DOI: 10.24412/2076-6785-2024-9-48-53 УДК 552.08+550.8 I Научная статья

Уточнение геологического строения пласта ачимовской толщи с учетом петрофизической модели слабогазонасыщенных субколлекторов

Вакилова А.З., Родивилов Д.Б., Хасанова В.С.
ООО «Тюменский нефтяной научный центр» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Тюмень, Россия
az_vakilova@tnnc.rosneft.ru

Аннотация
Строение резервуаров углеводородов ачимовской толщи уже достаточно длительное время вызывает вопросы к прогнозированию геологических условий формирования и фильтрационно-емкостных свойств данного интервала разреза. Объектом исследования является пласт $Ач^1_6$ ачимовских отложений на изучаемом участке. Наличие в разрезе пласта $Ач^1_6$ толщин низкопроницаемых газонасыщенных разностей песчаника создает предпосылки для разработки детальной петрофизической модели, учитывающей газосодержание в пропластках пород с различными фильтрационно-емкостными свойствами, включая породы с коэффициентом проницаемости менее 0,1 мД. Как результат, создан новый подход к интерпретации типов коллекторов с выделением субколлекторов в разрезе пласта $Ач^1_6$. Проанализирована территория с точки зрения геологических условий образования пласта $Ач^1_6$ и проведено районирование на зоны, для которых возможно применение индивидуальных зависимостей типа проницаемость от пористости.

Материалы и методы
Определение коэффициента проницаемости в скважинах в зависимости от вскрытых фациальных зон, которые корректировались на основе новой скважинной информации и сейсмических данных. Новая петрофизическая модель включает выделение коллектора, субколлектора первого и второго типа.

Ключевые слова
слабогазонасыщенные субколлектора, пористость, проницаемость, подводные конусы выноса, ачимовские отложения

Для цитирования
Вакилова А.З., Родивилов Д.Б., Хасанова В.С. Уточнение геологического строения пласта ачимовской толщи с учетом петрофизической модели слабогазонасыщенных субколлекторов // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 9. С. 48–53. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-9-48-53

Поступила в редакцию: 13.12.2024

UDC 552.08+550.8 I Original Paper

Updating of the geological structure of the Achimov formation based on the petrophysical model of undersaturated gas sub-reservoirs

Vakilova A.Z., Rodivilov D.B., Khasanova V.S.
“Tyumen petroleum research center” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Tyumen, Russia
az_vakilova@tnnc.rosneft.ru

Abstract
The structure of hydrocarbon reservoirs of the Achimov formation has been raising questions for a while about predicting geological settings of formation and reservoirs properties of the section. The target of interest is the Ach^1_6 reservoir of the Achimov deposits within the studied area. Due to low-permeable gas-saturated sandstone in the section of the Ach^1_6 reservoir, there are prerequisites for the development of a detailed petrophysical model that takes into account gas content in the layers of rocks with various reservoir properties, including rocks with permeability below 0,1 mD. As a result, a new approach to the interpretation of reservoir types has been created with the allocation of sub-reservoirs in the section of the Ach^1_6 reservoir. The area was analyzed from the point of view of the geological settings of formation of the Ach^1_6 reservoir; it was divided into zones for which it is possible to apply individual functions of permeability versus porosity.

Materials and methods
Defining permeability in wells depending on the penetrated facies zones, which were updated based on new well and seismic data. The new petrophysical model includes reservoir, sub-reservoir of the first and second types.

Keywords
undersaturated gas sub-reservoirs, porosity, permeability, submarine fans, Achimov deposits

For citation
Vakilova A.Z., Rodivilov D.B., Khasanova V.S. Updating of the geological structure of the Achimov formation based on the petrophysical model of undersaturated gas sub-reservoirs. Exposition Oil Gas, 2024, issue 9, P. 48–53. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-9-48-53

Received: 13.12.2024

Введение

Газонасыщенные ачимовские отложения характеризуются сложным фациальным строением. Осадочный материал, слагающий ачимовские резервуары, в процессе переноса турбидитными потоками с суши в глубоководное море многократно перемешивался и образовывал насыпи различной формы [1]. В таких изменчивых геологических условиях оценка фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) по данным методов геофизических исследований скважин (ГИС) становятся напрямую зависимой от полноты и охвата геолого-геофизической информации (в частности, от отбора и изучения кернового материала) по площади изучаемых объектов.

Так, в процессе современного эксплуатационного бурения и сопутствующих исследований в интервале пласта $Ач_6^1$ Восточно-Уренгойского лицензионного участка, по мере накопления информации, стало очевидным, что текущая петрофизическая модель не отражает в полной мере все разнообразие свойств и литологического состава потенциально газонасыщенных пород.

При бурении одной из последних скважин в интервале пласта зафиксирована аномалия газового каротажа (до 7 % относительных), при этом лабораторные исследования керна показали, что пласт в основном сложен песчаниками тонкозернистыми алевритовыми с абсолютной проницаемостью менее 0,1 мД [2].

Согласно текущей петрофизической модели, литологические разности песчаников с такой низкой проницаемостью относились к неколлекторам и не учитывались при геолого-гидродинамическом моделировании. Анализ фотографий керна девяти скважин также показал наличие светлых песчаников в интервалах, ранее характеризующихся как неколлектор, напротив них эпизодически отмечается свечение керна в ультрафиолетовом свете, что косвенно также подтверждает наличие как минимум тяжелой фракции углеводородного газа.

Наличие газа, даже в небольшом количестве, в низкопроницаемых песчаниках ставит вопрос о пересмотре петрофизической и геологической моделей с выделением отдельной категории пород — субколлекторов.

Литологическая типизация и оценка насыщенности

Принцип выделения однородных интервалов (без видимой слоистости) по данным ГИС на основе анализа фотографий керна подробно описан в предшествующей работе [2]. В данной публикации основной акцент направлен на разделение однородных песчаников на коллектор и субколлектор, а также оценку их ФЕС.

Стоит начать с того, что в сложившейся практике петрофизического моделирования коллектором считается порода, динамическая пористость ($К_{п.дин}$) которой соответствует условию Кп.дин › 0. Коэффициент динамической пористости определяется согласно выражению:

$$К_{п.дин} = К_п \cdot (1-К_{во}-К_{го}) = К_{п.эф} - К_п \cdot К_{го}, \quad (1)$$

где $К_{п.эф}$ — коэффициент эффективной пористости, который выражается как:

$$К_{п.эф} = К_п \cdot (1-К_{во}). \quad (2)$$

В текущей петрофизической модели параметром, контролирующим границу «коллектор-неколлектор», принят коэффициент проницаемости, являющийся функцией от коэффициентов общей ($К_п$) и эффективной пористости. При этом минимальная эффективная пористость для газонасыщенных коллекторов обоснована на уровне 0,05 д. ед.

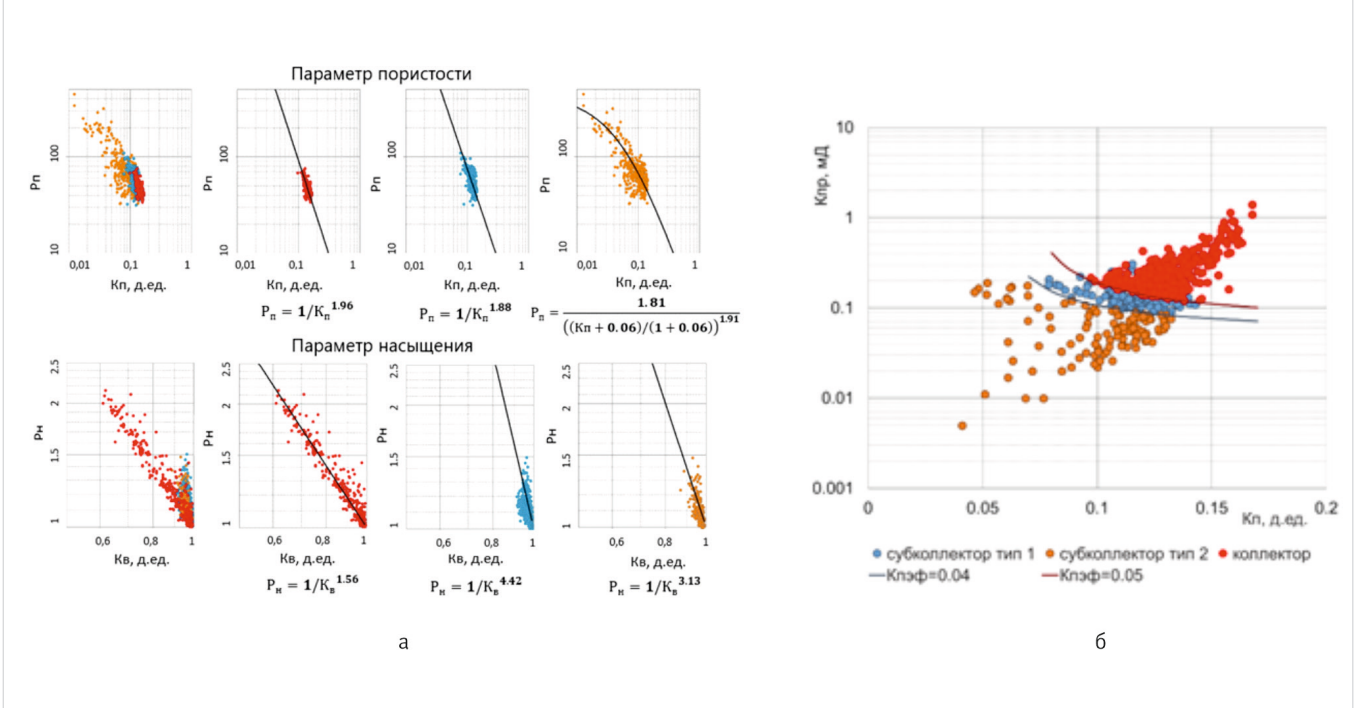
Для расчета динамической пористости используется такой важный параметр, как коэффициент остаточной газонасыщенности ($К_{го}$), который принят равным 0,21 д.ед. по данным ОФП экспериментов. Применение данного параметра приводит к тому, что любые литологические разности, отвечающие условию $К_г <\cdot К_{го,}$ считаются неколлектором.

При этом согласно «Методическим рекомендациям по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом» (В. И. Петерсилье), порода, содержащая газ, является «коллектором» при наличии эффективной пористости ($К_{п.эф}>0$) [3]. Другими словами, коллектором может считаться порода, содержащая даже минимальное количество газа. Противоречие методических рекомендаций и сложившейся практики, а также вопрос корректности лабораторной оценки $К_{го}$ по данным ОФП экспериментов при стационарной фильтрации являются предметом дополнительного изучения. В данной работе коллектором будет считаться порода, отвечающая условию $К_{п.дин} > 0$ ($К_{п.эф} > 0{,}05$ д. ед.), а субколлектором — $0 < К_{п.эф} < 0{,}05$ д.ед.

Для оценки газонасыщенности литотипов (коллекторов и субколлекторов) пласта $Ач_6^1$ разработаны электрическая и капиллярная модели. Электрическая модель основана на уравнении Дахнова-Арчи с получением индивидуальных зависимостей параметра насыщения ($Р_н$) от коэффициента водонасыщенности ($К_в$) и параметра пористости ($Р_п$) от коэффициента пористости ($К_п$).

Для литотипа коллектора характерны коэффициент $m = 1{,}96$ для связи «$Р_п$-$К_п$» и коэффициент $n = 1{,}56$ для связи «$Р_н$-$К_в$», данные значения типичны для низкопроницаемых отложений ачимовской толщи (рис. 1а).

Анализ электрических свойств образцов керна субколлекторов показал необходимость дополнительного разделения данного литотипа на подтипы (рис. 1а). Субколлектор первого типа характеризуется коэффициентами $m = 1{,}88$ и $n = 4{,}42$. Для субколлектора второго типа зависимость «$Р_п$-$К_п$» описана



а б

Рис. 1. Аппроксимация зависимостей электрических параметров модели Дахнова-Арчи для различных литотипов — а, принцип разделения литотипов в поле параметров $К_{пр}$ и $К_п$ — б

Fig. 1. Approximation of dependences of electrical parameters of the Dakhnov-Archi model for various lithotypes – a, a principle of lithotype separation in the field of Perm and Poro parameters – б

модифицированным уравнением В.Г. Мамяшева [4] с коэффициентами a = 1,81, b = 0,06, m = 1,91, зависимость «$P_н$-$K_в$» описана стандартным уравнением с коэффициентом n = 3,13.

Разделение субколлекторов на подтипы впоследствии нашло отражение и на зависимости «$K_{пр}$-$K_п$-$K_{п.эф}$», граница между ними фиксируется на уровне $K_{п.эф}$ = 0,04 д.ед. (рис. 1б).

Оценка водонасыщенности по высоте залежи проводилась в соответствии с принципами авторской динамической капиллярной модели [5]. Для построения капиллярной модели применялись результаты лабораторных исследований остаточной водонасыщенности методом центрифугирования.

Основой динамической капиллярной модели является уравнение зависимости коэффициента водонасыщенности ($K_в$ на каком-либо режиме дренирования при P_c от 1 до 15 атм.) от остаточной водонасыщенности (Кво на последнем режиме при P_c = 20 атм.):

$$K_в = 1 - \frac{1 - K_{во}}{1 + a \times K_{во}^{b}}, \qquad (3)$$

где a и b — коэффициенты аппроксимации, которые определяются для каждого режима дренирования (рис. 2).

Следующий этап разработки динамической капиллярной модели связан с построением аппроксимационных зависимостей коэффициентов a и b от капиллярного давления на всех режимах дренирования и зависимости $K_{во}$ от $K_{пр}$ (рис. 2б). Аппроксимированные зависимости a=f(P_c), b=f(P_c), $K_{во}$=f($K_{пр}$) в последующем подаются в уравнение (3) для расчёта $K_в$ по высоте залежи.

Предварительный анализ исходных данных показал, что, в отличии от электрической модели, динамическая капиллярная модель не требует дифференциации лабораторных данных по литотипам. Однако, для ее реализация необходима оценка $K_{пр}$ по данным ГИС, также данный параметр используется для литологической типизации в соответствии с рисунком 1б. Традиционно оценка Кпр является нетривиальной задачей в петрофизике, в данной работе её решение связано с фациальными условиями формирования и геологическим строением пласта $А_6^1$.

Оценка проницаемости с учетом фациального строения пласта

Пласт $Ач_6^1$ делится на две пачки — $Ач_6^{1-1}$ и $Ач_6^{1-0}$, обе пачки имеют повсеместное распространение в пределах изучаемого района работ. Толщины пачек изменяются от 2 до 45 м, максимальные значения наблюдаются в северной части. Увеличение толщин отмечается с запада на восток. Пачка $Ач_6^{1-0}$ сверху перекрывается достаточно мощной толщей (более 10 м) аргиллитов и алевролитов глинистых микрослоистых, массивных, часто с пластическими деформациями. Подошва пачки $Ач_6^{1-0}$ по многим скважинам была проведена неоднозначно по песчаникам карбонатизированным.

Литолого-фациальный анализ, проведенный на основе изучения кернового материала, показал, что отложения пласта $Ач_6^1$ формировались на пологом склоне, преимущественно в средней и дистальной частях конусов выноса, представлены песчаными осадками подводных русел и прирусловых валов, песчано-алевритовыми осадками лопастей и преимущественно глинистыми отложениями с небольшой долей песчаных прослоев межрусловых площадей (рис. 3) [6, 7]. Наиболее высокими ФЕС обладают породы распределительных каналов турбидитов, проксимальных частей лопастей турбидитной системы.

Для прогнозирования геологических условий формирования отложений пласта $Ач_6^1$ проведен спектральный анализ волнового поля, вследствие чего получена карта RGB-смешивания по кубу спектральной декомпозиции (частоты 20, 35, 50Гц). На картах рисунка 4 возможно проследить очертания распределительных каналов, но не контуры конусов выноса. При этом выделяются три отдельных лопасти турбидитов, наиболее «ярко» идентифицируются каналы турбидитов в северной лопасти, что, возможно, связано с унаследованным развитием их со времен окончания баженовской свиты, так как каналы северной линзы по площади практически совпадают с контурами аномального разреза бажена.

На рисунках 4в и 4г, а также финальных фациальных картах рисунка 5 отражено распределение по площади скважин с керном (красным и голубым цветом). Скважины, отмеченные красным цветом, вскрыли предположительные распределительные каналы турбидитов и проксимальные области лопастей турбидитной системы. Скважины, вскрывшие межрусловые площади, дистальные области лопастей турбидитной системы отмечены голубым цветом.

Принадлежность скважин к той или иной фациальной обстановке спроецирована в поле параметров $K_{пр}$ и $K_п$ — рисунок 6, цветовой код точек аналогичен рисункам 4 и 5. Как видно из рисунка, зависимость имеет явную дифференциацию, что позволят провести два отдельных тренда и более достоверно оценить проницаемость при интерпретации данных ГИС, выделить литотипы и оценить их насыщенность по капиллярной модели.

На рисунке 6 отражены также граничные функции литотипов по аналогии с рисунком 1, позволяющие увидеть, что нижний тренд межрусловых площадей и дистальных областей лопастей соответствует зоне субколлекторов второго типа. Верхний тренд распределительных каналов турбидитов и проксимальных областей лопастей турбидитных систем представлен всем диапазоном литотипов, в том числе и коллектором, газонасыщенность которого подтверждена результатами испытаний двухпаркерной системой ОПК.

На рисунке 7 представлены примеры реализации обновленной петрофизической модели пласта $Ач_6^1$. Скважина на рисунке 7а — один из примеров, послуживших поводом

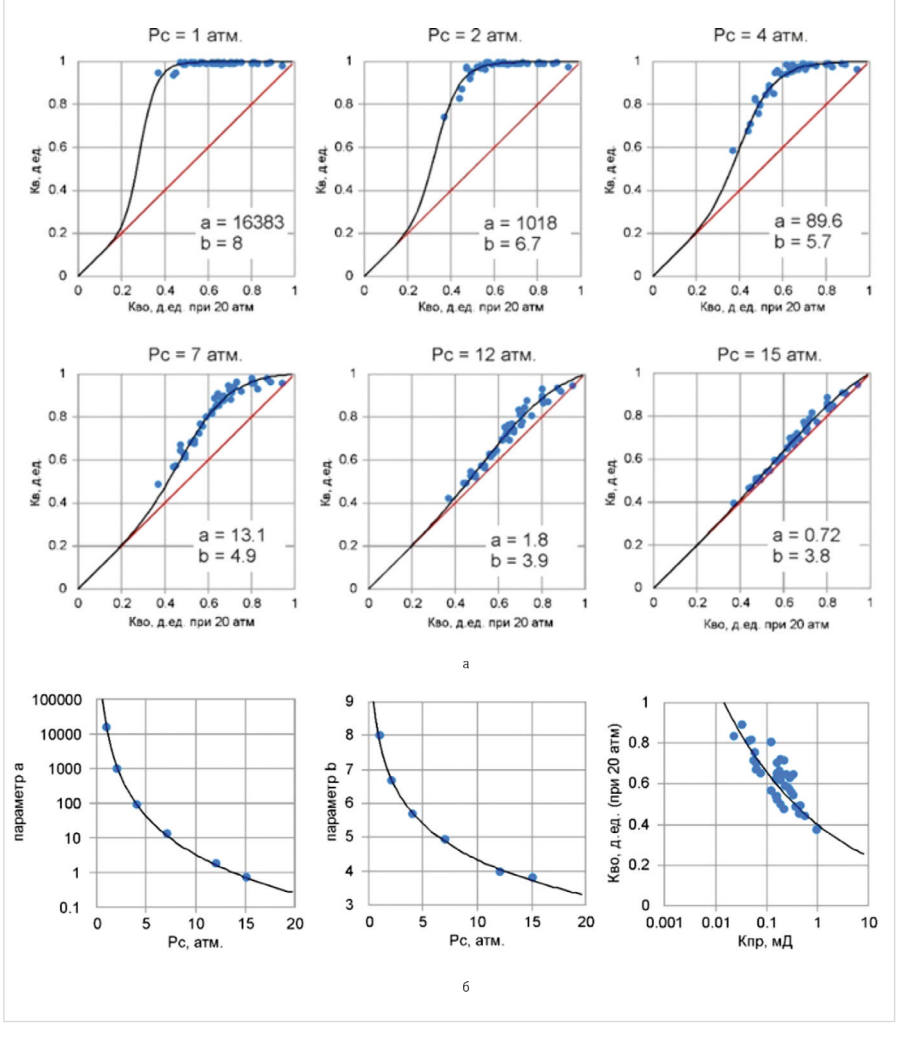
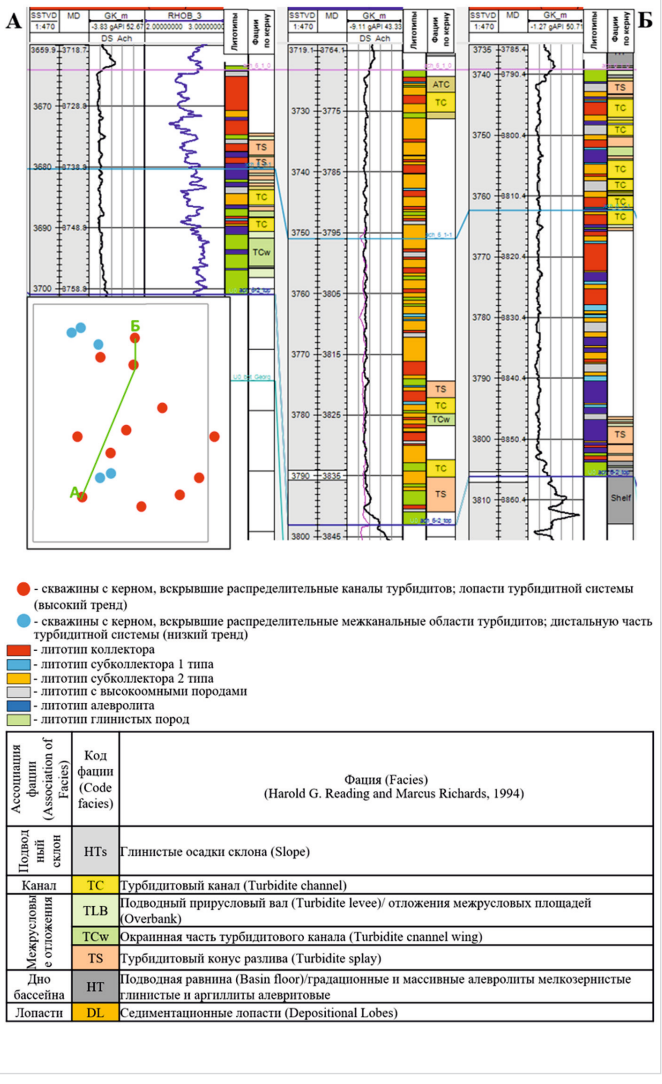


Рис. 2. Принцип построения динамической капиллярной модели с этапами аппроксимации результатов лабораторного определения водонасыщенности на различных этапах дренирования — а и построения зависимостей для оценки входных параметров — б
Fig. 2. Principle of building a dynamic capillary model with the stages of approximating the results of laboratory measurements of water saturation at different stages of drainage – a and building dependencies for estimation of input parameters – б



Ассоциация фации (Association of Facies)	Код фации (Code facies)	Фация (Facies) (Harold G. Reading and Marcus Richards, 1994)
Подводный склон	HTs	Глинистые осадки склона (Slope)
Канал	TC	Турбидитовый канал (Turbidite channel)
Межрусловые отложения	TLB	Подводный прирусловый вал (Turbidite levee)/ отложения межрусловых площадей (Overbank)
	TCw	Окраинная часть турбидитового канала (Turbidite cnannel wing)
	TS	Турбидитовый конус разлива (Turbidite splay)
Дно бассейна	HT	Подводная равнина (Basin floor)/градационные и массивные алевролиты мелкозернистые глинистые и аргиллиты алевритовые
Лопасти	DL	Седиментационные лопасти (Depositional Lobes)

Рис. 3. Корреляционная схема по линии А-Б и с нанесенным сопоставлением литотипов с фациями по керну
Fig. 3. Correlation scheme along the А-Б line and applied correlation of lithotypes with core facies

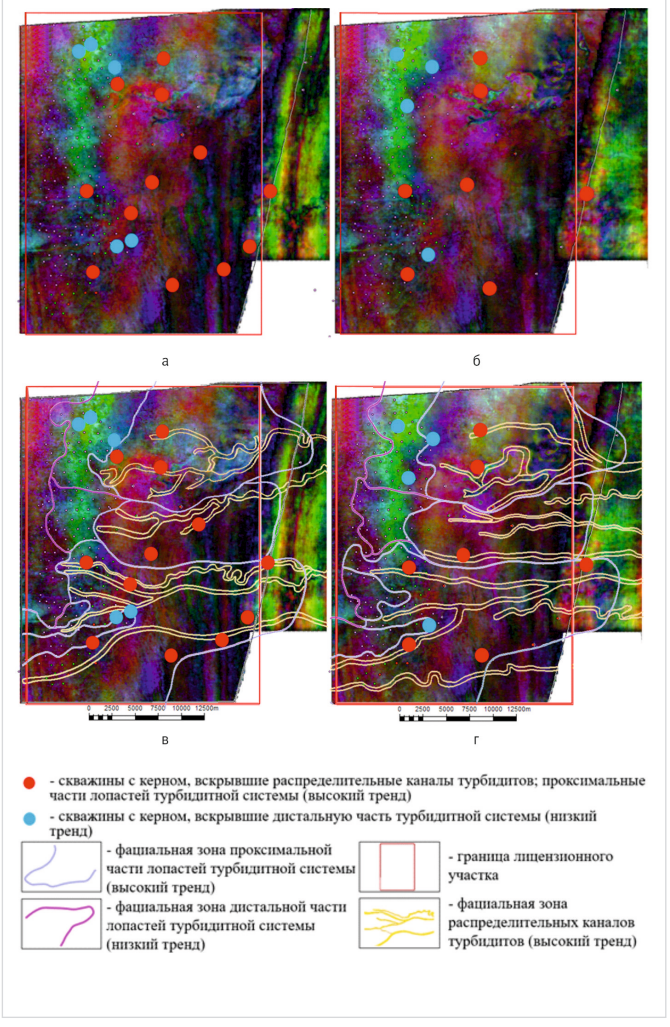


Рис. 4. Срез вдоль отражающего горизонта (ОГ) пачек $Ач_6^{1-0}$ (а, в) и $Ач_6^{1-1}$ (б, г) по кубу спектральной декомпозиции с отраженными контурами фациальных тел
Fig. 4. Section along reflector of the Ach_6^{1-0} (а, в) and Ach_6^{1-1} (б, г) formations according to the spectral decomposition cube with reflected contours of facies bodies

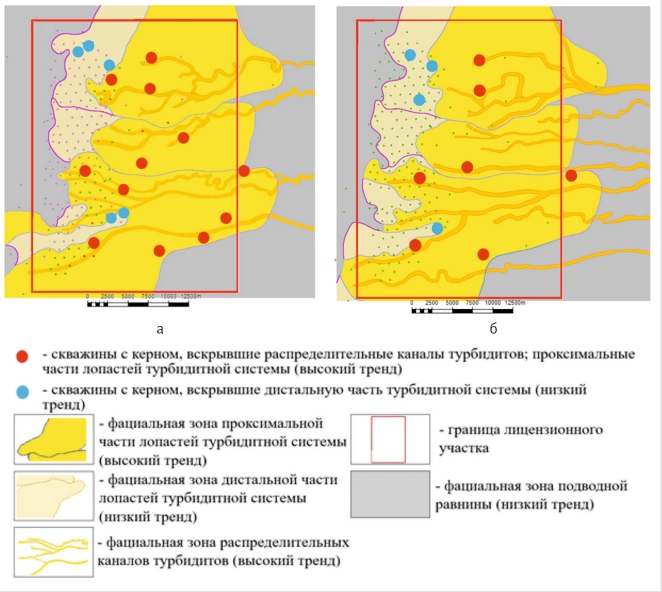


Рис. 5. Фациальная карта пачек $Ач_6^{1-0}$ — а и $Ач_6^{1-1}$ — б
Fig. 5. Facies map of the Ach_6^{1-0} – a and $Ач_6^{1-1}$ – б formations

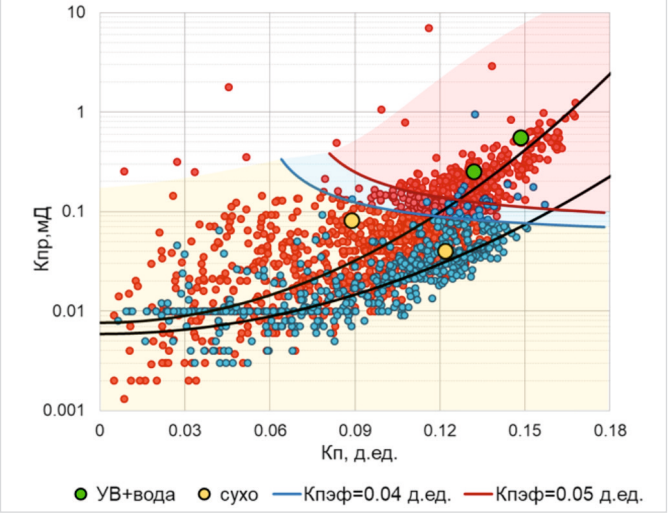


Рис. 6. График зависимости коэффициента абсолютной проницаемости от пористости с учетом фациальной принадлежности интервалов отбора керна в скважинах
Fig. 6. Plot of absolute permeability versus porosity taking into account facies of core sampling intervals in wells

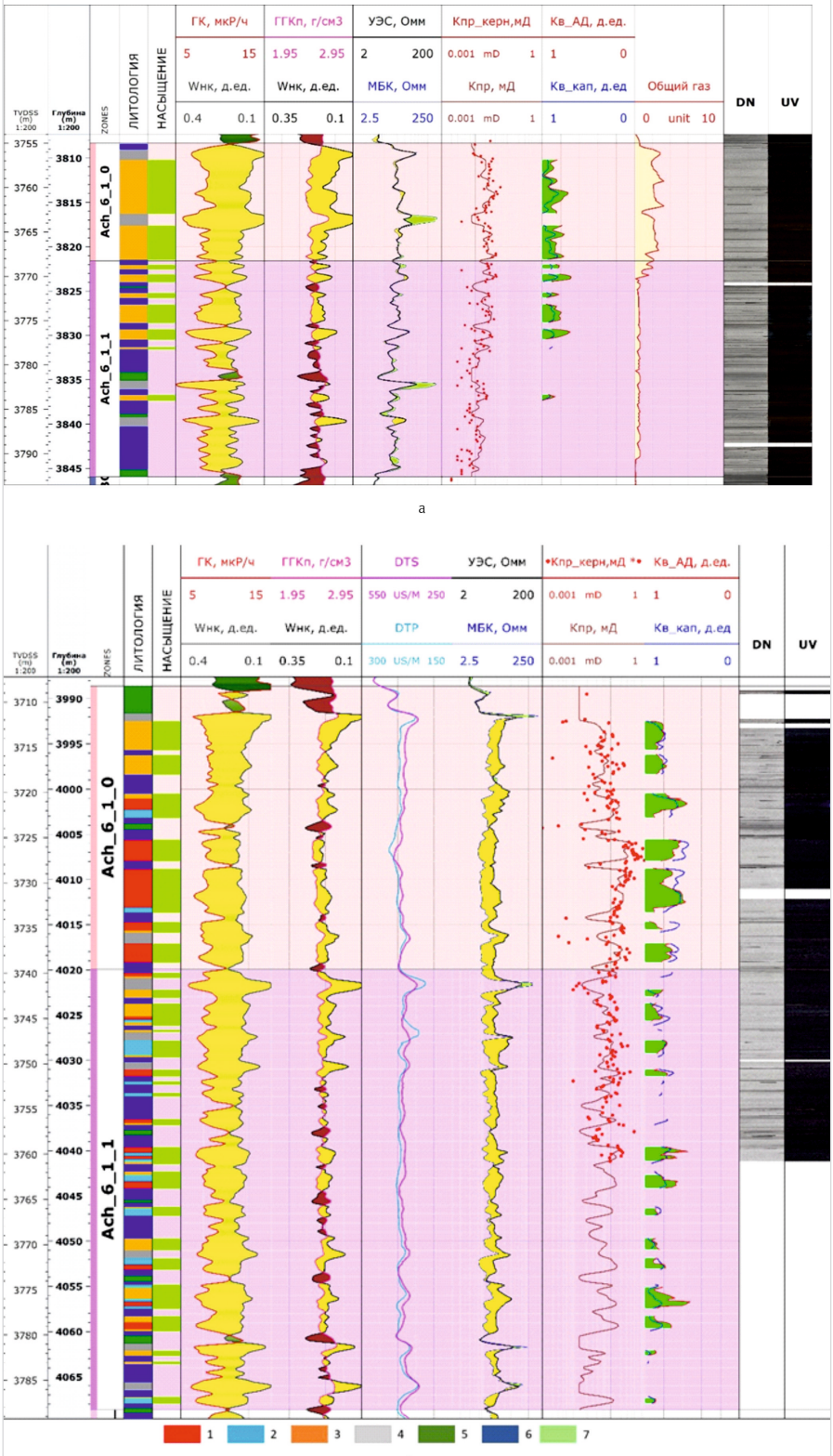


Рис. 7. Результаты реализации петрофизической модели пласта $Ач_6^1$ на примере двух скважин: разрез представлен в основном субколлектором – а; коллектором – б. 1 — коллектор; 2 — субколлектор тип 1; 3 — субколлектор тип 2; 4 — плотный карбонатизированный песчаник; 5 — глинистый алевролит; 6 — слоистый алевролит; 7 — газонасыщенный пропласток

Fig. 7. Results of realization of the petrophysical model of the Ach61 reservoir on the example of two wells: the section is represented mainly by sub-reservoir – a and reservoir – б. Rock types:1 – reservoir; 2 – sub-reservoir type 1; 3 – sub-reservoir type 2; 4 – dense carbonatized sandstone; 5 – clayey siltstone; 6 – layered siltstone; 7 – gas saturated interlayer

к пересмотру петрофизической модели по причине наличия слабой аномалии газового каротажа при абсолютной проницаемости пород ниже 0,1 мД. Скважина на рисунке 7б относится к лучшей фациальной обстановке, в разрезе пачки $Ач_6^{1\text{-}0}$ отмечаются интервалы коллектора с проницаемостью до 1 мД.

Итоги

В результате были получены уточненные фациальные карты, согласующиеся с керновыми данными и учитывающие данные сейсмики. Выделены фациальные зоны каналов и лопастей турбидитной системы, зона дистальной части лопастей и зона подводной равнины.

Обоснованы тренды проницаемости коллекторов пласта, актуализирована петрофизическая модель. Для более достоверной оценки проницаемости, выделения литотипов и оценки насыщенности зависимость $К_{пр}$-$К_{п}$ рассматривалась с учетом фациальных обстановок, что позволило выявить два основных тренда и выделить области низко проницаемых и более проницаемых пород пласта.

С учетом полученных выделенных зон стало ясно, какие скважины по какому тренду интерпретировать. Для скважин, относящихся к зоне каналов турбидитов и лопастей, применяется верхний тренд, для зоны дистальной части — нижний тренд.

Выводы

Условия образования ачимовской толщи повлияли на сложное строение, проявившееся в линзовидности песчаных пластов, а также в замещении зонально непроницаемыми отложениями. На основе всего имеющегося материала (керн, ГИС, сейсмика и данные региональных палеогеографических карт) были сделаны выводы о фациальной принадлежности отложений. Таким образом, была построена фациальная схема по пласту $Ач_6^1$ отдельно по каждой пачке $Ач_6^{1\text{-}0}$ и $Ач_6^{1\text{-}1}$. Выделены подводные конусы выноса и подводящие к ним распределительные каналы турбидитов. Проведено зонирование территории лицензионного участка на основе фациальных схем, в результате чего выделены области низко проницаемых и более проницаемых пород пласта $Ач_6^1$. Для определения проницаемости пород пласта, характеризующегося значительной неоднородностью, в каждой выделенной территориальной области применялась частная аппроксимационная зависимость.

Среди литологической разности «однородный песчаник», которая может содержать газ, была проведена дифференциация на три типа по характеру зависимостей электрических параметров Дахнова-Арчи: коллектор, субколлектор первого и второго типов. Созданы новые электрические и капиллярные модели пласта $Ач_6^1$.

Литература

1. Конторович А.Э., Ершов С.В., Казаненков В.А. и др. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в меловом периоде // Геология и геофизика. 2014. Т. 55. № 5–6. С. 745–776.
2. Родивилов Д.Б., Скопинова Л.В. Литологическая типизация пород ачимовской толщи на основе результатов обработки фотографий керна // Каротажник. 2022. № 6. С. 104–111.
3. Петерсилье В.И. Методические рекомендации по подсчету геологических

запасов нефти и газа объемным методом» Москва-Тверь: НПЦ Тверьгеофизика, 2003. 258 с.
4. Мамяшев В.Г. Петрофизические модели пород осадочного чехла Западно-Сибирской равнины. Обоснование параметров подсчета запасов нефти и газа в отложениях Западной Сибири. Тюмень: ТюмГНГУ, 2014. 152 с.
5. Родивилов Д.Б., Кантемиров Ю.Д., Махмутов И.Р., Акиньшин А.В. Практическое руководство по петрофизическому моделированию нефтегазонасыщенности. Тюмень: ИПЦ «Экспресс», 2023. 144 с.
6. Грязнов А.Н., Гречнева О.М. Создание геологической модели пласта Ач 3-4 лицензионного участка Н с применением 3D-сейсмического тренда // Нефтяное хозяйство. 2013. № 11. С. 22–25.
7. Гречнева О.М., Малыгина О.С., Игнатьев А.Э., Закревский К.Е. Опыт изучения геологии и 3D-моделирования ачимовских пластов Уренгойского месторождения по данным сейсморазведки 3D // Российская техническая конференция и выставка SPE по разведке и добыче нефти и газа. 16–18 октября 2012 г. Москва. SPE-162004-MS.

ENGLISH

Results

The updated facies maps are consistent with the core data and take into account seismic data. The facies zones of channels and turbidite lobes, the zone of the distal part of the lobes and the zone of the submarine plain were separated.

The permeability trends for the reservoirs were justified, the petrophysical model was updated. The function of Perm-Poro was considered taking into account facies environments for more reliable defining of permeability, lithotype and saturation. This allowed to identify two main trends and separate areas of low-permeability and more permeable reservoir rocks.

Taking into account the separated zones, it became clear which wells should be interpreted according to which trend. For wells in the area of channel turbidites and lobes the upper trend is applied, for the area of the distal part the lower trend.

Conclusions

The settings of the Achimov deposits formation influenced the complex structure, manifested in the lenticular sand reservoirs, as well as in the replacement with zonally impermeable sediments. Based on all available data (core, well logs, seismic and regional paleogeographic maps), conclusions were drawn about the facies of the deposits. Thus, a facies scheme was built for the Ach_6^1 reservoir separately for each pack $Ach_6^{1\text{-}0}$ and $Ach_6^{1\text{-}1}$. The submarine fans and the distribution channels of turbidites were separated. The zoning of the license area was carried out based on the facies schemes, as a result of which the areas of low permeable and more permeable rocks of the Ach6-1 reservoir were identified. To determine the permeability of a reservoir characterized by significant heterogeneity, a private approximation function was used in each selected area.

Among the lithological difference “homogeneous sandstone”, which may contain gas, differentiation into three types was carried out based on the nature of the functions of electrical parameters of the Dakhnov-Archi: reservoir, sub-reservoir of the first and second types. New electrical and capillary models of the Ach_6^1 reservoir have been built.

References

1. Kontorovich A.E., Ershov S.V., Kazanenkov V.A. et al. Cretaceous paleogeography of the West Siberian sedimentary basin. Russian Geology and Geophysics, 2014, Vol. 55, issue 5-6, P. 745–776. (In Russ).
2. Rodivilov D.B., Skopinova L.V. The lithological typing of the Achimov sequence rocks on the basis of core photographs processing, Karotazhnik, 2022, issue 6, P. 104–111. (In Russ).
3. Petersilie V.I. Methodological approaches for calculating oil and gas in-place reserves by volumetric method. Moscow-Tver, NTC Tvergeofizika, 2003, 258 p. (In Russ).
4. Mamiashev V.G. Petrophysical models of sedimentary cover of West Siberian Plain. Justification of oil and gas estimate parameters for West Siberia deposits. Tyumen: TyumGNGU, 2014, P. 152 (In Russ).
5. Rodivilov D.B., Kantemirov Yu.D., Makhmutov I.R., Akinshin A.V. Guide to petrophysical modeling of oil and gas saturation. Tyumen: Express, 2023, 144 p. (In Russ).
6. Gryaznov A. N., Grechneva O. M. Creation of the geological model of formation Ach 3-4 of license area N using 3D seismic trend, Oil industry, 2013, issue 11. P. 22–25. (In Russ).
7. Grechneva O.M., Malygina O.S., Ignatiev A.E., Zakrevsky K.E. Experience in geology study and 3D modeling of achimovka formations of the urengoy field based on 3D seismic survey data. SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition), October 16–18, 2012, Moscow, Russia, SPE-162004-MS. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Вакилова Азалия Закиевна, ведущий специалист,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр»
(ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Тюмень, Россия
Для контактов: az_vakilova@tnnc.rosneft.ru

Родивилов Данил Борисович, старший эксперт,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр»
(ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Тюмень, Россия

Хасанова Вера Сергеевна, ведущий специалист,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр»
(ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Тюмень, Россия

Vakilova Azaliia Zakievna, leading specialist,
“Tyumen petroleum research center” LLC
(“Rosneft” PJSC Group Company), Tyumen, Russia
Corresponding author: az_vakilova@tnnc.rosneft.ru

Rodivilov Danil Borisovich, senior expert,
“Tyumen petroleum research center” LLC
(“Rosneft” PJSC Group Company), Tyumen, Russia

Khasanova Vera Sergeevna, leading specialist,
“Tyumen petroleum research center” LLC
(“Rosneft” PJSC Group Company), Tyumen, Russia