРНАЯ КАРТА ЧАЯНДИНСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В ЮГО-ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ ЯКУТИИ



1 – глубокие скважины; 2 – нефтепровод Восточная Сибирь – Тихий океан; 3 – действующие нефтепроводы; 4 – действующие газопроводы; 5 – строящийся газопровод Сила Сибири; 6 – административные границы субъектов РФ; 7 – населенные пункты; 8 – аэропорт; 9 – речной порт

Продуктивные терригенные вендские отложения имеют существенно иной сейсмофациальный облик, чем перекрывающие их отложения. Галогенно-карбонатная толща пород, занимающая верхнюю часть оса-

дочного чехла, сложена чередованием пластов солей и доломитов, резко отличающихся по акустическим характеристикам и хорошо выдержанных на значительной площади. Для сейсморазведки это означает нали-

чие выдержанных характерных отражающих горизонтов, формирующих, помимо однократных, значительное число кратных и частично кратных волн.

Продуктивный вендский терригенный комплекс, с которым связано большинство месторождений нефти и газа Сибирской платформы, расположен в нижней части плитного яруса осадочного чехла. Комплекс сложен тонкопереслаивающимися породными ассоциациями и характеризуется существенной фациальной изменчивостью разновозрастных отложений. В его объеме практически отсутствуют регионально выдержанные отражающие границы. Соотношение сигнал/помеха для продуктивного интервала на порядок ниже, чем в вышележащей галогенно-карбонатной толще, содержащей отражающие границы с высокой акустической жесткостью. Хорошо видимые на полевых сейсмограммах фрагменты отраженных волн в интервале продуктивной толщи фактически являются фрагментами кратных волн, связанных с перекрывающей галогенно-карбонатной толщей. Такая ситуация создает иллюзию достаточности возможностей стандартной сейсморазведки для изучения детальных особенностей геологического строения продуктивного разреза. На самом деле она достаточна лишь для изучения солей и хемогенных карбонатов нижнего кембрия, но для продуктивного вендского комплекса, где сейсмические данные малоинформативны, на полевых сейсмограммах и суммарных разрезах они практически не видны.

Начиная с 2009 г. на месторождении выполняются сейсморазведочные работы МОГТ 3D. Методика работ в процессе покрытия всего лицензионного участка постоянно усложнялась и совершенствовалась от стандартной (кратность 60-80) до применения широкоазимутальной высокоплотной (кратность до 240) сейсморазведки МОГТ 3D с расстояниями между линиями приема и возбуждения 150×300 м. Совершенствование методики съемки было обусловлено необходимостью повышения геологической информативности сейсморазведочных данных.

Широкоазимутальная технология сейсморазведочных работ с повышенной кратностью, использованная в Восточной Сибири на лицензионных участках ООО «Газпром», дала хорошие результаты и показала преимущества перед стандартно используемыми в последнее время на территории Российской Федерации съемками по схеме расположения линий приема и возбуждения по сетке 300×300 м. Получен значительный прирост информативности в интервале продуктивных отложений на всех азимутах съемки. Высокоплотная полноазимутальная съемка 3D имеет следующие преимущества по сравнению со стандартной:

отображение малоамплитудных разломов и детализация строения целевых объектов — резервуаров;

повышение качества структурных построений;  
повышение качества прогнозирования коллекторских свойств в межскважинном пространстве;

увеличение глубины отображения строения осадочного чехла, обеспечение картирования глубокозалегающих горизонтов осадочных пород;

повышение контрастности отображения строения сложнопостроенной среды, выявление азимутальной анизотропии свойств среды, обусловленной трещиноватой направленностью в пластах-коллекторах.

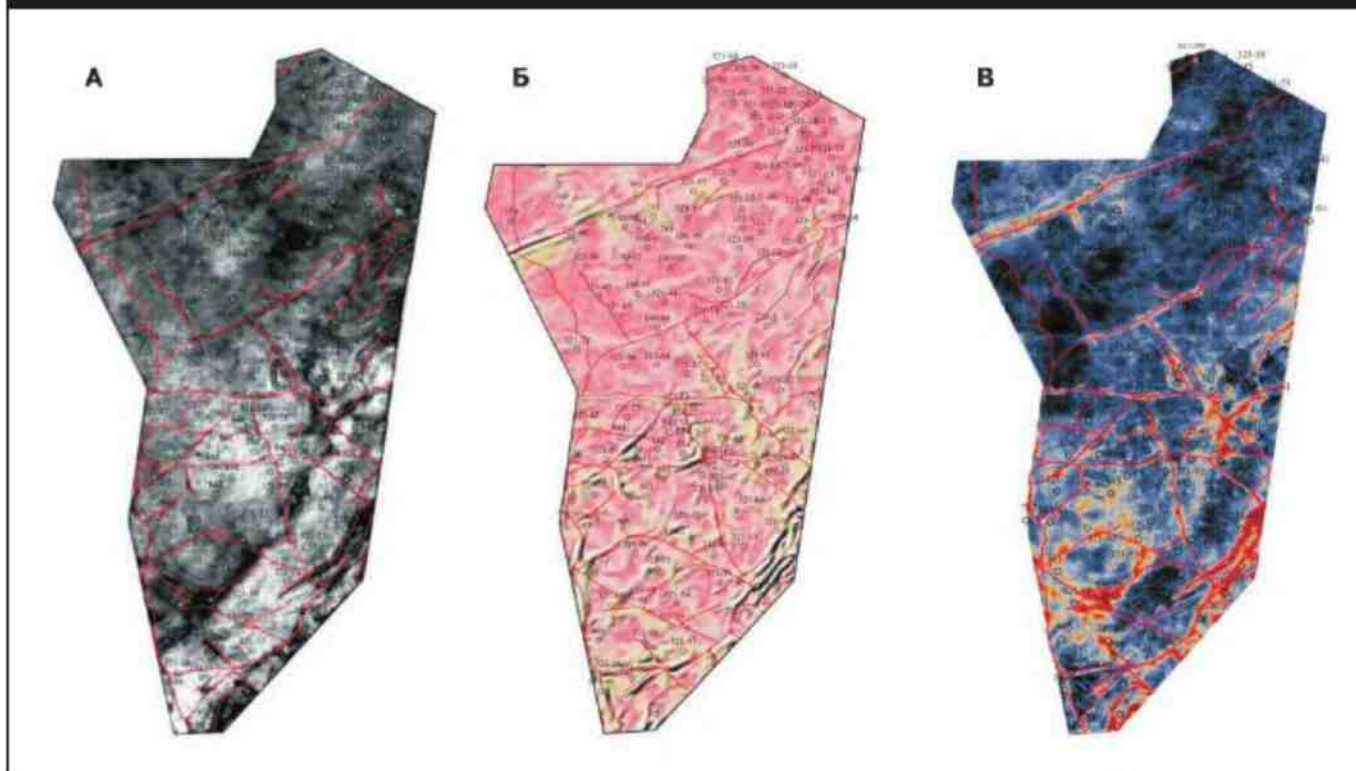
Использование высокоплотной и широкоазимутальной систем наблюдений дало возможность оценить анизотропию изменения свойств среды, в том числе трещиноватость, построить более точную пространственную трехмерную геологическую модель объекта подсчета, выполнить на более высоком уровне гидродинамическое моделирование. Построение качественно новой геологической модели позволило с более высокой точностью планировать размещение наклонно-направленных и горизонтальных скважин.

Процесс обработки материалов сейсморазведки объединенного 3D-куба Чаяндинского лицензионного участка включал проведение всех процедур, позволяющих получить кондиционные сейсмические данные, в том числе их тщательную коррекцию за счет неоднородности верхней части разреза, миграцию до суммирования, глубинные преобразования и т.п. Переход к интерпретации данных обеспечивался надежной сейсмогеологической привязкой отраженных волн к данным ГИС. Строились гистограммы распределения скоростей и импедансов (волны  $P$  и  $S$ ) по коллекторам и вмещающим породам, а также изучались зависимости между упругими свойствами отложений (скорости волн  $V$ ,  $S$ , импеданс по  $P$ -волне) и пористостью коллекторов в целевых интервалах. Финальный куб сейсмических данных обладает широким частотным спектром, достаточной разрешенностью волновой картины и динамически выражен во всем временном диапазоне. Это позволило создать достоверную структурно-тектоническую модель месторождения в пределах 3D-съемки.

Обоснование положения разломов является одной из важнейших задач построения геологической модели Чаяндинского месторождения. Залежи Чаяндинского месторождения являются, как правило, тектонически экранированными, большинство нарушений малоамплитудные (имеют смещение первые метры, редко десятки метров). Полученные сейсмические данные МОГТ 3D позволили выполнить картирование этих нарушений (рис. 2).

Разведочные скважины на Чаяндинском месторождении были пробурены в соответствии с проектом разведочных работ на Чаяндинском газоконденсатном месторождении и двумя дополнениями к нему (от 2013

Рис. 2. ВЫДЕЛЕНИЕ ТЕКТОНИЧЕСКИХ НАРУШЕНИЙ НА ОСНОВЕ АНАЛИЗА СЕЙСМИЧЕСКИХ АТТРИБУТОВ КУБА ДАННЫХ МОГТ 3D



А – стратиграфический срез КВ\_ОГ по сейсмическому кубу с наложением разломов, Б – карта градиентов КВ\_ОГ с наложением разломов, В – атрибутивная карта ОГ\_КВ по кубу когерентности с наложением разломов

и 2014 г. ). Во всех скважинах из продуктивных горизонтов отбирался керн по современным технологиям. Общий объем бурения с отбором керна составил 6357,8 м, вынос керна – 6351,9 м, или 99,9 %.

Поднятый керн изучен в лаборатории ООО «Газпром ВНИИГАЗ» на 5544 образцах в соответствии со специально разработанной программой, включающей все необходимые виды лабораторных исследований для изучения сложнопостроенных коллекторов венда. Для изучения структуры порового пространства коллекторов изучено около 1 тыс. снимков под растровым электронным микроскопом. Огромный объем полученной по керну информации позволил провести литофациальный анализ для построения седиментационных моделей продуктивных отложений и подготовить надежную петрофизическую основу для интерпретации материалов геофизических исследований скважин (ГИС).

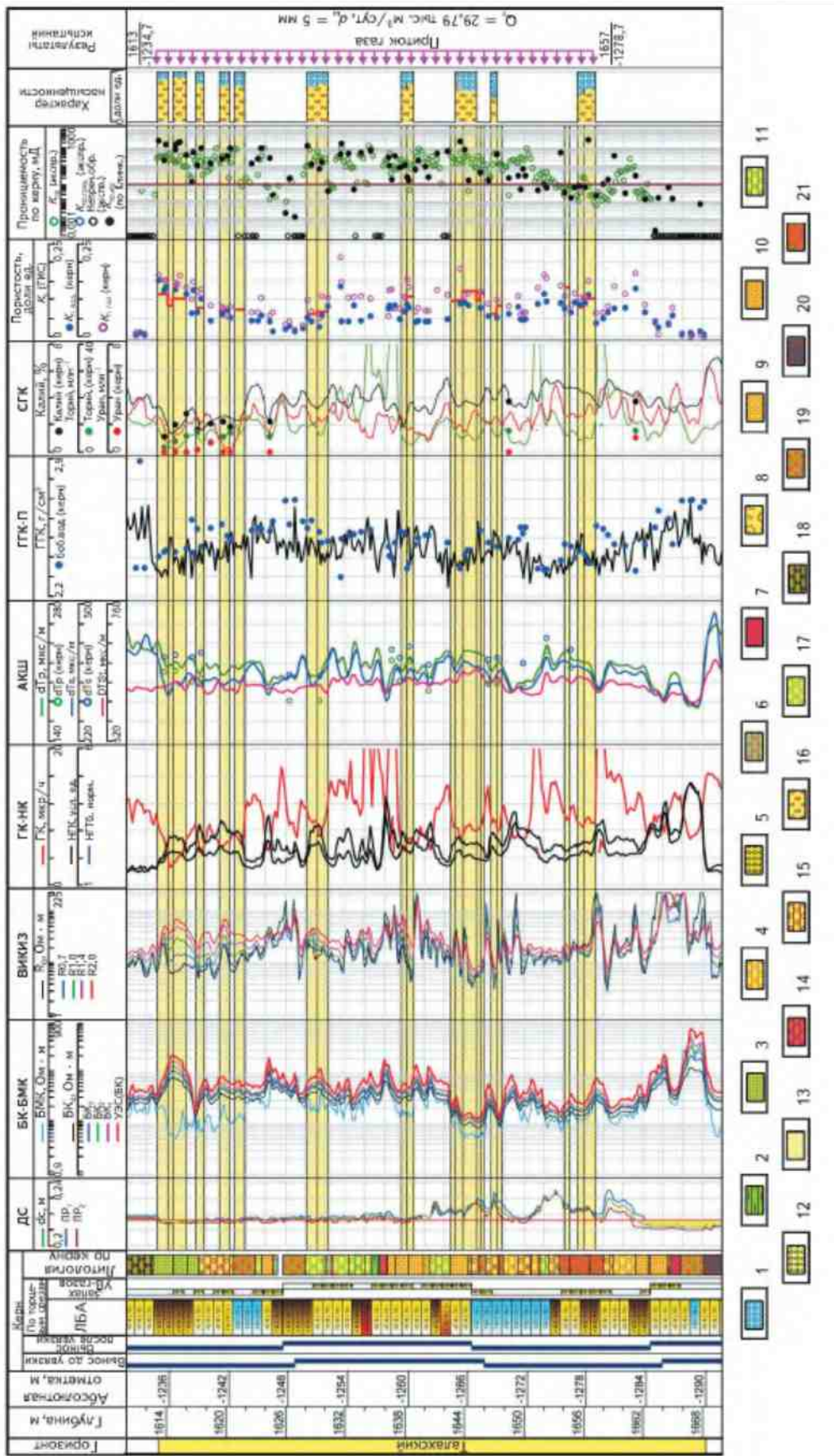
В разведочных скважинах выполнялся расширенный комплекс ГИС, включающий современные методы изучения разрезов – спектрометрический гамма-картаж, ВИКИЗ, ядерно-магнитный картаж в сильном магнитном поле, исследования электрическим и акустическим микросканерами, а также волновым дипольным

акустическим сканером (Sonic Scanner). Обработка и интерпретация данных ГИС с использованием разработанной петрофизической основы позволили выделить в разрезе венда продуктивные горизонты, оценить их фильтрационно-емкостные свойства, определить положения газожидкостных контактов и степень насыщенности УВ выделенных коллекторов.

**Талахский продуктивный горизонт.** Отложения самого нижнего продуктивного горизонта представлены частым переслаиванием кварцевых, полевошпатово-кварцевых песчаников, гравелитов и аргиллитов. Значительную долю составляют полевошпатово-кварцевые разнородные до гравелитов песчаники. Аргиллиты в основном представлены тонкими прослоями. Их доля возрастает к кровле горизонта. К подошве увеличивается содержание прослоев гравелитов.

Талахский горизонт залегает с несогласием на породах коры выветривания архейского кристаллического фундамента либо на сохранившихся в депрессиях фундамента отложениях талаканской свиты и более молодых отложениях бетинчинской и хоронохской свит. Общая толщина талахского продуктивного горизонта плавно увеличивается с северо-запада на юго-восток от 21 (скв. 750) до 91 м (скв. 321-53).

Рис. 3. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЧАЯНДИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ТАЛАХСКОГО ПРОДУКТИВНОГО ГОРИЗОНТА в скв. 321-51



1 – водонасыщенность; 2 – аргиллит алевролитистый; 3 – песчаник с прослоями аргиллита; 4 – переслаивание гравелита и песчаника; 5 – запад УВ-газов; 6 – аргиллит с прослоями гравелита и песчаника; 7 – песчаник с прослоями гравелита; 8 – конгломераты; 9 – песчаник гравелитистый; 10 – песчаник с прослоями гравелита и аргиллита; 11 – переслаивание гравелита, песчаника и аргиллита; 12 – слабый запад УВ-газов; 13 – ХН: газ; 14 – гравелит с песчаником крупнозернистым; 15 – гравелит; 16 – газонасыщенность; 17 – гравелит с прослоями песчаника и аргиллита; 18 – аргиллит с прослоями песчаника, ангидрита и доломита; 19 – переслаивание гравелита и аргиллита; 20 – гранитоиднейс; 21 – переслаивание конгломерата, гравелита, песчаника и аргиллита

Проницаемые породы талахского продуктивного горизонта представлены мелко-среднезернистыми и мелкозернистыми кварцевыми и кварц-полевошпатовыми песчаниками, а также разнозернистыми полимиктовыми песчаниками и гравелитами. Карбонатизация проницаемых разностей составляет в среднем 4-6 %, редко достигает 18 % и в отдельных случаях — 46 %. В поровом пространстве песчаников и гравелитов кроме карбонатного и сульфатного цемента содержится от 1 до 12 % глинистого цемента. Степень засоления порового пространства песчаников талахского продуктивного горизонта в целом невысокая — 0-6 %. Коллекторские свойства пород талахского горизонта характеризуются следующими параметрами. Пористость песчаников изменяется в широком диапазоне — преимущественно от 3 до 16 %, иногда достигает 20-24 %, проницаемость — от 0,03 до 600 мД, в отдельных случаях превышает 600-1000 мД. Толщина однородных пластов-коллекторов изменяется в диапазоне 0,5-8,9 м. Максимальная суммарная толщина коллекторов в пределах месторождения составляет 56 м в скв. 321-91. В южном направлении фильтрационно-емкостные свойства коллекторов талахского горизонта ухудшаются вплоть до граничных значений в скв. 321-56.

В талахском продуктивном горизонте выявлены три газовые залежи с различными положениями газодляных контактов. Дебиты газа, полученные при испытании объектов в колонне, варьируют в широком диапазоне — от первых десятков до сотен и тысяч кубических метров в сутки.

Непроницаемые интервалы талахского горизонта сложены преимущественно аргиллитами, глинистыми алевролитами и плохосортированными разнозернистыми песчаниками с высоким содержанием глинисто-алевролитовой фракции.

Талахский продуктивный горизонт перекрыт мощной толщей аргиллитов нижней подсвиты паршинской свиты, которая является для него флюидоупором. Мощность флюидоупора изменяется от 33 м на крайнем северо-западе до 93 м на юго-востоке.

Приведем в качестве примера геолого-геофизическую характеристику талахского продуктивного горизонта по скв. 321-51 (рис. 3). В этой скважине в разрезе горизонта по данным ГИС и керна выделено 14,8 м газонасыщенных коллекторов со средневзвешенной пористостью 11,1 % и газонасыщенностью 80,0 %. При испытании этого объекта получен промышленный приток газа.

**Хамакинский продуктивный горизонт** приурочен к верхней подсвите паршинской свиты венда. Горизонт является одним из основных объектов разведки. В погруженных частях блоков горизонт водонасыщен.

Хамакинский горизонт имеет сложное строение. Его верхняя часть в центральной части месторождения

**Рис. 4. КРИСТАЛЛЫ ГАЛИТА В ПОРОВОМ ПРОСТРАНСТВЕ ПЕСЧАНИКОВ ХАМАКИНСКОГО ГОРИЗОНТА (скв. 321-92, глубина 1664 м)**



с резким угловым несогласием перекрывает нижнюю. При этом нижняя, основная, часть продуктивного горизонта существенно более распространена (центральная и юго-восточная части месторождения). Общая толщина нижней части горизонта достаточно выдержана и изменяется в диапазоне 40-60 м. Эта часть горизонта сложена чередованием пластов и пачек кварцевых, полевошпатово-кварцевых песчаников и песчаных аргиллитов. При этом часть песчаных пород содержит тонкие прослои аргиллитов. Песчаники слабокарбонатизированы (5-10 %).

Проницаемые породы нижней части хамакинского горизонта представлены в основном кварцевыми и полевошпатово-кварцевыми песчаниками. Наблюдается крайне неравномерное засоление коллекторов. Галитизированные песчаники имеют облик уплотненных, обладают невысокой пористостью (первые проценты), но сравнительно высокой проницаемостью (сотни микродарси). Проницаемые песчаники часто содержат включения аргиллитов в виде тонких прослоев (до 10 %). Карбонатизация коллекторов составляет в основном 5-6 %. В целом для нижней (более значимой) части хамакинского горизонта характерны пористость 5-19 % (редко до 21 %) и абсолютная проницаемость от 1 до 800 мД, а в отдельных образцах — до 1600 мД. Непроницаемые интервалы нижней части хамакинского горизонта сложены аргиллитами с прослоями песчаников, реже — плотными карбонатизированными полевошпатово-кварцевыми песчаниками и алевролитами.

Верхняя часть горизонта в северо-западной части месторождения имеет мощность 8-12 м, а в юго-восточном направлении от линии скважин 321-50 — 321-61 сокращается до минимума (1-2 м). Характерной особенностью отложений верхней части горизонта является



повышенная и высокая естественная гамма-активность пород.

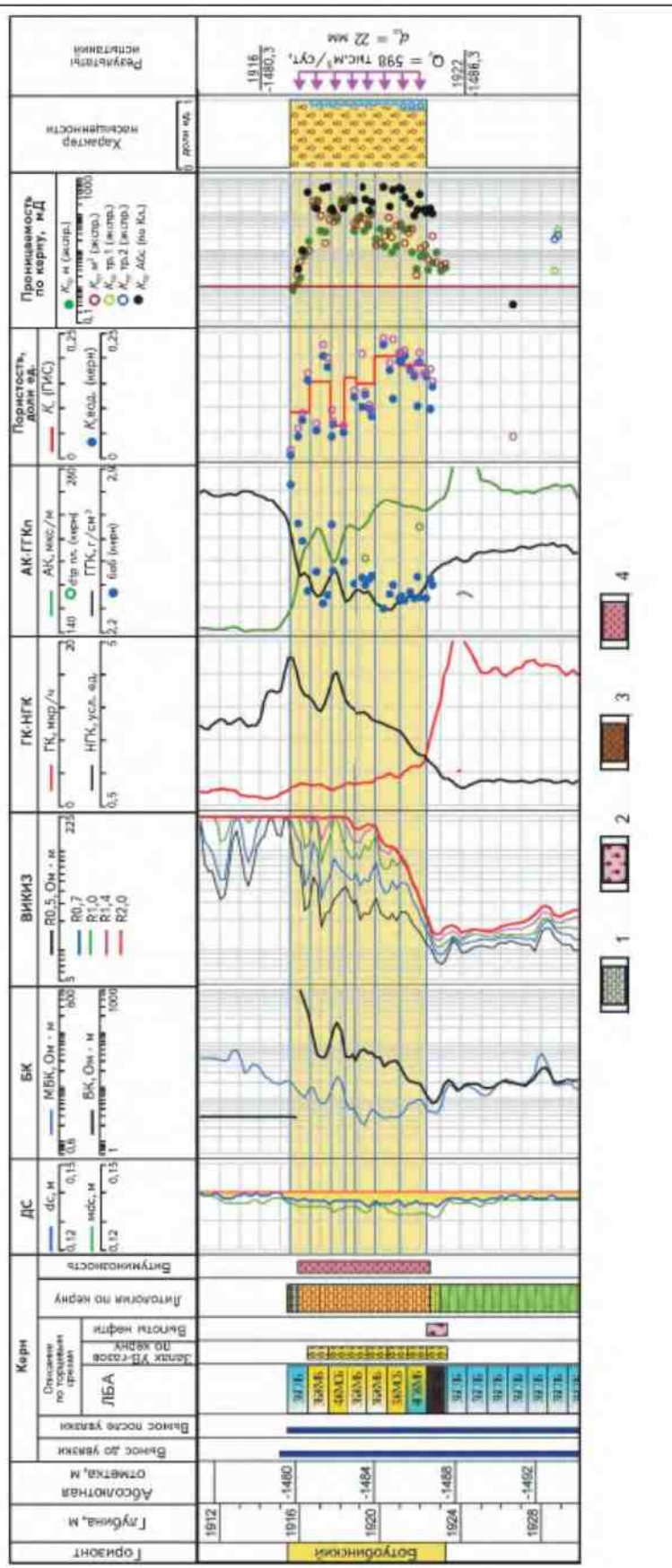
Проницаемые породы верхней части хамакинского горизонта представлены преимущественно разнозернистыми полевошпатово-кварцевыми неглинистыми песчаниками. Породы значительно галитизированы (рис. 4). Степень засоления порового пространства достигает 86 %. Карбонатизация невысокая, в среднем 5-7 %. Пористость пород в основном низкая, в пределах 2-5 %, иногда увеличивается до 15 % и редко достигает 21 %. Проницаемость варьирует в пределах 1-1600 мД (в среднем 10-400 мД).

Максимальная суммарная толщина коллекторов хамакинского горизонта в пределах месторождения составляет 43,3 м в скв. 321-91. В этом горизонте выявлены одна литолого-тектоническая и девять тектонически экранированных залежей газа, а также пять тектонически экранированных залежей нефти с различными положениями газо-жидкостных контактов. Дебиты газа в хамакинском горизонте достигают 600-700 тыс. м<sup>3</sup>/сут, нефти — 10 т/сут. Горизонт залегает среди аргиллитов паршинской свиты, которые и являются верхним и нижним флюидоупорами для залежей нефти и газа.

Приведем геолого-геофизическую характеристику хамакинского продуктивного горизонта по скв. 321-92 (рис. 5). Скважина расположена на юго-востоке месторождения, поэтому горизонт здесь представлен только нижней (основной) частью. В этой скважине в разрезе хамакинского горизонта по данным ГИС и керна выделено 19,8 м газонасыщенных коллекторов со средне-взвешенной пористостью 10 % и газонасыщенностью 77 %. При испытании объекта получен промышленный приток газа.

**Ботуобинский продуктивный горизонт** на площади Чаюдинского лицензионного участка распространен преимущественно в север-

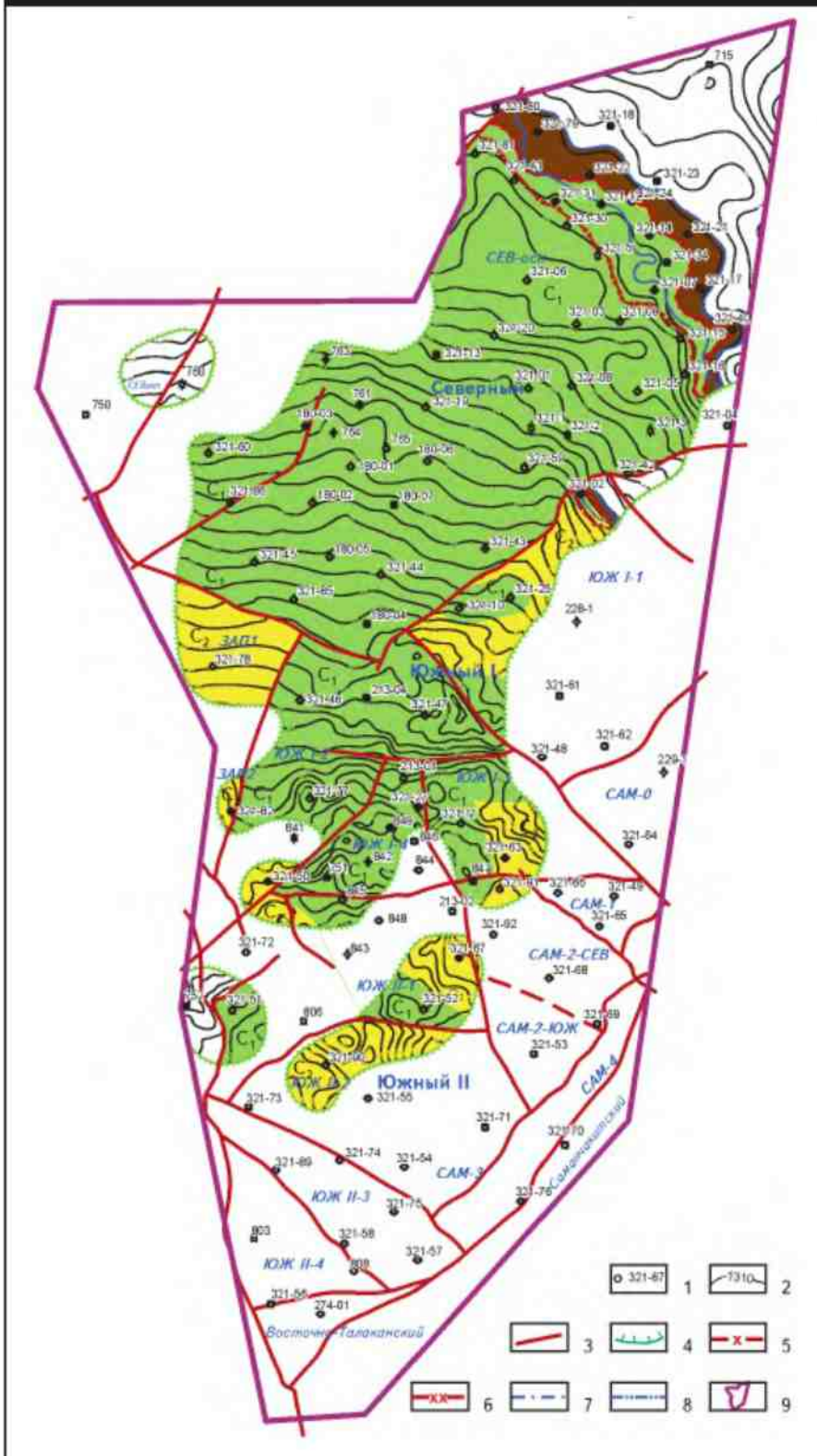
Рис. 6. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЧАЮДИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ БОТУОБИНСКОГО ПРОДУКТИВНОГО ГОРИЗОНТА в скв. 321-81



1 – песчанник доломитизированный; 2 – выходы нефти; 3 – доломит; 4 – битуминозность; остальные усл. обозначения см. на рис. 3



Рис. 7. СТРУКТУРНАЯ КАРТА БОТУОБИНСКОГО ПРОДУКТИВНОГО ГОРИЗОНТА



1 – скважины; 2 – изогипсы кровли коллекторов, м; 3 – разрывные нарушения; 4 – линия отсутствия коллекторов; контуры газоносности: 5 – внешний, 6 – внутренний; контуры нефтеносности: 7 – внешний, 8 – внутренний; 9 – граница лицензионного участка

ной и центральной частях. На центральную часть лицензионного участка приходится южное окончание зоны регионального развития баровых отложений этого горизонта.

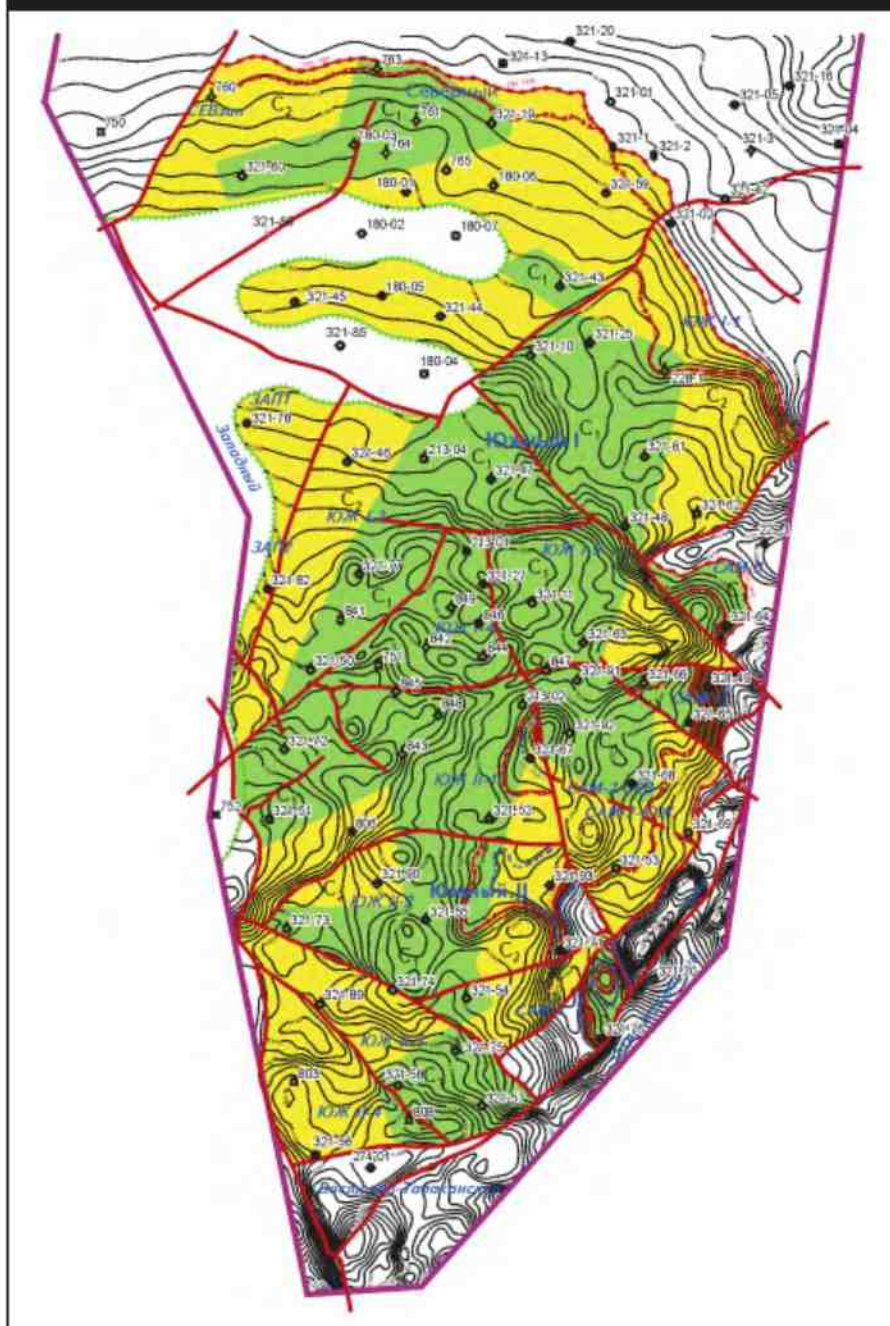
На Чаяндинском месторождении ботубобинский горизонт сложен практически чистыми кварцевыми и полевошпатово-кварцевыми песчаниками. В некоторых скважинах подошва горизонта представлена переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Аналогичное строение горизонт имеет и во всех скважинах, вскрывших западную зону его выклинивания.

Карбонатизация отдельных пластов и прослоев горизонта отмечается преимущественно в его кровле. Содержание водорастворимых солей в поровом пространстве коллекторов составляет в среднем 6-8 %. Галитизация песчаников наблюдается в основном в виде отдельных тонких засоленных прослоев. В ряде скважин засоленению в различной степени подвержены все породы продуктивного горизонта (в западной части области развития горизонта, вблизи зоны его выклинивания). Засоление ведет к существенному снижению пористости коллекторов и менее заметному снижению их проницаемости.

Проницаемые породы ботубобинского продуктивного горизонта представлены преимущественно средне- и мелко-среднезернистыми песчаниками и крупнозернистыми алевролитами, имеющими преимущественно кварцевый, реже полевошпатово-кварцевый состав. Карбонатизация проницаемых разностей составляет в среднем 5-7 %, редко достигает 15 %, глинизация незначительна – 0-3 %. Открытая пористость пород-коллекторов изменяется в пределах 5-20 %, редко достигает 24 %. Абсолютная проницаемость этих пород варьирует от 1 до 2000 мД и в отдельных образцах достигает 6000 мД. Максимальная суммарная толщина кол-



Рис. 9. СТРУКТУРНАЯ КАРТА ХАМАКИНСКОГО ПРОДУКТИВНОГО ГОРИЗОНТА



Усл. обозначения см. на рис. 7

крытом стволе и испытаний в колонне позволили создать цифровую трехмерную современную геолого-геофизическую 3D-модель Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения.

Выклинивание коллекторов, как и самих песчаников ботубинского горизонта на востоке лицензионного участка (рис. 7), обусловлено переходом пляжево-баровых песчаных шельфовых отложений в глубоководно-морские, глинистые, на западе — их замеще-

нием глинисто-алевритовыми лагунными фациями. Выклинивание отложений ботубинского горизонта в пределах пенепленизированного на то время Пеледуйского выступа древней суши происходит на юг. С учетом моноклиального залегания всех продуктивных горизонтов (рис. 8) литологический фактор (как седиментационный, так и за счет вторичной цементации порового пространства коллекторов) играет решающую роль в формировании залежей УВ ботубинского горизонта.

Характер выклинивания коллекторов хамакинского горизонта в северо-восточной части лицензионного участка (рис. 9) является сложным. На этом участке распространение отложения нижней, основной, части горизонта контролируется поверхностью стратиграфического несогласия, разделяющего верхнюю и нижнюю части горизонта. Песчаные тела верхней части горизонта формировались в континентальных условиях и связаны с деятельностью временных водотоков. Поэтому залежи УВ хамакинского горизонта в центральной и северо-западных частях месторождения имеют сложное как литолого-тектоническое, так и тектоническое экранирование. Локальные участки залежи, вероятно, не имеют гидродинамической связи с основным резервуаром за счет вторичной карбонатной и соляной цементации.

Отложения талахского горизонта в пределах лицензионного участка распространены повсеместно (рис. 10). Выявленные залежи газа здесь экранируются, вероятно,

тектоническими нарушениями.

На основе созданной геологической модели Чаяндинского газоконденсатного месторождения выполнен подсчет запасов газа, нефти, УВ-компонентов и гелия. Результатом проведения геолого-разведочных работ стало существенное повышение степени изученности Чаяндинского месторождения. По состоянию на февраль 2016 г. доля запасов газа промышленной категории С<sub>1</sub> доведена до 67 %, запасов нефти (с учетом за-

лежей, открытых в хамакинском горизонте) – до 79 %. При этом в количественном выражении общие запасы газа и нефти по месторождению увеличились на 15 %. Месторождение полностью подготовлено к промышленной разработке.

© Коллектив авторов, 2016

*Сергей Геннадиевич Крекнин,*  
главный геолог,  
s.kreknin@ggr.gazprom.ru;

*Александр Владимирович Погребский,*  
начальник отдела,  
a.pogretskiy@ggr.gazprom.ru;

*Дмитрий Николаевич Крылов,*  
начальник отдела,  
доктор геолого-минералогических наук,  
DKrylov@vniigaz.gazprom.ru;

*Владимир Юрьевич Трухин,*  
заместитель директора,  
кандидат геолого-минералогических наук,  
trukhin@cnipgis.ru;

*Нафис Радифович Ситдиков,*  
главный технолог отдела,  
N.Sitdikov@adm.gazprom.ru.

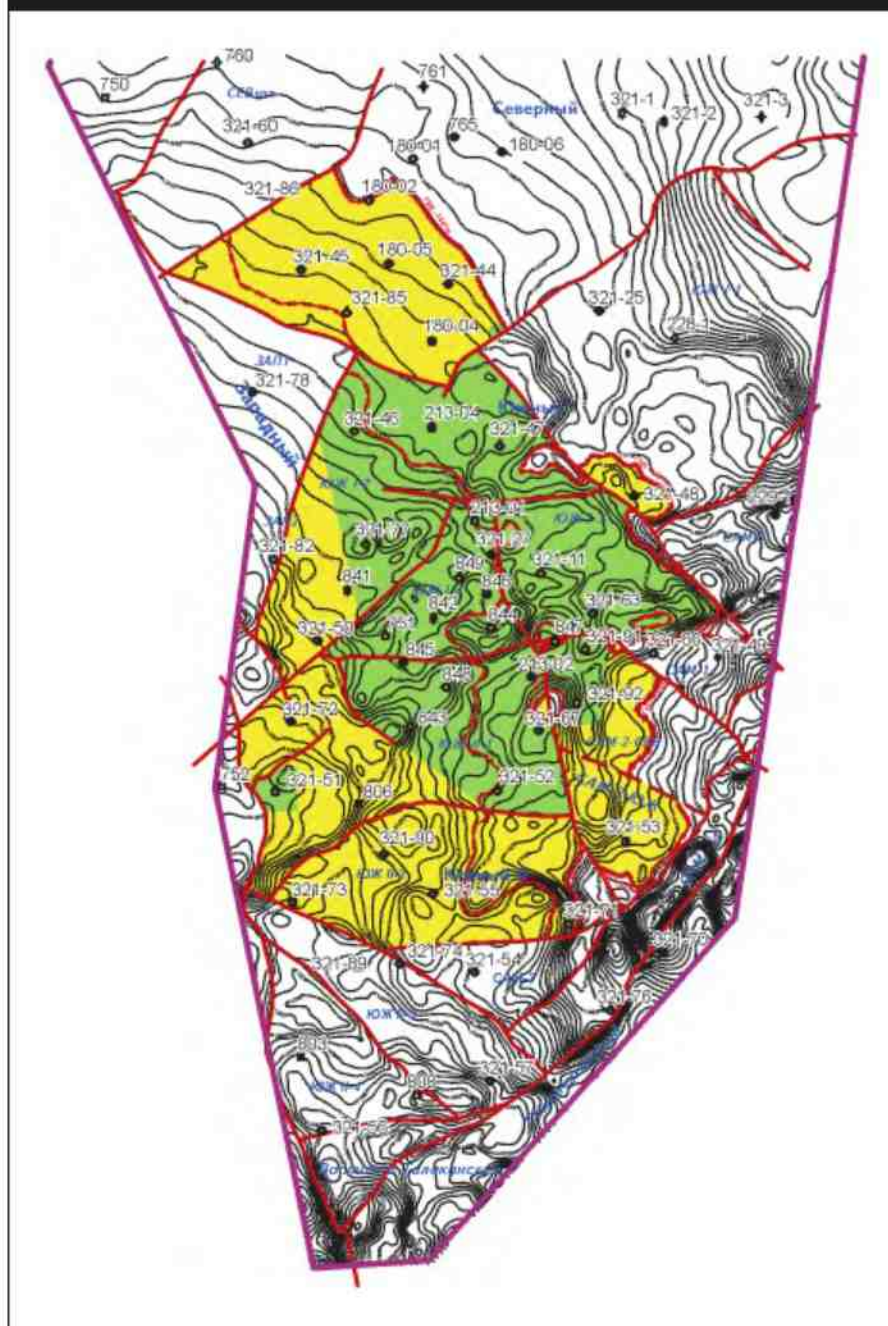
**UPDATED GEOLOGICAL-GEOPHYSICAL MODEL FOR THE CHAIANDINSKOE OIL-GAS-CONDENSATE DEPOSIT**

*Kreknin S.G., Pogretskiy A.V. (ООО "Gazprom Geologorazvedka"), Krylov D.N. (ООО "Gazprom VNIIGAZ"), Trukhin V.Iu. (ООО "CNIP GIS"), N.R.Sitdikov (PJGS "Gazprom")*

The Chaiandinskoe oil-gas-condensate deposit is the largest deposit in Yakutia known for its unique gas reserves and significant oil reserves. Due to extensive geological exploration work conducted by ООО "Gazprom Geologorazvedka" in recent years, an updated geological-geophysical model of the deposit was proposed and the deposit was prepared for exploitation.

**Key words:** Chaiandinskoe oil-gas-condensate deposit; appraisal; well; deposit; geological structure; prospecting drilling; 3D seismic survey; geological-geophysical model.

Рис. 10. СТРУКТУРНАЯ КАРТА ТАЛАХСКОГО ПРОДУКТИВНОГО ГОРИЗОНТА



Усл. обозначения см. на рис. 7