

УДК 550.8.056

DOI 10.31087/0016-7894-2019-1-43-54

Литолого-емкостная характеристика юрско-меловых резервуаров Гыданской и Енисей-Хатангской нефтегазоносных провинций

© 2019 г. | А.П. Афанасенков^{1,2}, А.М. Кирсанов¹, А.А. Чикишев¹

¹ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», Москва, Россия; afanasenkov@vnigni.ru; kirsanov@vnigni.ru; chikishev@vnigni.ru;

²Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия

Поступила 12.07.2018 г.

Принята к печати 26.10.2018 г.

Ключевые слова: *Енисей-Хатангский региональный прогиб; Гыданская, Енисей-Хатангская нефтегазоносные области; Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн; фильтрационно-емкостные свойства; коллектор; эффективная толщина; геофизические исследования скважин; петрофизика.*

В рамках изучения Гыданской и Енисей-Хатангской нефтегазоносных областей проведен комплексный анализ геолого-геофизической информации по скважинам – литологического описания керна, лабораторных определений фильтрационно-емкостных свойств, каротажных кривых, результатов испытаний. Полученные данные были заложены в алгоритмы интерпретации ГИС, что позволило дать литопетрофизическую характеристику каждой из свит юрско-меловых нефтегазоносных комплексов в пределах Ямало-Гыданской, Притаймырской и Малохетской структурно-фациальных зон. Выполнен пространственный анализ характера изменения емкостных параметров отложений с учетом их современного структурно-тектонического положения. Полученные подсчетные параметры заложены в количественную оценку ресурсов региона и, в комплексе с динамической интерпретацией сейсморазведки, в карты изменения коллекторских свойств по изучаемым нефтегазоносным областям.

Для цитирования: Афанасенков А.П., Кирсанов А.М., Чикишев А.А. Литолого-емкостная характеристика юрско-меловых резервуаров Гыданской и Енисей-Хатангской нефтегазоносных провинций // Геология нефти и газа. – 2019. – № 1. – С. 43–54. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-1-43-54.

Lithology, porosity and permeability of Jurassic-Cretaceous reservoirs in Gydan and Yenisei-Khatanga petroleum provinces

© 2019 | A.P. Afanasenkov^{1,2}, A.M. Kirsanov¹, A.A. Chikishev¹

¹FGBU "All-Russian Research Geological Oil Institute", Moscow, Russia; afanasenkov@vnigni.ru; kirsanov@vnigni.ru; chikishev@vnigni.ru;

²Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia

Received 12.07.2018

Accepted for publication 26.10.2018

Key words: *Yenisei-Khatanga regional trough; Gydan, Yenisei-Khatanga oil and gas bearing areas; West Siberian oil and gas bearing basin; porosity and permeability; reservoir; net thickness; well logging; petrophysics.*

The paper discusses possibilities of abiotic generation of oil substance, and the effect of this process on environmental situation. Methane is the main hydrocarbon-containing component of fluids and original substance for oil hydrocarbons generation. During the course of deep-seated flows evolution and movement towards the Earth's surface, methane undergoes polymerization transformations to oil hydrocarbons of various types and molecular weight. These processes occur because of the fact that in addition to methane, depth fluids contain components having catalytic properties necessary for such transformations. Such a component of fluids is, above all, elemental sulphur. As a result of methane polymerization transformations under its catalytic effect, hydrocarbons, asphalt-resin and organosulphur components of oils of various types and molecular weight are formed. As a consequence of the impact of sulphur on a hydrocarbon system, and sulfur and methane entrainment in oil and gas, oil becomes a system that concentrates sulphur. Taking into account the strong greenhouse effect of methane and the poisoning effect of sulphur on biological systems, the involvement of these depth fluid components in the process of oil generation contributes to the formation of a favourable environmental situation on Earth.

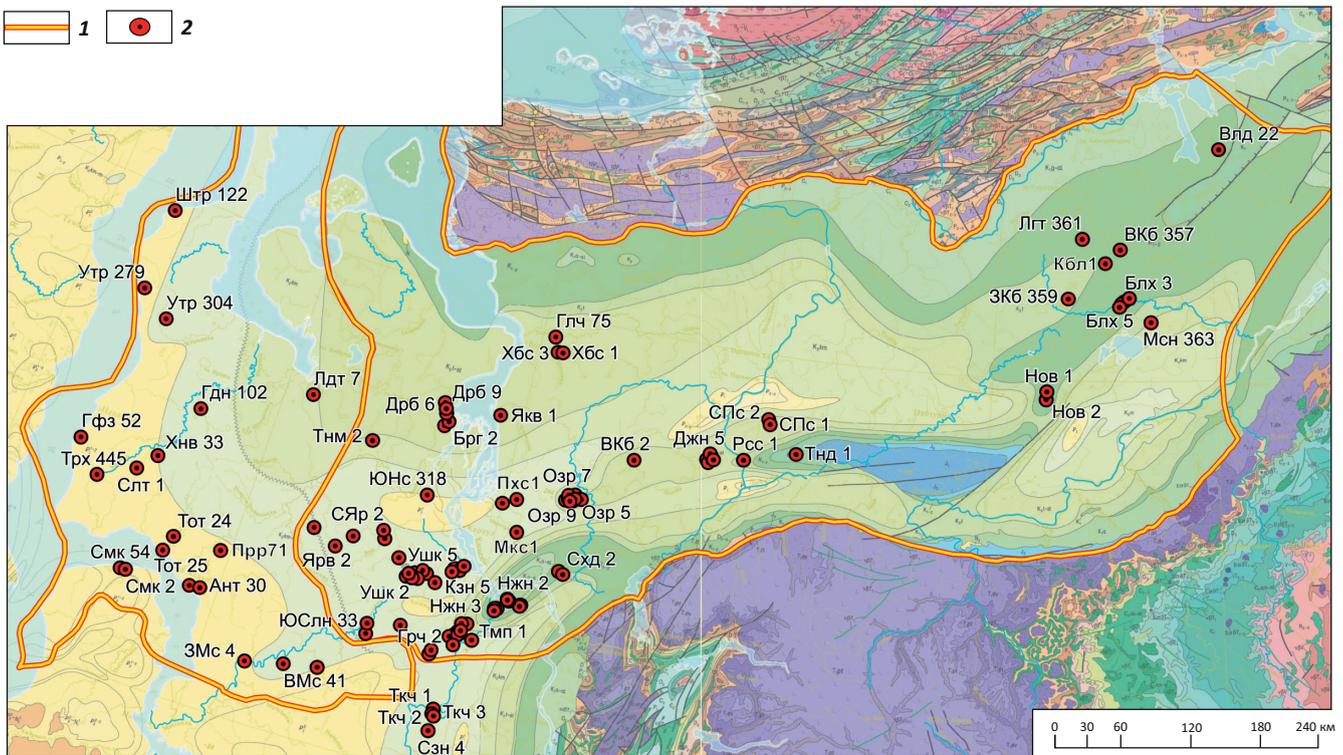
For citation: Afanasenkov A.P., Kirsanov A.M., Chikishev A.A. Lithology, porosity and permeability of Jurassic-Cretaceous reservoirs in Gydan and Yenisei-Khatanga petroleum provinces. *Geologiya nefi i gaza = Oil and gas geology*. 2019;(1):43–54. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-1-43-54.

В течение последних 10 лет основной объем геолого-разведочных работ на нефть и газ, выполняемых за счет средств федерального бюджета, сконцентрирован в пределах Гыданской и Енисей-Хатангской НГО. Несмотря на значительные инвестиции в геолого-

разведочные работы, доля, приходящаяся на бурение параметрических скважин, крайне мала. В 2018 г. завершилось бурение скв. Гыданская-130 глубиной 6126 м. Данные бурения этой скважины дали возможность уточнить емкостные характеристики

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 1. Обзорная карта района исследования с нанесенными проинтерпретированными скважинами
Fig. 1. Location map of the study area, the interpreted wells are shown



1 — границы Гыданской и Енисей-Хатангской НГО; **2** — скважины с интерпретацией ГИС
1 — boundaries of the Gydan and Yenisei-Khatanga petroleum areas; **2** — wells with log data interpreted

не только юрско-меловых отложений центральной части Гыданской НГО, но и позволили изучить свойства коллекторов триасового возраста. Несмотря на небольшие объемы современного параметрического бурения на рассматриваемой территории, к настоящему времени накоплен значительный объем скважинной информации, полученной в предыдущие годы. С 2016 г. силами ФГБУ «ВНИГНИ» были собраны, систематизированы и проанализированы промыслово-геофизические исследования по 110 скважинам (рис. 1).

Промыслово-геофизические исследования скважин являются косвенным методом исследований, позволяющим получить представление о разрезе в интервалах отсутствия керновых исследований и результатов испытаний. Основной задачей интерпретации данных ГИС является определение подсчетных параметров в разрезе скважин: выделение эффективных толщин, расчет пористости, проницаемости, определение характера насыщения. В статье представлены результаты комплексной интерпретации ретроспективных данных по материалам промыслово-геофизических исследований, лабораторных исследований керна и результатов испытаний скважин. Построены базовые петрофизические зависимости. Разработаны и реализованы алгоритмы интерпре-

тации данных геофизических исследований скважин (ГИС) — выделены эффективные толщины, рассчитаны коэффициенты пористости и проницаемости. Проведена литотипизация разрезом.

На территории работ с 1922 г. (экспедиция Н.Н. Урванцева по р. Пясины) по 1961 г. (первое издание листов Государственной геологической карты масштаба 1:1 000 000 по данной территории) проводились региональные работы и геологические маршруты для поисков твердых полезных ископаемых. Большой вклад в изучение территории внесли такие ученые, как В.Н. Сакс [1], З.З. Ронкина [2], И.С. Грамберг, И.П. Атласов, Д.С. Сороков, Н.А. Сягаев, Д.Б. Тальвирский и др. В 1965 г. на Нижнехетском поднятии была пробурена первая скважина. С этого момента начинаются интенсивные работы на нефть и газ по территории Енисей-Хатангской и Гыданской НГО для поставки газа на Норильский горно-металлургический комбинат. К началу 1970-х гг. были открыты Мессояхское, Зимнее, Нижнехетское, Джангодское, Пеляткинское, Северо- и Южно-Соленинские, Озерное месторождения. В 1969 г. все известные данные о геологическом строении и нефтегазоносности региона были обобщены Д.Б. Тальвирским. С 1970-х гг. активно изучается восточная часть Енисей-Хатангской НГО — Балахинский мегавал и Жданихин-

ский мегапрогиб. В 1975 г. открыто Балахинское месторождение. Результаты бурения параметрических скважин 1960–1970-х гг. обобщены в работах НЕНРЭ треста КНГР, КрасСОМЭ треста КНГР (Э.Г. Виск, Р.Г. Астахова), ТГЭ треста КНГР (Н.Е. Котт и др., 1977). В обобщении геолого-геофизических материалов участвуют ВНИИГеофизика, НПО «Союзгеофизика» (К.А. Савинский и др., 1977), трест КНГР и Новосибирский государственный университет (А.А. Трофимук и др., 1977), НИИГА (Д.В. Лазуркин и др., 1978), НОМТЭ НПО «Севморгео» (Н.И. Фещенко, А.П. Афанасенков и др., 1978). С 1980 по 1990 г. в западной части Енисей-Хатангской НГО открыты Хабейское, Дерябинское, Ушаковское и Нанадянское месторождения. Бурение в Жданихинском мегапрогибе не подтвердило перспективы нефтегазоносности.

С 2000-х гг. начался новый этап изучения региона — к работам подключаются недропользователи: Роснефть, НОВАТЭК, Сургутнефтегаз и т.д. При этом продолжаются геолого-разведочные работы и научно-тематические геолого-геофизические исследования за счет средств федерального бюджета (ФГУП «ВНИГНИ», ИНГГ СО РАН [3, 4], ФГУП «ВСЕГЕИ», ФГУП «СНИИГГиМС», ОАО «СибНАЦ», АУ «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана», ФГУНПП «Севморгео», ООО НПЦ «Геостра», ООО НППГМ «Геосейс» и др.).

Из специалистов, занимавшихся изучением коллекторских свойств пород изучаемой территории, особо стоит выделить В.Н. Сакса [1], начавшего изучение еще по каменному материалу из шурфов и обнажений, Е.Г. Бро [5–7], первым проанализировавшего коллекторские свойства по скважинам, Л.Л. Кузнецова и Л.И. Кяргину [8], авторов ряда производственных отчетов, обобщавших результаты бурения по Енисей-Хатангской НГО.

Выделение коллекторов, определение эффективных толщин

Разрез мезозойских отложений представлен терригенными породами. Коллекторы сложены песчаниками, реже алевролитами, неколлекторы — аргиллитами, глинистыми алевролитами, плотными карбонатизированными породами и углями.

Для выделения проницаемых интервалов по данным ГИС использовались прямые качественные признаки, основанные на проникновении фильтрата бурового раствора в пласт, и косвенные количественные критерии, учитывающие граничные значения фильтрационно-емкостных свойств и связанные с ними геофизические параметры.

К прямым качественным признакам наличия коллектора относятся: уменьшение диаметра скважины вследствие образования глинистых корок; превышение показаний микропотенциал-зонда над показаниями микроградиент-зонда; наличие радиального градиента сопротивления по комплексу разнотолщинных зондов сопротивления.

Для определения косвенных количественных критериев выделения коллекторов использовался статистический метод. По скважинам с наличием прямых качественных признаков проникновения бурового раствора в пласт для интервалов коллекторов и неколлекторов строились гистограммы распределения коэффициента пористости и относительной амплитуды метода собственной поляризации (α ПС). Точка пересечения распределений характеризовала граничное значение, которое в дальнейшем использовалось в качестве косвенного количественного критерия (рис. 2).

Определение коэффициентов пористости

Ретроспективные материалы ГИС представлены общими (масштаб 1:500) и детальными (масштаб 1:200) результатами исследований, проведенными с помощью аналоговой аппаратуры. Качество материалов сильно различается — сказываются скважинные и геологические условия, человеческий фактор при оцифровке каротажа. Комплекс исследований представлен методами КВ, КС, ПС, ГК и НГК. В незначительных объемах или не во всех целевых интервалах прописаны методы МКЗ, АК, ИК, БК.

В условиях неоднородного комплекса ГИС, наличия газонасыщенных пластов и отсутствия метрологического обеспечения записывающей аппаратуры для оценки пористости использовался широко апробированный в Западной Сибири метод собственной поляризации (ПС). Основой для применения метода послужили корреляционные зависимости типа керн – ГИС (таблица).

Литолого-петрофизическая характеристика отложений

По результатам комплексной интерпретации данных ГИС и лабораторных исследований керна представлена литолого-петрофизическая характеристика свит юрско-меловых резервуаров Гыданской и Енисей-Хатангской нефтегазоносных областей. На территории исследований к одному резервуару могут относиться разные по названию свиты из нескольких фациальных районов.

Приведем емкостную характеристику резервуаров в составе выделяемых в пределах рассматриваемой территории нефтегазоносных комплексов юры и мела (рис. 3).

Нижне-среднеюрский нефтегазоносный комплекс охватывает стратиграфический интервал в составе: зимней (J_1zm), левинской (J_1lv), шараповской (J_1shr), китербютской (J_1kt), надояхской (J_1nd), лайдинской ($J_{1-2}ld$), вымской (J_2vm), леонтьевской (J_2ln) и малышевской (J_2ml) свит.

Малышевская, вымская, надояхская, шуратовская и зимняя свиты содержат проницаемые интервалы коллекторов и являются в разрезе резервуарами. Леонтьевская, лайдинская, китербютская и

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 2. Пример определения граничного значения параметра $\alpha_{\text{ПСгп}}$ в интервалах: турон-сантонский НГК (А), апт-альб-сеноманский НГК (В), неокомский клиноформный НГК (С), ниже-среднеюрский и верхнеюрский НГК (D)

Fig. 2. Example of determination of α_{SP} threshold value determination in the intervals: Turonian-Santonian play (A), Aptian-Albian-Cenomanian play (B), Neocomian clinoformal play (C), Lower-Middle-Jurassic and Upper Jurassic play (D)

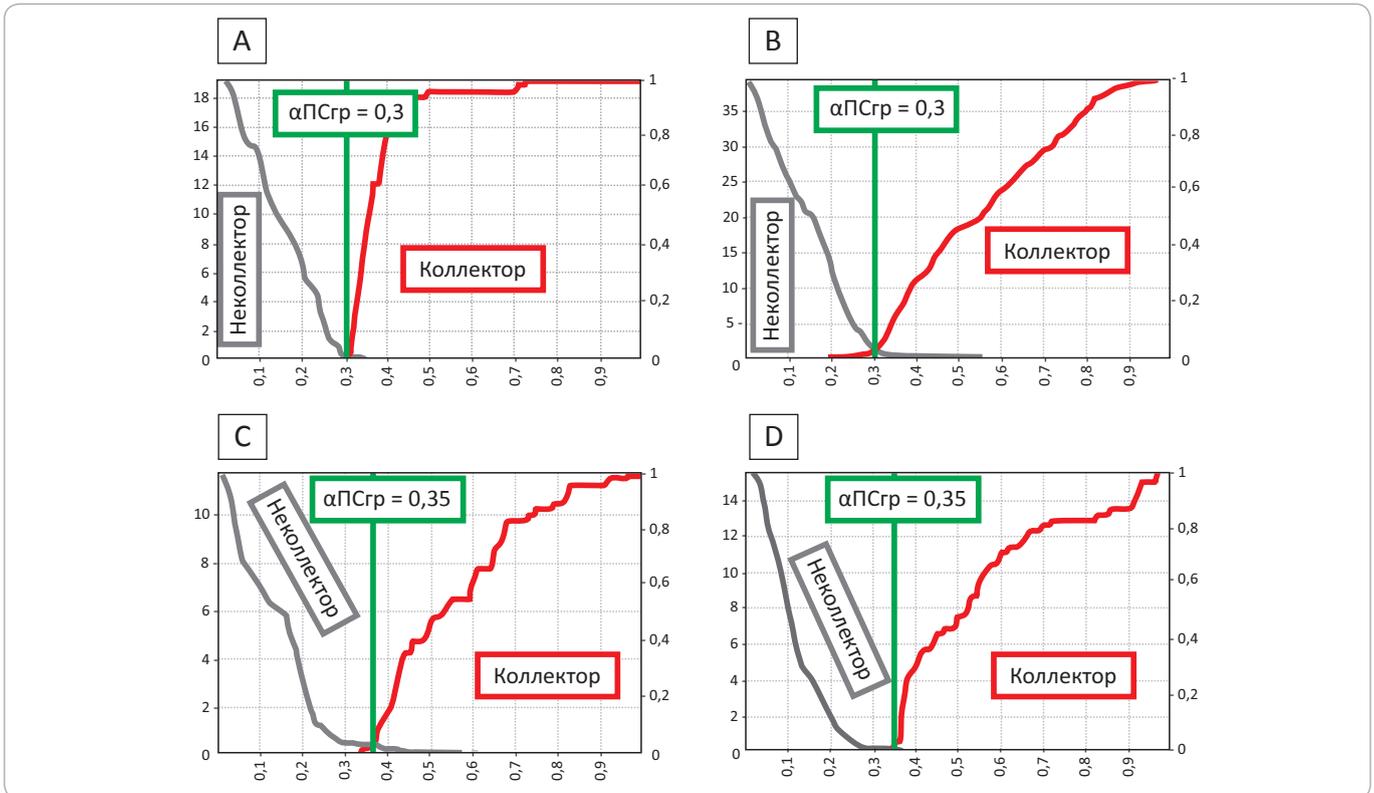


Таблица. Уравнения пористости по корреляционным зависимостям керн – ГИС

Table. Porosity equations according to core – log correlations

Нефтегазоносный комплекс	$\alpha_{\text{ПСгп}}$	Уравнение пористости
Турон-сантонский	0,3	$16,76 \times A_{\text{пс}} + 16,2$
Апт-альб-сеноманский	0,3	$22,605 \times A_{\text{пс}} + 14,898$
Неокомский клиноформный	0,35	$12,379 \times A_{\text{пс}} + 7,7281$
Ниже-среднеюрский, верхнеюрский	0,35	$0,196/A_{\text{пс}}^{(-0,407)}$

левинская свиты сложены преимущественно глинистыми породами и являются покрышками для указанных выше резервуаров (рис. 4).

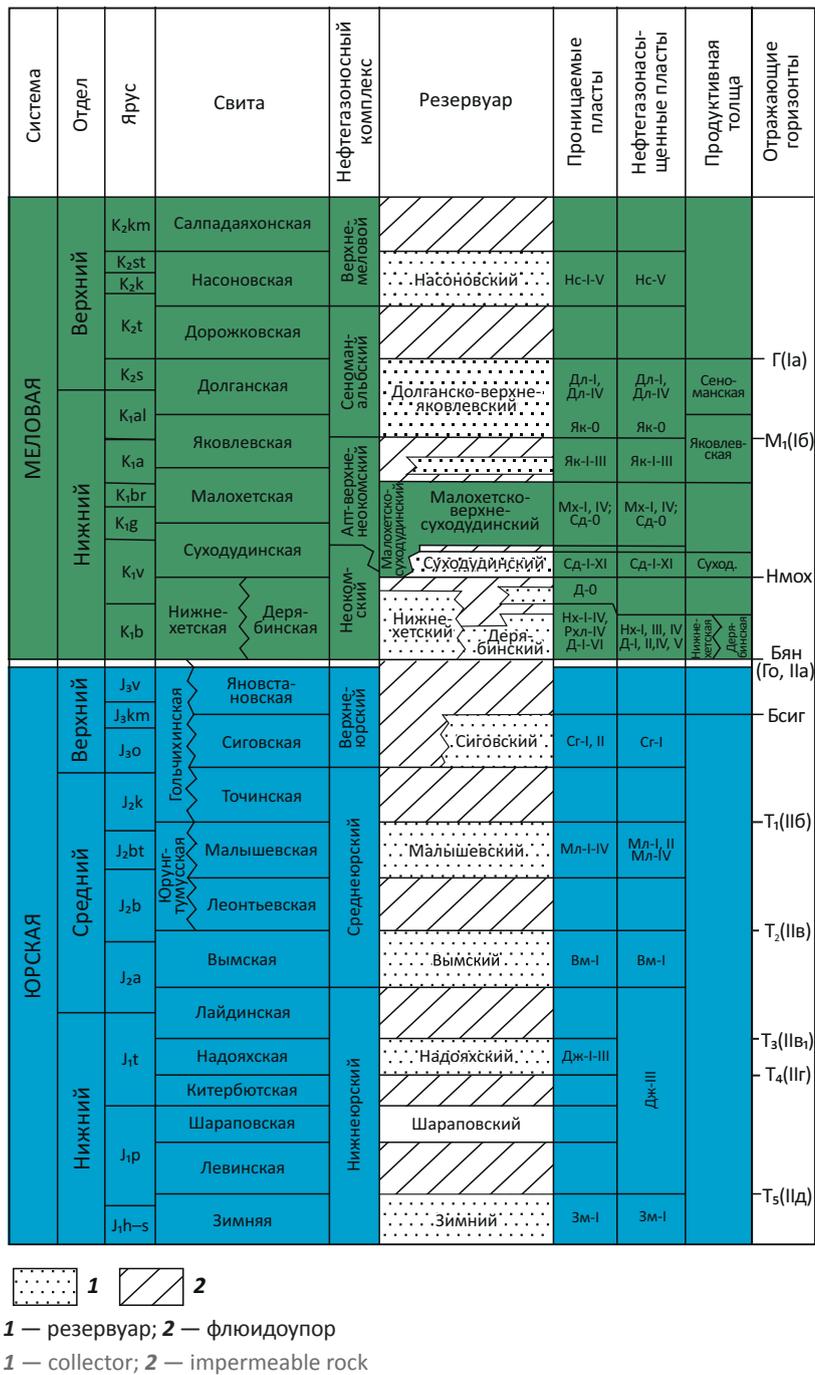
Зимняя свита (геттангский ярус – поздний плинсбах) представлена зеленовато-серыми песчаниками с прослоями гравелитов и конгломератов, темно-серыми, буроватыми аргиллитами и алевролитами. Коллекторы имеют небольшую мощность (первые метры), относительно пониженные фильтрационно-емкостные свойства – от 10 до 15 % (среднее значение 13,1 %) и проницаемость до 1 мД. Зимняя свита вскрыта в ограниченном числе сква-

жин, расположенных преимущественно на валах, где она залегает на относительно небольших глубинах – до 2 км. Полная мощность свиты не вскрыта ни одной скважиной. Из-за отсутствия достоверной статистики по мощности свиты, коэффициент песчаности установить затруднительно.

Зимняя свита перекрыта темно-серыми, иногда буроватыми аргиллитами, мелкозернистыми и глинистыми алевролитами левинской свиты (поздний плинсбах), служащей надежным флюидоупором. Мощность левинской свиты меняется от 65 до 141 м.

Шараповская свита (поздний плинсбах) сложена светло-серыми мелко- и среднезернистыми, иногда гравелитистыми песчаниками с прослоями темно-серых глинистых алевролитов и аргиллитов. Свита вскрыта в ограниченном числе скважин, преимущественно на положительных структурах, где залегает на относительно небольших глубинах – до 2 км. В более погруженной части территории глубины залегания изменяются от 2,5 км (скв. Долганская-2) до 3,1 км (скв. Новая-1). Максимальные глубины зафиксированы в скв. Тотаяхинская-25 (Гыданская НГО) – 4,9 км. В пределах Енисей-Хатангской НГО мощность свиты меняется от 42 м (скв. Зимняя-1) до 110 м (скв. Семеновская-2). На территории Гыданской НГО мощность достигает 250 м (скв. Гыданская-130). Максимальные значения коэффициента песчаности отмечаются в скв. Малахетская-15, где они дости-

Рис. 3. Схема нефтегазоносности резервуаров мела и юры Енисей-Хатангской НГО [9]
 Fig. 3. Scheme oil and gas occurrence in the Cretaceous and Jurassic reservoirs of Yenisei-Khatanga petroleum area [9]



гают 0,75. Средние значения открытой пористости коллекторов составляют 15 %.

Отложения шараповской свиты перекрыты непроницаемыми темно-серыми, черными глинами и аргиллитами китербютской свиты (нижнетоарский подъярус). Мощность свиты изменяется от 20 до 43 м. Значительный разброс мощности толщи позволяет рассматривать ее как локальный флюидоупор, качество которого напрямую зависит от мощности.

Надояхская свита (верхнетоарский подъярус) представлена переслаиванием темно-серых аргиллитов, обогащенных растительным детритом, зеленовато-серых алевролитов и песчаников. Открытая пористость в интервале коллекторов варьирует в диапазоне от 12 до 17 %, среднее значение составляет 14 %, проницаемость — от 0,2 до 10 мД, среднее значение равно 1,3 мД. Эффективные толщины варьируют от 67 м (скв. Долганская-1) до 103,72 м (скв. Ма-

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

лохетская-15). Песчанность свиты меняется от 0,2 (скв. Майская-1) до 0,62 (скв. Малохетская-15).

Регионально распространенной покрывкой, отделяющей нижнеюрский комплекс от среднеюрского, служит литологически выдержанная по латерали лайдинская свита (ааленский ярус), представленная темно-серыми уплотненными глинами и аргиллитами. Мощность толщи меняется от 17 до 85 м. Свита может служить региональным флюидоупором.

Вымская свита (нижнебайосский подъярус) представлена чередованием пачек светло-серых песчаников, алевролитов и темно-серых глинистых пород с линзами углей. Мощность свиты варьирует от 62 м (скв. Суходудинская-1) до 325 м (скв. Джангодская-1). Коллекторы представлены мелко-среднезернистыми песчаниками и крупнозернистыми алевролитами с пористостью от 9 до 20 %, среднее значение 14 %. Эффективные толщины не выдержаны по площади: в пределах Енисей-Хатангской НГО изменяются от 26 м (скв. Джангодская-2) до 100 м (скв. Малохетская-15), коэффициент песчанности — от 0,08 (скв. Джангодская-2) до 0,82 (скв. Малохетская-15), на территории Гыданской НГО свита глинизируется, в одиночных скважинах коэффициент песчанности достигает 0,02 (скв. Тотаяхинская-25).

Отложения вымской свиты перекрыты темно-серыми аргиллитами леонтьевской свиты (верхнебайосский подъярус). Аргиллиты темные, темно-серые, пиритизированные и сидеритизированные. Мощность толщи от 40 (скв. Суходудинская-1) до 250 м (скв. Джангодская-2).

Мальшевская свита (нижне- и среднебатский подъярусы) представлена серыми песчаниками с прослоями серых алевролитов и темно-серых аргиллитов. Мощность свиты меняется от 40 м (скв. Нанадянская-310) до 480 м (скв. Верхнекубинская-2). Коллекторы представлены мелкозернистыми песчаниками и разномзернистыми алевролитами с пористостью от 10 до 20 %. Эффективные толщины варьируют от 40 м (скв. Дерябинская-9) до 167 м (скв. Тампейская-1). Песчанность свиты меняется от 0,27 (скважины Дерябинская-9 и Джангодская-2) до 0,88 (скв. Малохетская-6).

Отложения мальшевской свиты перекрыты плохо отсортированными алевролитами и аргиллитами точинского флюидоупора. Мощность точинской свиты изменяется от 13 до 175 м. В свите могут встречаться пропластки песчаников-коллекторов мощностью до 1,5 м. Ввиду локальных явлений опесчанивания и снижения общей мощности, точинскую свиту можно рассматривать в качестве локального флюидоупора со средними и пониженными изолирующими свойствами.

В восточной части изучаемой территории (Балахнинский мегавал, Кубалахский вал и Боганидско-Жданихинский мегапрогиб) юрский разрез

существенно заглинизирован, стратиграфическое расчленение разреза затруднено, прослои коллекторов редки и маломощны. Все перспективы ниже-среднеюрского нефтегазоносного комплекса связаны с Балахнинским мегавалом, где в интервале предполагаемой вымской свиты выделяются коллекторы с видимой мощностью от 25,5 м (скв. Балахнинская-6) до 75 м (скв. Балахнинская-5). Пористость меняется в диапазоне от 14 до 23 % при среднем значении 0,18 %. Ввиду отсутствия возможности точно выделить свиты по каротажу, песчанность для комплекса не рассчитывается.

Верхнеюрский (оксфорд-кимериджский) нефтегазоносный комплекс охватывает породы оксфорд-кимериджского возраста. На территории Малохетской фациальной зоны выделяются яновстановская (J_3-K_1jan) и сиговская (J_3sig) свиты. В Притаймырском и Гыданском фациальных районах в объеме верхнеюрских и верхней части среднеюрских отложений (точинская свита) выделяют гольчихинскую серию (J_2-K_1gl).

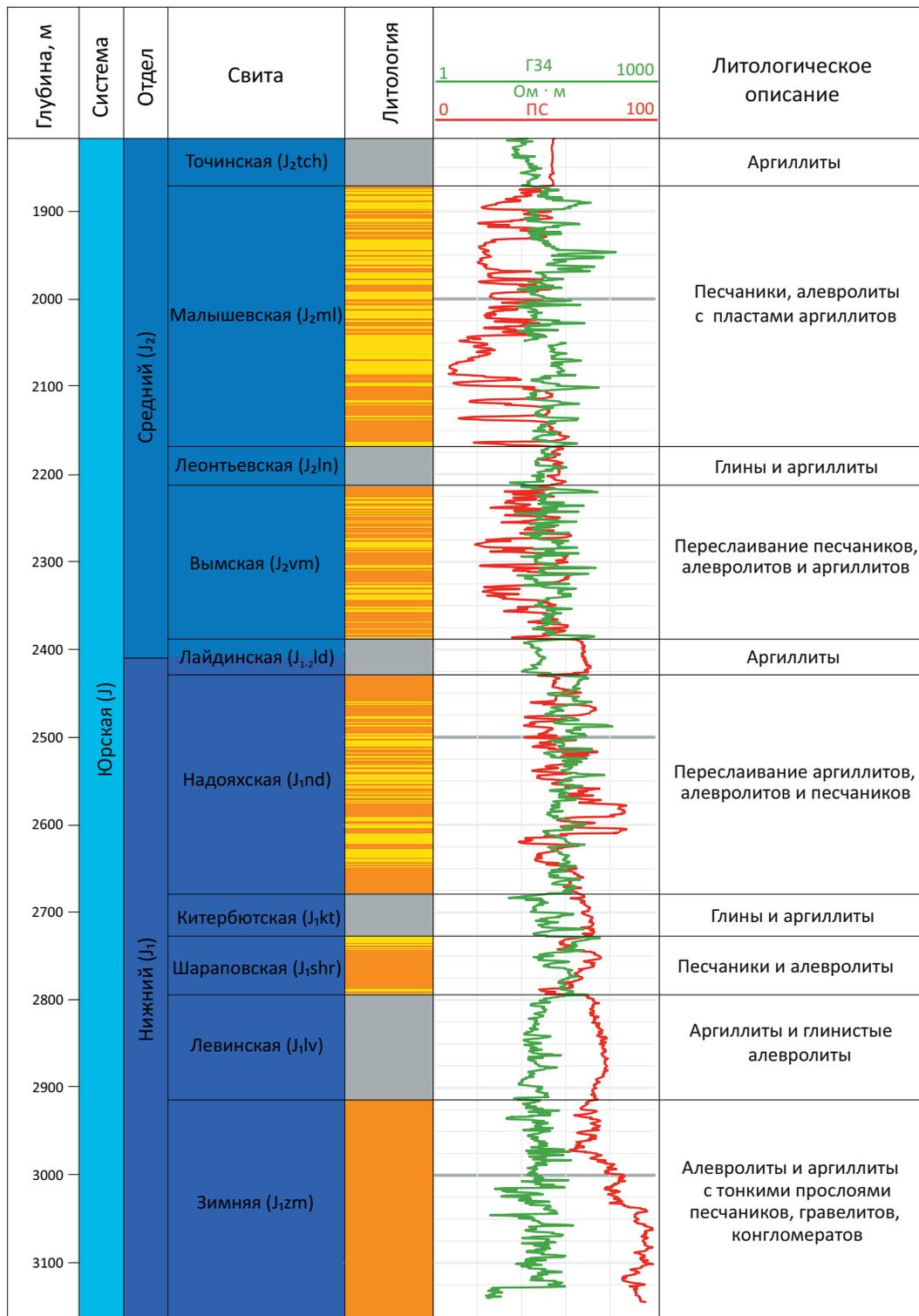
Сиговская свита (верхи верхнего келловоя – кимеридж) представлена песчаниками и алевролитами светло-серыми, иногда глауконитовыми, и аргиллитами. Коэффициент песчанности и фильтрационно-емкостные свойства резервуара значительно зависят от глубины залегания свиты, например, в пределах положительных структур (глубина залегания от 892 м (скв. Нижнехетская-1) до 1540 м (скв. Тампейская-1)) отмечаются высокие фильтрационно-емкостные характеристики — открытая пористость достигает 30 %, проницаемость — 8000 мД. Эффективные толщины достигают 71 м (скв. Нижнехетская-1).

В наиболее погруженных частях глубина залегания свиты достигает 4027 м (скв. Южно-Носковская-318). Коллекторы обладают пористостью от 9 до 15 %. Эффективные толщины меняются от 7,9 м (скв. Джангодская-2) до 44 м (скв. Рассохинская-1). Коэффициент песчанности меняется от 0,04 (скв. Джангодская-2) до 0,42 (скв. Суходудинская-2).

Сиговский резервуар перекрыт глинистыми породами яновстановской свиты.

Яновстановская свита (кимериджский и волжский ярусы) представлена аргиллитами (иногда битуминозными) темно-серыми, почти черными, крепкими и алевролитами серыми, мелкозернистыми с углистым детритом. Мощность свиты меняется от нескольких метров (на Малохетском мегавалу отложения полностью или частично размыты) до 500 м в погруженной части рассматриваемой территории. Свита является региональным флюидоупором с высокими изолирующими свойствами по всей территории Енисей-Хатангской НГО (кроме Малохетского мегавала).

Рис. 4. Геолого-геофизический разрез отложений средней и нижней юры по скв. Тампейская-1
Fig. 4. Geological and geophysical cross-section of Middle and Lower Jurassic for Tampeisky-1 well



1 2 3

1 — флюидоупоры; интервалы (2, 3): 2 — непроницаемые, 3 — проницаемые

1 — impermeables; intervals (2, 3): 2 — impermeable, 3 — permeable

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Гольчихинская свита или серия (верхний бат – низы берриаса) выделяется рядом авторов в Гыданском и Притаймырском фашиальных районах. Представлена аргиллитами темно-серыми (иногда битуминозными) с буроватым и зеленоватым оттенками, тонкоотмученными или алевритовыми. Анализ скважинных материалов по каротажным характеристикам позволил выделить в объеме гольчихинской свиты две пачки.

Пачка 1. Битуминозные аргиллиты с аномально высокой естественной радиоактивностью, обогащенные органическим веществом.

Пачка 2. Черные аргиллиты и алевролиты. Слюдистые, крепкие, иногда рыхлые.

Неокомский клиноформный (ачимовский) нефтегазоносный комплекс (валанжин-готеривский комплекс)

На территории Гыданской НГО отложения клиноформного комплекса нижнего отдела меловой системы представлены нижней частью таноупчинской (K_1tnp) и ахской (K_1akh) свитами.

Ахская свита представлена переслаиванием пачек темно-серых аргиллитов с высокими и средними изолирующими свойствами и пачек алевролитов и песчаников, образующих отдельные продуктивные пласты ($Aч_{1-4}$). Песчаники светло-серые, мелкозернистые, на известково-глинистом цементе, с остатками обугленных растений и включениями сидерита. Мощность коллекторов небольшая – до 6–7 м, пористость изменяется от 14,7 до 22,5 % при среднем значении 18 %, проницаемость – 1–160 мД при среднем значении 34 мД. Общая мощность свиты меняется от 226,7 м (скв. Приречная-71) до 775 м (скв. Тотаяхинская-25). Эффективные толщины варьируют в диапазоне от 17 до 61 м, коэффициент песчаности – от 0,05 (скв. Утренняя-279) до 0,22 (скв. Гыданская-102).

Ахская и таноупчинская свиты разделены глинистой пачкой мощностью от 6 до 32 м, местами с прослоями алевролитов. Изолирующие свойства оцениваются как средние и низкие.

Таноупчинская свита (K_1tnp) делится нейтинской глинистой пачкой на две толщи с индивидуальными литологическими особенностями – верхнюю (апт – альб – сеноман) и нижнюю (клиноформный комплекс неокома). Толща представлена неравномерным переслаиванием серых песчаников, алевролитов и алевритистых глин с обилием растительного детрита, обломками древесины, отпечатками листовой флоры, пластами бурых углей.

Общая мощность свиты меняется от 600 м (скв. Восточно-Мессояхская-41) до 1122 м (скв. Утренняя-279), эффективные толщины – от 235 до 420 м, коэффициент песчаности – от 0,3 (скв. Ханавейская-33) до 0,63 (скв. Западно-Мессояхская-4). Пористость коллекторов составляет 12–26 % при среднем значении 18 %.

В Малохетском подрайоне Енисей-Хатангского регионального прогиба клиноформный комплекс нижнего отдела меловой системы представлен нижней частью малохетской (K_1mlh), суходудинской (K_1shd), нижнехетской (K_1nsh) свитами.

Нижнехетская свита состоит из переслаивающихся алевролитов, аргиллитов, глин с пачками и прослоями песчаников. Алевролиты темно-серые с зеленоватым оттенком, с прослоями известковистого песчаника и известняка, плотные, с горизонтальной слоистостью за счет тонких горизонтальных прослоев светлого песчаного материала. В свите встречается 4 продуктивных пласта Hx_{1-4} , разделенных глинистыми флюидоупорами.

Общая мощность свиты меняется от 75 м (скв. Тампейская-1) до 437 м (скв. Озерная-8). Эффективные толщины варьируют в диапазоне от 1,1 м (скв. Носковская-35) до 41,2 м (скв. Хабейская-1). Коэффициент песчаности колеблется от 0,01 (скв. Южно-Соленинская-33) до 0,21 (скв. Зимняя-1). Пористость коллекторов составляет от 11 до 23 % при среднем значении 16 %.

В пределах Балахинского мегавала нижнехетская свита не выделяется. На Боганидско-Жданихинском мегапрогибе, по данным бурения скв. Массоновская-363, мощность свиты составляет 1358 м, эффективная мощность – 2,82 м. В пределах Кубалахского поднятия нижнехетская свита существенно опесчанена. Но в условиях ограниченного комплекса ГИС и отсутствия реперов для определения границ мел – верхняя юра оценить пористость и песчаность невозможно.

Суходудинская свита представлена переслаивающимися пачками песчаников, алевролитов и аргиллитов с маломощными линзовидными прослоями углей. Пачки аргиллитов служат флюидоупорами для продуктивных пластов (Sx_{1-10}). Общая мощность свиты меняется от 152 м (скв. Джангодская-2) до 827 м (скв. Озерная-10). Пористость в интервале коллекторов колеблется от 10 до 24 % при среднем значении 18 %. Эффективные толщины меняются в диапазоне от 76 м (скв. Джангодская-2) до 387 м (скв. Горчинская-1). Коэффициент песчаности варьирует от 0,32 (скв. Пайяхская-4) до 0,76 (скв. Горчинская-1).

Суходудинская и нижнехетская свиты разделяются толщиной аргиллитов со средними и высокими изолирующими свойствами. Мощность толщи пропорциональна мощностям флюидоупоров, разделяющих продуктивные пласты Hx_{1-4} и Sx_{1-10} .

Клиноформный комплекс нижнего отдела меловой системы Притаймырского подрайона Енисей-Хатангского регионального прогиба сложен байкаловской (K_1bkl) и шуратовской (K_1shr) свитами.

Шуратовская свита представлена переслаивающимися алевролитами, аргиллитами, глинами с пачками и прослоями песчаников. Общая мощность

свиты изменяется от 226 м (скв. Гольчихинская-1) до 1066 м (скв. Южно-Носковская-318), эффективные толщины — в диапазоне от 7 м (скв. Паютская-1) до 69 м (скв. Гольчихинская-1), пористость коллекторов — от 10 до 20 % при среднем значении 17 %. Коэффициент песчаности варьирует от 0,01 (скв. Паютская-1) до 0,31 (скв. Гольчихинская-1).

Байкаловская свита представлена ритмичным чередованием серых алевролитов и песчаников с пачками буровато-серых глин с редкими маломощными прослоями угля. Общая мощность свиты изменяется от 227 м (скв. Гольчихинская-1) до 695 м (скв. Дерябинская-6), пористость коллекторов — от 10 до 24 % при среднем значении 18 %. Эффективная толщина колеблется в диапазоне от 41,5 м (скв. Гольчихинская-1) до 280 м (скв. Нанодьянская-310), коэффициент песчаности — от 0,3 (скв. Дерябинская-5) до 0,46 (скв. Нанодьянская-310).

Главной особенностью нижней части (валанжин-готеривский ярус) неокомского комплекса Гыданской и Енисей-Хатангской НГО является ее клиноформное строение. В составе клиноформ выделяются коллекторы трех типов: ундаформные, клиноформные и фондоформные. Наилучшие фильтрационно-емкостные свойства традиционно связываются с ундаформными коллекторами — с повышенной песчаностью, более высокими фильтрационно-емкостными свойствами. Фондоформная часть клиноформного комплекса выделяется в низах нижнехетской и шуратовской свит в дерябинскую толщу. Общая мощность толщи менее 300 м. Эффективные толщины изменяются в диапазоне от 8 м (скв. Яровская-2) до 55,8 м (скв. Аномальная-51), коэффициент песчаности — от 0,07 (скв. Яровская-2) до 0,53 (скв. Аномальная-51). Пористость коллекторов колеблется в диапазоне от 14 до 24 % при среднем значении 20 % и средневзвешенном значении пористости 18 %. Толща уверенно выделяется на фоне вмещающих пород по повышенным значениям радиоактивности.

Выделение дерябинской толщи принципиально с точки зрения интерпретации данных ГИС как отдельного резервуара, обладающего своими флюидалными контактами и индивидуальными подходами для оценки характера насыщения. Толща не является самостоятельной свитой и должна рассматриваться как часть нижнехетской и шуратовской свит.

Нижний и верхний отделы меловой системы (апт – альб – сеноман)

На территории Гыданской НГО отложения представлены марресалинской ($K_{1-2}mr$), яронгской (K_1ja) свитами и верхней частью танопчинской (K_1tnp).

Граница между продуктивными пластами яронгской и танопчинской свит проходит по литологически невыдержанной глинисто-алевритистой пачке. Мощность меняется от первого десятка до

сотни метров. Степень песчаности пачки обратно пропорциональна ее мощности. Таким образом, она может рассматриваться только в качестве локального флюидоупора.

Отложения яронгской свиты (K_1ja) представлены глинами темно-серыми и серыми, тонкоотмученными и алевроитовыми, участками битуминозными, с пластами песчаников и алевролитов, содержащих растительный детрит.

Резервуар приурочен к продуктивным пластам X_{M6-10} , $ТП_0$. Коллекторы — песчаники и алевролиты со средними фильтрационно-емкостными характеристиками — в интервале коллектора пористость изменяется от 15 до 26 % при среднем значении 20 %, проницаемость — от 1,7 до 498 мД при среднем значении 85 мД. Общая мощность свиты изменяется от 169 м (скв. Тотаяхинская-25) до 260 м (скв. Антипаютинская-30). Эффективные толщины колеблются в диапазоне от 39 м (скв. Геофизическая-52) до 122 м (скв. Антипаютинская-30). Песчаность изменяется от 0,2 (скв. Геофизическая-52) до 0,5 (скв. Антипаютинская-30).

Песчаники марресалинской свиты отделены глинисто-алевритистой перемычкой, литологически невыдержанной по латерали, служащей флюидоупором для нижележащих коллекторов яронгской свиты. Изолирующие свойства перемычки оцениваются как средние и низкие.

Отложения марресалинской свиты ($K_{1-2}mr$) представлены неравномерным переслаиванием сероцветных алевролитов, уплотненных песков и известковистых песчаников с линзовидными прослоями и невыдержанными пластами серых и буровато-серых алевритистых глин. Во всех литологических разностях пород в значительном количестве отмечаются чешуйки слюды, мелкий углистый детрит, обломки древесины, линзы и прослои бурого угля. Песчаники мелкозернистые, преимущественно слабосцементированные. В отдельных участках крепко сцементированные карбонатным, реже — глинистым цементом.

Общая мощность свиты от 434 м (скв. Антипаютинская-30) до 642 м (скв. Утренняя-279). Резервуар приурочен к продуктивным пластам $ПК_{1-19}$. Пористость изменяется от 19 до 37 %, среднее значение пористости — 30,1 %. Эффективные толщины колеблются в диапазоне от 239,6 м (скв. Штормовая-122) до 425,8 м (скв. Гыданская-102). Песчаность изменяется от 0,37 (скв. Штормовая-122) до 0,7 (скв. Гыданская-102).

В пределах Енисей-Хатангской НГО отложения апт-альб-сеноманского комплекса представлены верхней частью дорожковской (K_2dr), долганской ($K_{1-2}dl$), яковлевской (K_1jak) свитами и верхней частью малохетской (K_1ml).

Малохетская свита представлена массивными, мощными (до 300 м) песчаниками, формирующими единый резервуар с тонкими прослоями аргиллитов,

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

или переслаиванием песчаников с мощными пачками чистых глиен-флюидоупоров. В большинстве скважин наблюдается уверенный тренд повышения глинистости к подошве свиты. В фондоформной части пористость коллекторов изменяется от 20 до 25 % при среднем значении 21 %, для коллекторов клиноформного комплекса пористость составляет от 14 до 19 % при среднем значении 17 %. Эффективные толщины изменяются от 49,4 м (скв. Рассохинская-1) до 400 м (скв. Озерная-10). Песчанность варьирует от 0,47 (скв. Нанодьянская-310) до 0,96 (скв. Озерная-10).

Коллекторы яковлевской свиты отделены от нижележащих песчаников малохетской свиты латерально невыдержанной пачкой глиен мощностью 20–30 м.

Яковлевская свита уверенно выделяется по каротажным характеристикам на фоне вмещающих пород, а именно: резкой литологической изменчивостью, чередованием песчаников относительно небольшой емкости с алевролитами и глинистыми прослоями. Песчаники свиты также отличаются значительно более низкими коллекторскими свойствами, что видно из кривых ПС, ГК, НГК и подтверждается керновыми исследованиями. Общая мощность свиты изменяется от 136 м (скв. Нижнехетская-1) до 447 м (скв. Аномальная-51). Наименьшие толщины выделяются в пределах Малохетского мегавала, где свита практически не развита. Эффективные толщины меняются от 34 м (скв. Нижнехетская-1) до 213 м (скв. Нанодьянская-310). Пористость коллекторов варьирует от 13 до 24 % при среднем значении 19 %. Коэффициент песчанности изменяется от 0,22 (скв. Майская-1) до 0,54 (скв. Джангодская-2).

Яковлевская и долганская свиты разделены глинисто-алевритистой толщей с низкими изолирующими свойствами.

Отложения долганской свиты ($K_{1-2}dl$) представлены песчаными породами с подчиненным распространением алевролитов и глиен. Это позволяет точно определить ее границы по каротажу — толща выделяется единым песчаным телом с редкими прослоями неколлекторов. Пески мелко-среднезернистые, серые и зеленоватые, часто сильно каолинизированные. Алевролиты, как правило, сильноглинистые. Глиены имеют темно-серую до черной окраску, иногда переходят в углистые. Содержится значительное количество песчаных и алевритовых, сидеритовых и известковистых конкреций, обугленной древесины и зерен янтаря.

По результатам петрофизических исследований установлены повышенные фильтрационно-емкостные свойства: высокая пористость — от 22,6 до 31,1 % при среднем значении 26,65 %, высокая абсолютная газопроницаемость — 9,6–1616,5 мД при среднем значении 823,8 мД. Повышенные фильтрационно-емкостные свойства объясняются разуплотнением отложений: породы относятся скорее к пескам,

чем к песчаникам. Корректно определить мощность, эффективные толщины и песчанность долганской свиты затруднительно: в интервале верхней части свиты отсутствует необходимый комплекс ГИС. По скважинам, где свита полностью охарактеризована каротажем, мощность свиты варьирует от 250 до 500 м с песчанностью от 0,84 до 0,94.

Дорожковская свита, имеющая переходный возраст турон – сантон – сеноман, сложена непроницаемыми глинами и редкими низкопроницаемыми алевролитами (по данным ГИС) и служит надежным флюидоупором для нижележащих песчаников долганского резервуара.

Верхний отдел меловой системы (турон-сантонский)

На территории Гыданской НГО отложения представлены ганькинской (K_2gn), березовской (K_2br) или часельской (K_2ch), кузнецовской (K_2kz) свитами.

В пределах Енисей-Хатангской НГО верхний отдел меловой системы сложен кэтарской (K_2kt), танамской (K_2tn), салападинской (K_2sl), насоновской (K_2ns) и дорожковской (верхняя часть) свитами (K_2dr). Отложения залегают на малых глубинах (до 1000 м) и практически не представлены керновым материалом. Комплекс ГИС в интервале верхнемеловых отложений традиционно скудный: ПС и КС, ГН, НГК, что осложняет как корреляцию свит, так и интерпретацию данных ГИС.

В турон-сантонской системе перспективный резервуар приурочен к пескам и слабоконсолидированным песчаникам насоновской свиты (K_2ns). Отложения испытаны в единичных скважинах (Песчаная-2, Дерябинская-1 и Казанцевская-5), перспективность на УВ подтверждена скв. Казанцевская, где из интервала насоновской свиты получен приток газа 8,7 тыс. м³/сут (рис. 5).

Низкая степень цементации пород-коллекторов позволяет судить о крайне высоких фильтрационно-емкостных свойствах — пористость изменяется от 22 до 34 % при среднем значении 26 %, проницаемость — 6,7–1625 мД при среднем значении 70 мД.

Флюидоупором для турон-сантонского нефтегазоносного комплекса выступает вечная мерзлота.

Выводы

По результатам интерпретации данных ГИС в пределах Гыданской и Енисей-Хатангской НГО представлена петрофизическая характеристика каждой из свит юрско-меловых нефтегазоносных комплексов. Полученные подсчетные параметры заложены в количественную оценку ресурсов региона в комплексе с динамической интерпретацией сейсморазведки в карты изменения коллекторских свойств по изучаемым нефтегазоносным областям.

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Литература

1. Сакс В.Н., Ронкина З.З. Юрские и меловые отложения Усть-Енисейской впадины. – Л. : Гостоптехиздат, 1957. – 231 с.
2. Карцева Г.Н., Ронкина З.З., Колокольцева Е.П. Стратиграфия юрских и меловых отложений // Геология и нефтегазоносность Енисей-Хатангского прогиба. Тр. НИИГА. – Л. : НИИГА, 1971. – С. 7–18.
3. Конторович А.Э., Гребенюк В.В., Кузнецов Л.Л. и др. Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири : в 8-ми вып. Вып. 3. Енисей-Хатангский бассейн. – Новосибирск : ОИГГМ СО РАН, 1994. – 71 с.
4. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба // Геология и геофизика. – 2011. – Т. 52. – № 8. – С. 1027–1050.
5. Байбародских Н.И., Бро Е.Г., Гудков С.А. и др. Расчленение юрских и меловых отложений в разрезах скважин, пробуренных в Усть-Енисейской синеклизе в 1962–1967 гг. // Ученые записки НИИГА. Региональная геология. – 1968. – Вып. 12. – С. 5–24.
6. Бро Е.Г. Коллектора и покрывки в юрско-меловом разрезе // Геология и нефтегазоносность Енисей-Хатангского прогиба. Тр. НИИГА. – Л. : НИИГА, 1971. – С. 40–53.
7. Бро Е.Г. Опыт изучения изменчивости минерализации подземных вод в юрско-меловом разрезе севера Сибири с привлечением промыслово-геофизических данных // Геология и нефтегазоносность мезозойских прогибов севера Сибирской платформы. Тр. НИИГА. – Л. : НИИГА, 1977. – С. 58–69.
8. Кузнецов Л.Л., Кяргина Л.И. Нефтегазоносность юрско-меловых отложений Енисей-Хатангского регионального прогиба. – Новосибирск : СНИИГГиМС, 1987.
9. Афанасенков А.П., Сурова Н.Д., Левчук Л.В. и др. Емкостная характеристика коллекторов юрско-меловых отложений Гыданской и западной части Енисей-Хатангской НГО // Геология нефти и газа. – 2017. – № 4. – С. 45–54.

References

1. Saks V.N., Ronkina Z.Z. Jurassic and Cretaceous deposits of Ust-Yenisei depression. Leningrad: Gostoptekhizdat; 1957. 231 p.
2. Kartseva G.N., Ronkina Z.Z., Kolokol'tseva E.P. Stratigraphy of Jurassic and Cretaceous deposits. *Geologiya i neftegazonosnost' Enisei-Khatangskogo progiba*. Tr. NIIGA. Leningrad: NIIGA; 1971. pp. 7–18.
3. Kontorovich A.E., Grebenyuk V.V., Kuznetsov L.L. et al. Siberian petroleum basins and regions: in 8 volumes. Vol. 3. Yenisei-Khatanga basin. Novosibirsk: OIGGM SO RAN; 1994. 71 p.
4. Kontorovich V.A. The tectonic framework and petroleum prospects of the western Yenisei-Khatanga regional trough. *Russian geology and geophysics*. 2011;52(8):804–824.
5. Baibarodskikh N.I., Bro E.G., Gudkov S.A. et al. Breakdown of Jurassic and Cretaceous formations in well columns, Ust'-Yenisei syncline (1962–1967). *Uchenye zapiski NIIGA. Regional'naya geologiya*. 1968;(12):5–24.
6. Bro E.G. Reservoirs and caprocks in Jurassic-Cretaceous section. *Geologiya i neftegazonosnost' Enisei-Khatangskogo progiba*. Tr. NIIGA. Leningrad: NIIGA; 1971.
7. Bro E.G. Studies of variability of groundwater salinity in Jurassic-Cretaceous section using production logging data, northern Siberia. *Geologiya i neftegazonosnost' mezozoiskikh progibov severa Sibirskoi platformy*. Tr. NIIGA. Leningrad: NIIGA; 1977. pp. 58–69.
8. Kuznetsov L.L., Kyargina L.I. Petroleum potential of Jurassic-Cretaceous deposits in the Yenisei-Khatanga regional trough. Novosibirsk: SNIIGGiMS; 1987.
9. Afanasenkov A.P., Surova N.D., Levchuk L.V. et al. Capacitive characteristics of reservoirs of Jurassic – Cretaceous deposits of the Gidan and western part of the Yenisei-Khatanga oil and gas bearing areas. *Geologiya nefiti i gaza = Oil and gas geology*. 2017;(4):45–54.