

УДК 550.832

Модели интерпретации данных каротажа, разработанные для ботубинского горизонта Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения на основе литофациального районирования вендских отложений

Ю.М. Чуриков^{1*}, Е.А. Пылёв¹, И.В. Чурикова¹, Е.А. Силаева¹

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

* E-mail: Y_Churikov@vniigaz.gazprom.ru

Ключевые слова: Чаяндинское НГКМ, ботубинский горизонт, вендские отложения, литофациальное районирование, интерпретационная модель.

Тезисы. Сложные геологические условия формирования и множественные вторичные преобразования отложений продуктивных горизонтов венда Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) делают необходимым учет влияния условий осадконакопления при изучении взаимозависимостей петрофизических и фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) продуктивных коллекторов. Для этих целей наиболее целесообразно использовать литолого-фациальное районирование месторождения на основе изучения полного массива данных керн и геофизических исследований скважин (ГИС).

Литолого-фациальное районирование отложений ботубинского горизонта Чаяндинского НГКМ проводилось с учетом регионального строения на основе изучения макронеоднородности отложений по результатам исследования ядерного материала и ГИС. Для изучения площадного распространения отложений, приуроченных к основным фациальным обстановкам, в разрезах скважин по керну и ГИС выделены породные ассоциации (ПА). По сути, это набор преимущественно распространенных в разрезе пород определенной литологии.

ПА ботубинского горизонта, сформированные в условиях баровых тел, отличаются высокими ФЕС; для отложений мелководного шельфа характерно развитие карбонатизированных и галитизированных разностей, ухудшающих ФЕС. По площади месторождения прослежены области распространения отложений ботубинского горизонта, сформированных в литофациальных обстановках бара и мелководного шельфа. Отмечена зависимость продуктивных характеристик коллекторов от приуроченности к различным литофациальным условиям. При этом заложение кустов эксплуатационных скважин целесообразно в области распространения барового тела.

Впервые применительно к ботубинскому горизонту Чаяндинского НГКМ для отложений баров и шельфа получена градация основных зависимостей между ФЕС и петрофизическими свойствами. Практическое применение разработанной интерпретационной модели рекомендуется при детальной интерпретации ГИС с учетом схемы распространения литофаций ботубинского горизонта.

Резервуары нефти и газа венда Восточной Сибири являются важным объектом изучения в связи со строительством в регионе газотранспортной системы «Сила Сибири». В декабре 2019 г. введено в разработку уникальное по запасам углеводородов (УВ) Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ) в Непско-Ботубинской нефтегазоносной области. Сложные геологические условия формирования и множественные вторичные преобразования отложений продуктивных горизонтов венда Чаяндинского НГКМ [1–8] обуславливают необходимость учета влияния условий осадконакопления при изучении взаимозависимостей физических и фильтрационно-емкостных (ФЕС) свойств продуктивных коллекторов. Для этих целей наиболее целесообразно использовать литолого-фациальное районирование месторождения на основе анализа полного массива данных керн и каротажа или результатов геофизических исследований скважин (ГИС) [9].

Условия формирования, структурные и минералогические характеристики отложений ботубинского горизонта Чаяндинского НГКМ представлены

ранее¹. Литолого-фациальное районирование отложений ботубинского горизонта Чайнинского НГКМ проводилось с учетом регионального строения на основе экспертизы макронеоднородности отложений по результатам исследования кернового материала и ГИС. По детальной схеме корреляции геологического разреза, а также путем изучения покрышек, общих, эффективных толщин уточнялось геологическое строение межскважинного пространства территории исследования.

При анализе фациальных обстановок осадконакопления ботубинского горизонта учтены результаты работы РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина по исследованию литолого-петрофизической неоднородности продуктивных пластов вендских терригенных отложений. Для изучения распространения по площади отложений, приуроченных к основным фациальным обстановкам, в разрезах скважин по керну и ГИС выделены породные ассоциации (ПА), которые являются набором преимущественного распространения в разрезе пород определенной литологии (О.В. Постникова, РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, 2016 г.). По площади месторождения прослежены области преимущественного распространения ПА, связанных с основными фациальными обстановками формирования отложений.

Как отмечали ранее многие исследователи, в разрезе ботубинского горизонта выделяется один седиментационный цикл, развитие которого происходило в фациальных условиях барового тела и мелководного шельфа (рис. 1). Мелководно-морской тип седиментации отмечается сменой в разрезе цикла грубозернистых образований на более мелкозернистые вследствие изменения глубины бассейна.

В центральной части барового тела, распространяющегося в северной части Чайнинского НГКМ, преимущественно развита песчаная ПА, представленная в основном песчаниками мелко-, средне- и крупнозернистыми и их переходными разностями. Песчаники характеризуются хорошей степенью сортировки и окатанности, преимущественно кварцевым составом обломочного материала.

Для зоны развития склоновой части бара в центральной части Чайнинского НГКМ характерна песчано-алевритовая ПА, представленная переслаиванием песчаников мелкозернистых алевритистых и алевролитов с единичными тонкими (до 10 см) прослоями аргиллитов. Характерной особенностью песчано-алевритовой ПА является выщелачивание полевых шпатов, приводящее к формированию микропористости. Область подножья барового тела представлена песчано-алевритоглинистой ПА. В зоне мелководного шельфа развиты в основном карбонатизированные песчаная, алевритовая, песчано-алевро-глинистая ПА. По данным ГИС, для этой зоны характерны средняя и высокая степень засоленности.

Распределения ФЕС ПА, приуроченных к двум основным фациальным обстановкам формирования ботубинского горизонта (рис. 2), показали, что баровые отложения отличаются более высокими значениями коэффициентов пористости (K_p) и проницаемости ($K_{пр}$) относительно фации мелководного шельфа. Средние значения K_p для баровых и мелководных отложений составляют соответственно 0,105 и 0,092 при максимальных значениях соответственно 0,254 и 0,211. Градация по проницаемости более значительная: для баровых отложений $K_{пр}$ достигает 5523 мД при среднем значении 329,6 мД, а для основных ПА отложений мелководного шельфа – не превышает 1000 мД, достигая в отдельных образцах керна значения 1400 мД, средние значения $K_{пр}$ составляют 55,1 мД. Анализ распределений минералогической плотности ПА различных фациальных обстановок показал, что особенности свойств мелководных отложений шельфа связаны с наличием значительной доли засоленных и карбонатизированных разностей.

Отмеченные закономерности изменения ФЕС отложений, сформировавшихся в разных фациальных обстановках осадконакопления, определили различие основных зависимостей между ФЕС и физическими свойствами. Зависимость $K_{пр}$ от K_p ботубинского горизонта Чайнинского НГКМ достаточно уверенно разделяется по основным выделенным фациальным обстановкам осадконакопления и отражает более высокие ФЕС отложений баров по сравнению с породами мелководного шельфа (рис. 3). При этом зависимость для отложений баров (см. рис. 3а) практически совпадает с уравнением, разработанным

¹ См. здесь же: Основные закономерности изменения статистических оценок фильтрационно-емкостных свойств вендских отложений по глубине залегания для месторождений, входящих в газотранспортную систему «Сила Сибири» / Ю.М. Чуриков. – Табл. 2. – С. 93–95.

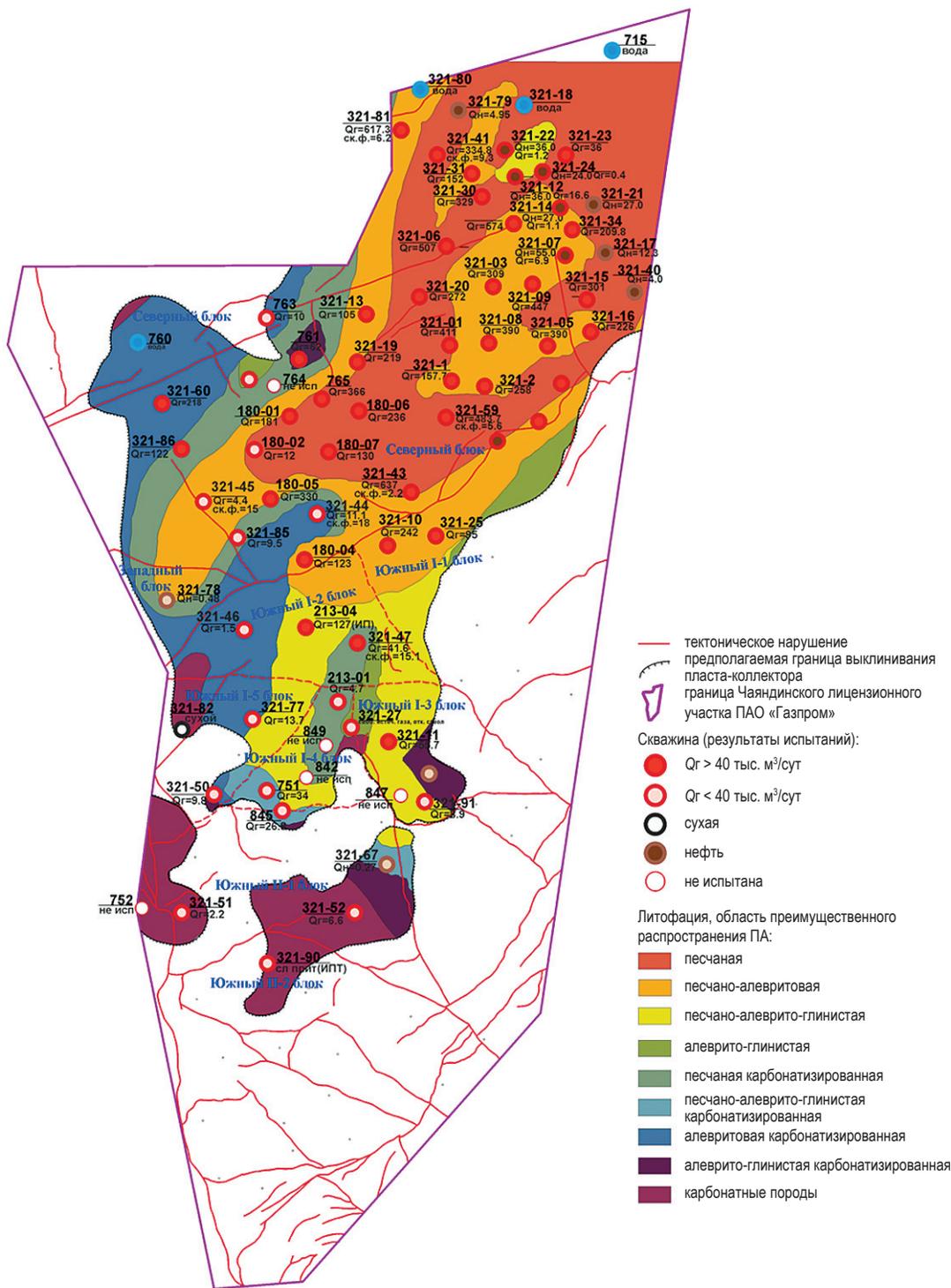


Рис. 1. Карта литофаций ботубинского продуктивного пласта Чаяндинского НГКМ:
 Q_g – дебит газа; Q_n – дебит нефти; ск.ф. – скин-фактор

для среднезернистых песчаников [9], однако характеризуется более высоким коэффициентом корреляции:

$$K_{пр} = 63903K_n^{2,69}; KTC = 0,19; \text{Пог} = 5,9; N = 772.$$

где КТС – коэффициент тесноты связи; Пог – статистическая погрешность; N – размер выборочной совокупности.

Зависимость для отложений мелководного шельфа (см. рис. 3б) более точно отражает область с пониженными $K_{пр}$, чем зависимость,

(1)

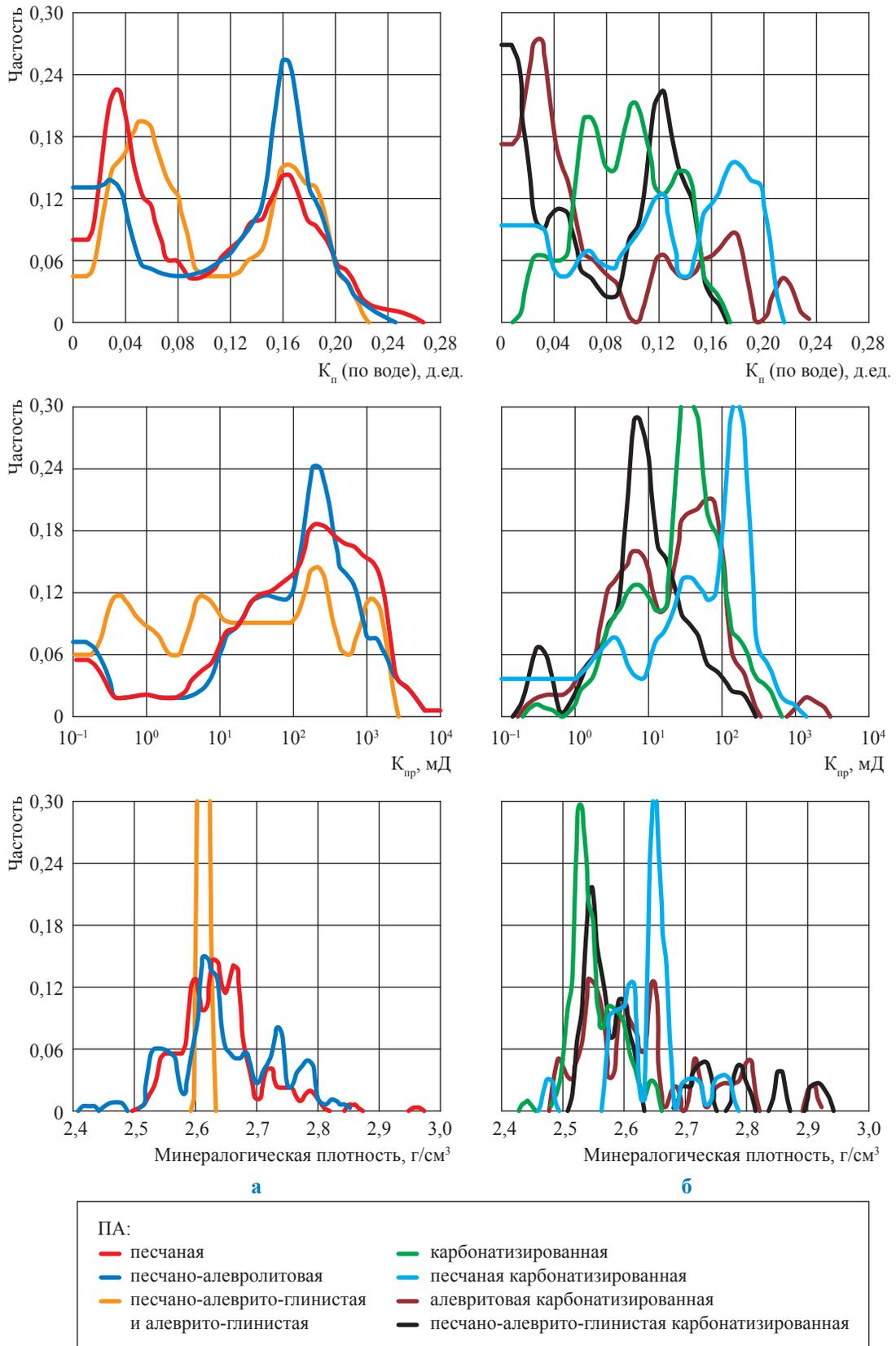
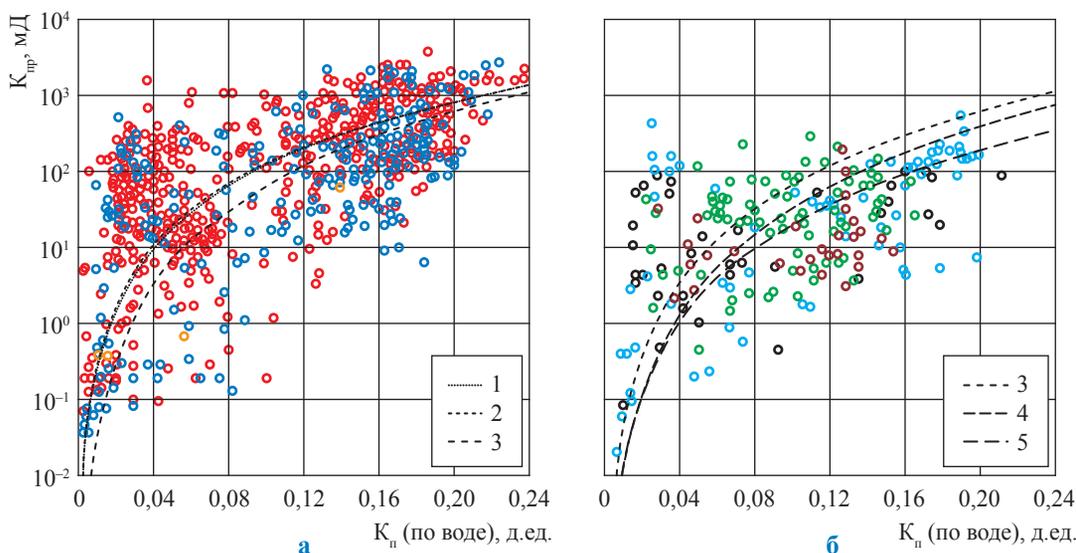


Рис. 2. Распределения ФЕС и физических свойств ПА ботубинского горизонта Чайдинского месторождения для разных фациальных обстановок: а – барового тела; б – мелководного шельфа



- 1 – песчаники среднезернистые: $K_{пр} = 74209K_n^{2,78}$; КТС = 0,10; Пог = 6,1; $N = 772$
 2 – бары: $K_{пр} = 63903/K_n^{-2,69}$; КТС = 0,19; Пог = 5,9; $N = 772$
 3 – обобщающая зависимость: $K_{пр} = 123219K_n^{3,27}$; КТС = 0,1; Пог = 6,9; $N = 1285$
 4 – песчаники мелкозернистые и алевролиты: $K_{пр} = 129005K_n^{3,58}$; КТС = 0,17; Пог = 4,4; $N = 513$
 5 – мелководный шельф: $K_{пр} = 38178/K_n^{-3,27}$; КТС = 0,15; Пог = 2,6; $N = 211$

Рис. 3. Ботубинский горизонт Чайядинского НГКМ. Зависимости проницаемости от пористости для основных фациальных обстановок осадконакопления: а – фации баров; б – фации мелководного шельфа. (Здесь и далее на рис. 4–8 цветковые обозначения ПА см. в экспликации к рис. 2)

разработанная для литотипа мелкозернистых песчаников и алевролитов, и имеет вид

$$K_{пр} = 38178K_n^{3,27}; \text{ КТС} = 0,15; \text{ Пог} = 2,6; N = 211. \quad (2)$$

Разделение данных о $K_{пр}$ и коэффициенте эффективной пористости ($K_{п.эф}$) по установленным основным фациальным обстановкам ботубинского горизонта показало более уверенное разделение и самих зависимостей (рис. 4).

Установленные зависимости выражаются уравнениями:

- бары:

$$K_{пр} = 64643K_{п.эф}^{2,54}; \text{ КТС} = 0,47; \text{ Пог} = 2,4; N = 180; \quad (3)$$

- мелководный шельф:

$$K_{пр} = 26411K_{п.эф}^{3,01}; \text{ КТС} = 0,15; \text{ Пог} = 1,1; N = 61. \quad (4)$$

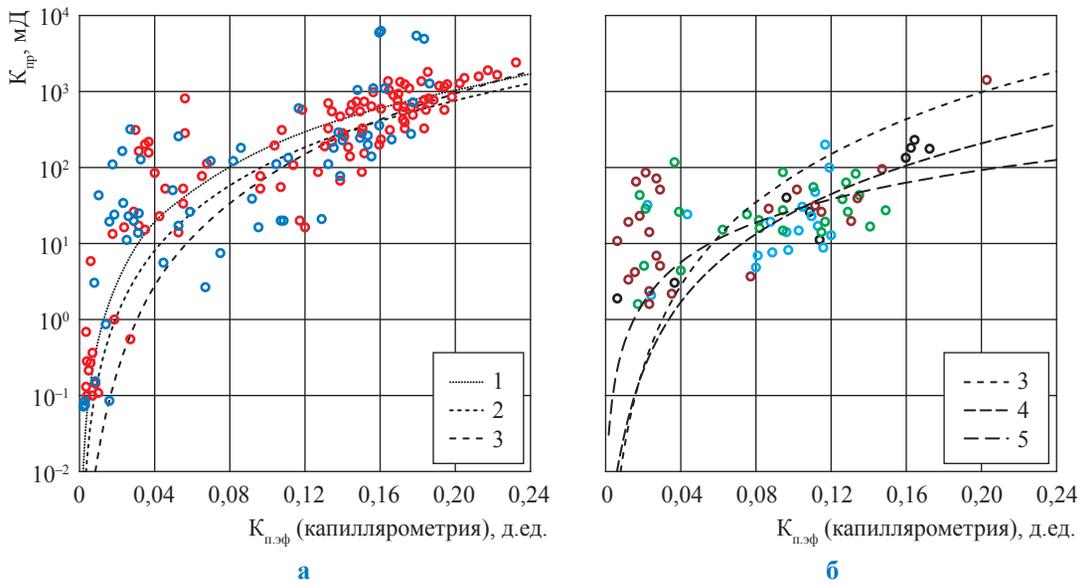
Изучение зависимостей $K_{пр}$ от интервального времени пробега упругой волны (dt) для основных условий формирования отложений ботубинского горизонта (рис. 5) показало, что для негалитизированных песчаников и отложений баров (см. рис. 5а) они практически совпадают, а также близки для галитизированных или заглинизированных разностей и отложений, сформировавшихся в условиях мелководного шельфа (см. рис. 5б). Для основных фациальных обстановок эти зависимости выражаются следующими уравнениями:

- для баров:

$$K_{пр} = (dt - 172)/(560 - 172); \text{ КТС} = 0,47; \text{ Пог} = 0,37; N = 137; \quad (5)$$

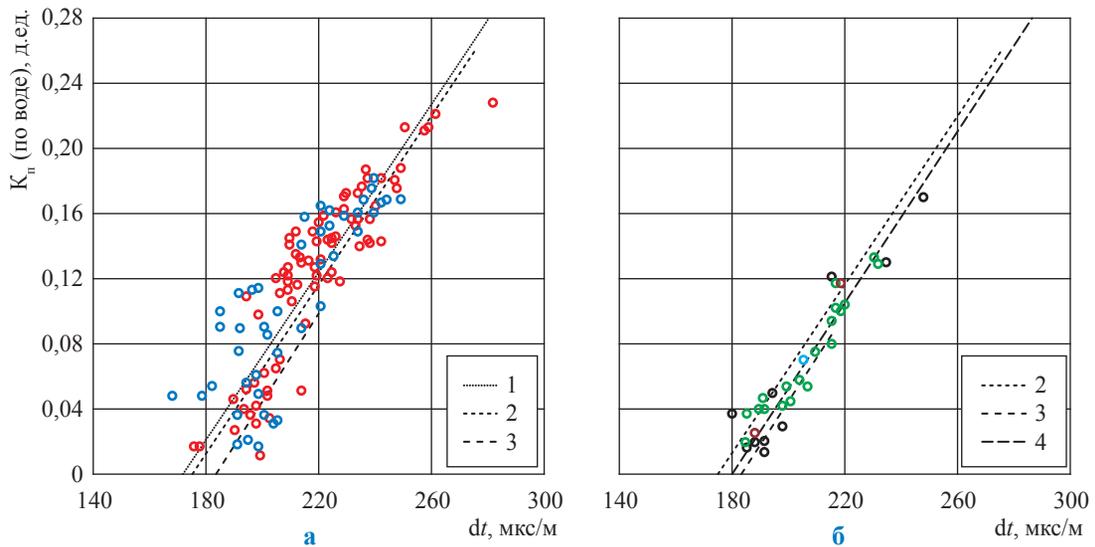
- для фаций шельфа:

$$K_{пр} = (dt - 180)/(560 - 180); \text{ КТС} = 0,70; \text{ Пог} = 0,22; N = 34. \quad (6)$$



- 1 – бары: см. формулу (3)
- 2 – песчаники: $K_{пр} = 59764/K_{п.эф}^{-2,7}$; КТС = 0,39; Пог = 2,6; N = 309
- 3 – обобщающая зависимость: $K_{пр} = 350000/K_{п.эф}^{-3,653}$; КТС = 0,46; Пог = 1,9; N = 328
- 4 – мелководный шельф: см. формулу (4)
- 5 – алевролиты: $K_{пр} = 1554/K_{п.эф}^{-1,75}$; КТС = 0,24; Пог = 2,2; N = 10

Рис. 4. Ботубинский горизонт Чайдинского НГКМ. Зависимости проницаемости от эффективной пористости для фациальных обстановок накопления отложений:
а – фации баров; б – мелководный шельф



- 1 – бары: см. формулу (5)
- 2 – неглинизированные незасоленные разности: $K_{п} = (dt - 175)/385$; КТС = 0,52; Пог = 0,3; N = 256
- 3 – глинизированные засоленные разности: $K_{п} = (dt - 183)/377$; КТС = 0,70; Пог = 0,22; N = 34
- 4 – мелководный шельф: см. формулу (6)

Рис. 5. Зависимости пористости от интервального времени пробега упругой волны (пластовые условия) для основных фациальных обстановок формирования ботубинского горизонта Чайдинского НГКМ:
а – отложения баров; б – отложения мелководного шельфа

Градации данных о пористости и объемной плотности ($\sigma_{об}$) коллекторов ботубинского горизонта по фациальным обстановкам осадконакопления (рис. 6) показала разделение зависимости $K_n = f(\sigma_{об})$ по фациям. Для отложений баров ботубинского горизонта (см. рис. 6а) справедлива обобщенная зависимость

$$K_n = (2,63 - \sigma_{об})/1,43; \text{ КТС} = 0,33; \text{ Пог} = 0,8; N = 907. \quad (7)$$

Фация мелководного шельфа (см. рис. 6б) характеризуется уравнением

$$K_n = (2,58 - \sigma_{об})/1,45; \text{ КТС} = 0,21; \text{ Пог} = 0,49; N = 175. \quad (8)$$

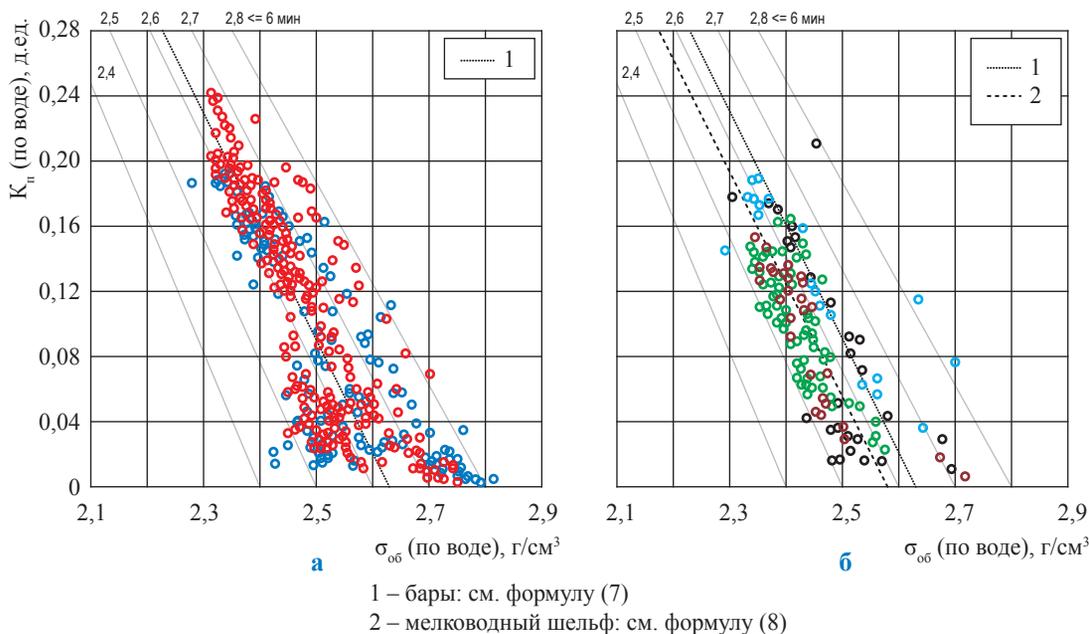


Рис. 6. Ботубинский горизонт Чайядинского НГКМ. Зависимости пористости от объемной плотности пород: а – отложения баров; б – отложения мелководного шельфа

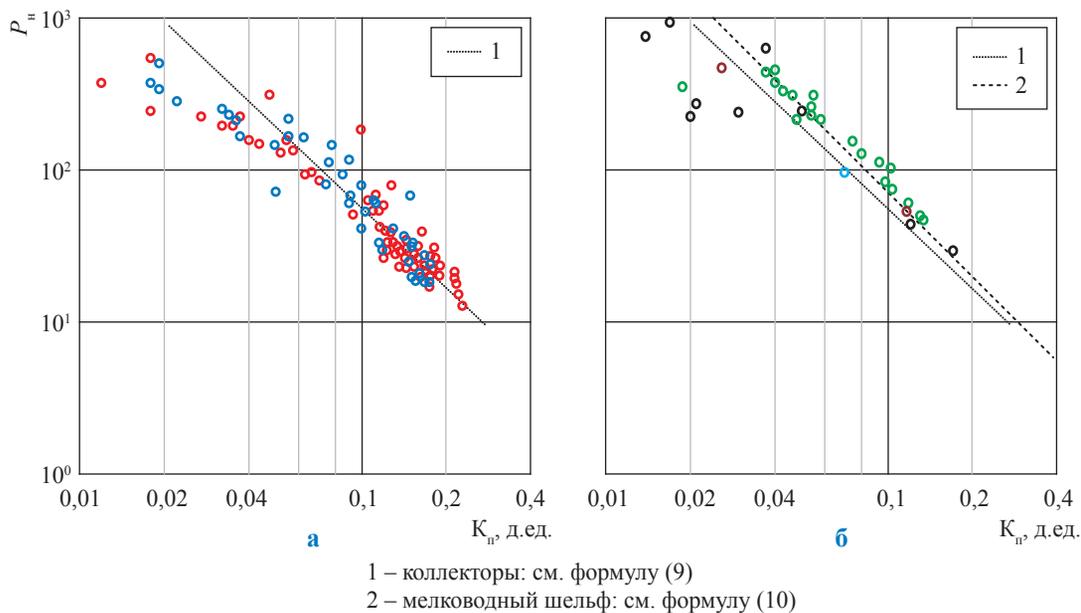
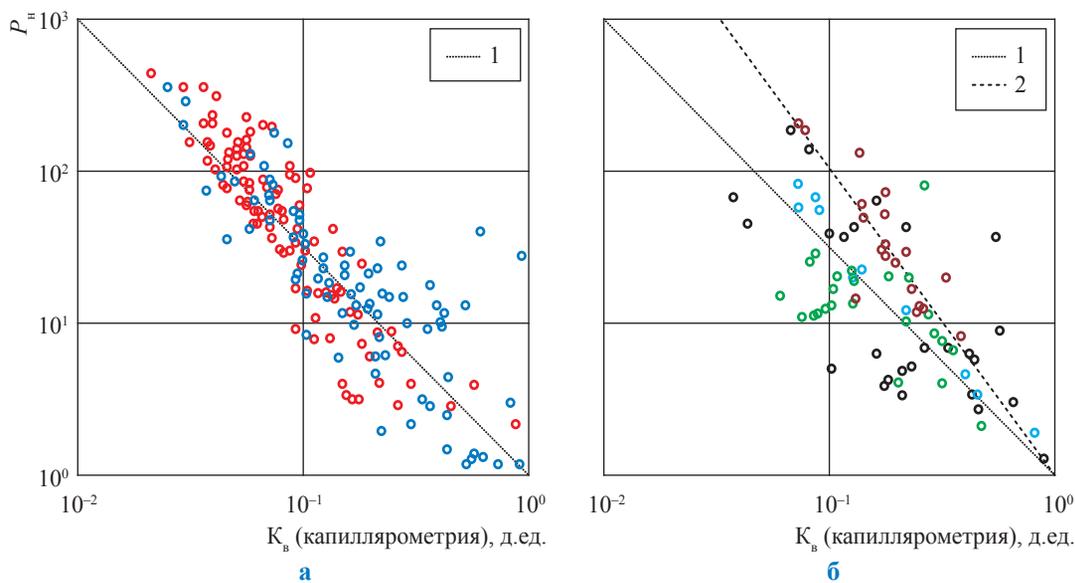


Рис. 7. Ботубинский горизонт Чайядинского НГКМ, пластовые условия. Зависимости параметра пористости от коэффициента пористости для различных фациальных обстановок: а – фации бара; б – фации мелководного шельфа



1 – обобщенная зависимость: см. формулу (11)
 2 – алевритовая карбонатизированная ПА: см. формулу (12)

Рис. 8. Ботубинский горизонт Чайядинского НГКМ. Зависимости параметра насыщения от водонасыщенности: а – фации бара; б – фации мелководного шельфа

Разделение данных о параметре пористости (P_n) и K_n по фаціальным обстановкам (рис. 7) показало, что для фации баров корректной является обобщенная зависимость (см. рис. 7а)

$$P_n = 1/K_n^{1,75}; \text{ КТС} = 0,52; \text{ Пог} = 0,21; N = 245. \tag{9}$$

Фация мелководного шельфа характеризуется более высоким сопротивлением водонасыщенного пласта (см. рис. 7б), зависимость P_n от K_n выражается уравнением

$$P_n = 1/K_n^{1,857}; \text{ КТС} = 0,71; \text{ Пог} = 0,14; N = 34. \tag{10}$$

Разделение по фаціальным обстановкам зависимостей параметра насыщения (P_n) от коэффициента водонасыщенности K_n (рис. 8) показало, что фации баров (см. рис. 8а) соответствует обобщенная зависимость

$$P_n = 1/K_n^{1,508}; \text{ КТС} = 0,46; \text{ Пог} = 0,71; N = 383. \tag{11}$$

Данные о фации шельфа (см. рис. 8б) также описываются обобщенной зависимостью (11), за исключением алевритовой

карбонатизированной ПА, для которой зависимость выражается уравнением

$$P_n = 1/K_n^{2,028}; \text{ КТС} = 0,61; \text{ Пог} = 0,4; N = 19. \tag{12}$$

Применение алгоритмов расчета для разных фаціальных зон ботубинского горизонта Чайядинского НГКМ возможно с учетом схемы основных условий осадконакопления горизонта (рис. 9).

Таким образом, установлено, что отложения ботубинского горизонта Чайядинского НГКМ формировались преимущественно в обстановках устьевого бара и мелководного шельфа. Прослежены области площадного распространения отложений, сформированных в основных литофаціальных условиях, отмечена зависимость продуктивных характеристик коллекторов от условий осадконакопления.

ПА ботубинского горизонта, сформированные в условиях баровых тел, отличаются более высокими ФЕС. Для отложений мелководного шельфа характерно развитие карбонатизированных и галитизированных разновидностей, ухудшающих ФЕС. Соответственно, заложение кустов эксплуатационных скважин

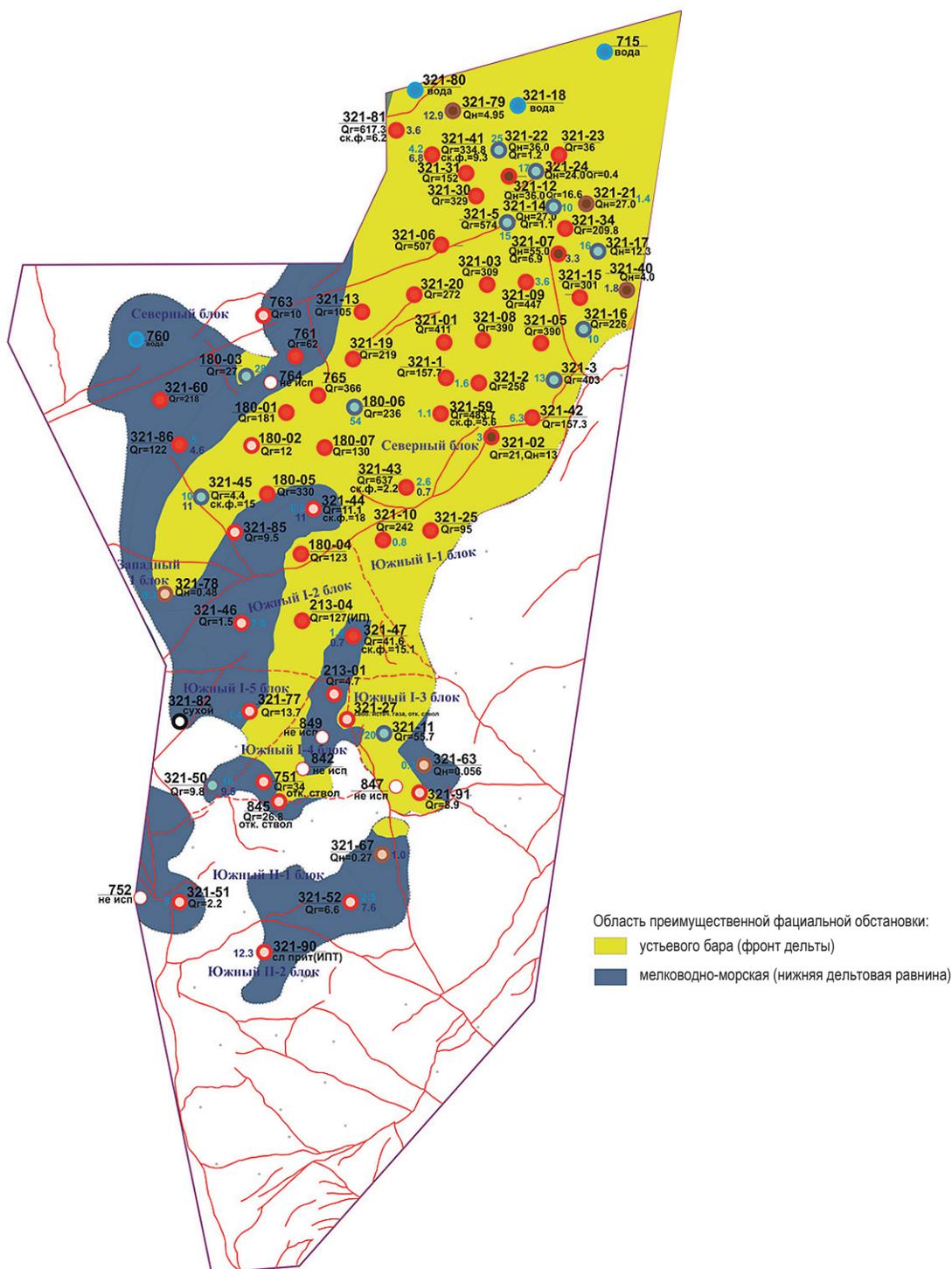


Рис. 9. Схема основных фациальных обстановок накопления ботубобинского горизонта Чаюдинского НГКМ: см. экспликацию к рис. 1

целесообразно в области распространения барового тела.

Впервые для ботубобинского горизонта Чаюдинского НГКМ получена градация зависимостей $K_{пр} = f(K_n)$, $K_{пр} = f(K_{н.ф})$, $K_n = f(dt)$, $K_n = f(\sigma_{об})$, $P_n = f(K_n)$ для отложений бара и мелководного шельфа. Разработана зависимость

$P_n = f(K_n)$ для карбонатизированной алевроитовой ПА отложений мелководного шельфа.

Практическое применение модели рекомендуется при детальной интерпретации ГИС с учетом схемы распространения литофаций ботубобинского горизонта.

Список литературы

1. Рыжов А.Е. Типы и свойства терригенных коллекторов венда Чаяндинского месторождения / А.Е. Рыжов // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 1 (12): Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – С. 145–160.
2. Рыжов А.Е. Влияние особенностей строения порового пространства коллекторов Чаяндинского НГКМ на их фильтрационные характеристики / А.Е. Рыжов, Н.В. Савченко, Т.А. Перунова и др. // Мировые ресурсы и запасы газа и перспективные технологии их освоения: тез. докл. II Междунар. науч.-практ. конф. 28–29 октября 2009. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2010. – С. 62.
3. Скоробогатов В.А. Енисей-Ленская мегапровинция: формирование, размещение и прогнозирование месторождений углеводородов / В.А. Скоробогатов // Геология нефти и газа. – 2017. – № 3. – С. 3–17.
4. Поляков Е.Е. Продуктивность сложнопостроенных терригенных коллекторов венда Чаяндинского месторождения в зависимости от литолого-петрофизических свойств и геолого-технических условий вскрытия отложений / Е.Е. Поляков, Е.А. Пылёв, И.В. Чурикова и др. // Территория нефтегаз. – 2017. – № 12. – С. 22–32.
5. Поляков Е.Е. Проблемы определения коэффициента проницаемости по ГИС для сложнопостроенных коллекторов вендского возраста Чаяндинского месторождения на этапе эксплуатационного бурения / Е.Е. Поляков, И.В. Чурикова, Е.А. Пылёв и др. // Территория нефтегаз. – 2018. – № 10. – С. 30–41.
6. Поляков Е.Е. Решение научных проблем при подсчете запасов углеводородов Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения / Е.Е. Поляков, А.Е. Рыжов, О.В. Ивченко и др. // Вести газовой науки. – 2017. – № 3 (31): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 172–186.
7. Ивченко О.В. Зависимость удельной продуктивности скважин от их фациальной принадлежности и засоления коллектора на примере ботубобинского горизонта Чаяндинского месторождения / О.В. Ивченко // Территория нефтегаз. – 2014. – № 3. – С. 50–55.
8. Крекнин С.Г. Современная геолого-геофизическая модель Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения / С.Г. Крекнин, А.В. Погрецкий, Д.Н. Крылов и др. // Геология нефти и газа. – 2016. – № 2. – С. 44–55.
9. Чуриков Ю.М. Литофациальное районирование как основа уточнения зависимостей фильтрационно-емкостных свойств для сложнопостроенных коллекторов венда Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения / Ю.М. Чуриков, Е.А. Пылёв, Е.А. Силаева и др. // Территория нефтегаз. – 2019. – № 1–2. – С. 20–41.

Well-log interpretation models designed for Botuoba horizon of Chayanda oil-gas-condensate field using lithofacies zoning of Vendian sediments

Yu.M. Churikov^{1*}, Ye.A. Pylev¹, I.V. Churikova¹, Ye.A. Silayeva¹

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Projektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

* E-mail: Y_Churikov@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. Complicated initial geological conditions and multiple secondary transformations of sediments within the productive Vendian horizons of Chayanda field make one consider influence of sedimentation situation while studying mutual dependencies of filtration-volumetric and petrophysical characteristics of productive reservoirs. Lithofacial zoning of the field based on a complete array of core data and well logs has matched these purposes with regard for the regional structure and macroheterogeneity of deposits. To study lateral extension of the sediments dated to the main facies, the rock associations (RA) has been specified in well columns. As a matter of fact, this is a set of rocks with particular lithology prevailing in the column.

Those Botuoba horizon RAs which have originated in bar conditions possess high filtration-volumetric properties; shallow sediments are notable for carbonized and halite variations, which worsen filtration and porosity. Lateral extensions of the Botuoba sediments generated in the bar and shallow conditions are traced. Existence of a dependency between the productive characteristics of reservoirs and their dating to various lithofacies conditions is stated. At that, sinking clusters of producing wells is reasonable within a framework of a bar body extension.

For the first time, the prime dependencies between petrophysical and filtration-volumetric properties have been graded in respect to bar and shallow sediments for the case of the Chayanda field Botuoba horizon. Practical application of the developed model is recommended for detailed interpretation of well logs considering a Botuoba horizon lithofacies chart.

Keywords: Chayanda oil-gas-condensate field, Botuoba horizon, Vendian sediments, lithofacies zoning, interpretation model.

References

1. RYZHOV, A.Ye. Types and properties of the clastic Vendian reservoirs of Chayandinskoe NGKM [Tipy i svoystva terrigennykh kollektorov venda Chayandinskogo mestorozhdeniya]. *Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2013, no. 1 (12): Actual problems of studies of hydrocarbon field bedded systems, pp. 145–160. ISSN 2306-8949. (Russ.).
2. RYZHOV, A.Ye., N.V. SAVCHENKO, T.A. PERUNOVA, et al. Influence of pore volume structure features of Chayanda oil-gas0condensate field reservoirs on its filtration properties. In: *II International conference "World gas resources and reserves and advanced development technologies", 28–29 October 2019 (WGRR-2010): abstracts*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2010, pp. 57.
3. SKOROBOGATOV, V.A. Yenisey-Lena megaprovince: generation, location and prediction of hydrocarbon fields [Yenisey-Lenskaya megaprovintsiya: formirovaniye, razmeshcheniye i prognozirovaniye mestorozhdeniy uglevodorodov]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 2017, no. 3, pp. 3–17. ISSN 0016-7894. (Russ.).
4. POLYAKOV, Ye.Ye., Ye.A. PYLEV, I.V. CHURIKOVA et al. Productivity of complex terrigenous Vendian reservoirs of Chayanda field depending on lithological-petrophysical properties and geological-engineering conditions of deposit uncapping [Produktivnost slozhnopostroyennykh terrigennykh kollektorov venda Chayandinskogo mestorozhdeniya v zavisimosti ot litologo-petrofi zicheskih svoistv i geologo-tekhnicheskikh usloviy vskrytiya otlozheniy]. *Territoriya neftegaz*. 2017, no. 12, pp. 22–32. ISSN 2072-2745. (Russ.).
5. POLYAKOV, Ye.Ye., I.V. CHURIKOVA, Ye.A. PYLEV, et al. Issues of well-log-based determination of permeability factors for complex-structured Vendian reservoirs of Chayanda field during a stage of production drilling [Problemy opredeleniya koyeffitsiyenta pronitsayemosti po GIS dlya slozhnopostroyennykh kollektorov vendskogo vozrasta Chayandinskogo mestorozhdeniya na etape ekspluatatsionnogo bureniya]. *Territoriya Neftegaz*. 2018, no. 10, pp. 30–41. ISSN 2072-2745. (Russ.).
6. POLYAKOV, Ye.Ye., A.Ye. RYZHOV, O.V. IVCHENKO, et al. Scientific tasks solved at calculating hydrocarbon reserves of Chayanda oil-gascondensate field [Resheniye nauchnykh problem pri podschete zapasov uglevodorodov Chayandinskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya]. *Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2017, no. 3 (31): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 172–186. ISSN 2306-9849. (Russ.).
7. IVCHENKO, O.V. Dependence of specific productivity of wells from their facies and reservoir salinity as exemplified by Botuoba horizon of Chayanda field [Zavisimost udelnoy produktivnosti skvazhin ot ikh fatsialnoy prinadlezhnosti i zasoloneniya kollektora na primere botuobinskogo gorizonta Chayandinskogo mestorozhdeniya]. *Territoriya Neftegaz*. 2014, no. 3, pp. 50–55. ISSN 2072-2745. (Russ.).
8. KREKNIN, S.G., A.V. POGRETSKIY, D.N. KRYLOV, et al. Contemporary geological-geophysical model of Chayanda oil-gas-condensate field [Sovremennaya geologo-geofizicheskaya model Chayandinskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 2016, no. 2, pp. 44–55. ISSN 0016-7894. (Russ.).
9. CHURIKOV, Yu.M., Ye.A. PYLEV, Ye.A. SILAYEVA, et al. Lithofacies Zoning as a Basis for Updating the Dependencies of Reservoir Properties for Complex Terrigenous Reservoirs of the Vendian of the Chayandinskoe Oil and Gas Condensate Field [Litofatsialnoye rayonirovaniye kak osnova utochneniya zavisimostey filtratsionno-yemkostnykh svoystv dlya slozhnopostroyennykh kollektorov venda Chayandinskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya]. *Territoria Neftegaz*. 2019, no. 1–2, pp. 20–41. ISSN 2072-2745. (Russ.).