

УДК 553.9:551.7

Особенности распространения и свойства засоленных коллекторов венда Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения

И.В. Чурикова^{1*}, Е.А. Пылёв¹, Е.О. Семёнов¹, Ю.М. Чуриков¹, Е.В. Семёнова¹,
А.А. Чудина¹, А.В. Симонов¹

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: I_Churikova@vniigaz.gazprom.ru

Тезисы. Рассмотрены особенности распространения и свойства засоленных коллекторов венда Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ). Выполнен анализ результатов литологических исследований керна галитизированных пород, в том числе количественного содержания галита и его корреляции с фильтрационно-емкостными свойствами коллекторов. Отмечено, что галитизация приводит к существенному снижению пористости пород при незначительном изменении проницаемости. Это объясняется особенностями засоления коллекторов, когда соль откладывается в первую очередь в тупиковых и боковых частях порового пространства, где фильтрации пластового флюида не происходит либо она замедляется. При этом часто свободными остаются каналы, где фильтрация происходила наиболее интенсивно. Именно они и обеспечивают повышенную проницаемость при низкой пористости. Данная особенность заполнения порового пространства галитом отражается в разнице граничных значений пористости для засоленных и незасоленных коллекторов при равных граничных значениях проницаемости.

Впервые выполнен анализ распространения зон засоления порового пространства коллекторов ботуобинского, хамакинского и талахского продуктивных горизонтов Чаяндинского НГКМ, который показал сложную геометрию зон засоленности, обусловленную различиями фациальных обстановок осадконакопления. Отмечено, что в поровом пространстве коллекторов продуктивных горизонтов галит в разных количествах присутствует практически повсеместно. Частичное, а иногда и очень существенное засоление ботуобинского горизонта отмечается вдоль западной и южной зон его выклинивания. Существенное засоление хамакинского горизонта в основном отмечается в его верхней части (пачка ХМ₁). В талахском горизонте зона засоленных пород отмечена преимущественно у западной границы месторождения.

Сделан вывод о необходимости учета геометризации зон засоления пород-коллекторов продуктивных горизонтов для оптимизации разработки Чаяндинского месторождения.

На юге Сибирской платформы коллекторские свойства продуктивных горизонтов неоднородны. Наряду с другими этот фактор осложняет поиски и разведку месторождений. Одна из главных причин резкого уменьшения пористости и проницаемости коллекторов в пределах Непско-Ботуобинской антеклизы – широкое развитие вторичных процессов с заполнением пор и трещин минеральными образованиями карбонатов, сульфатов и наиболее распространенных хлоридов. Последние приводят к снижению емкостных свойств породы, во многих случаях – до полного заполнения ее пустотного пространства. Поэтому изучение особенностей распространения и свойств засоленных коллекторов имеет важное значение, так как позволяет прогнозировать участки с пониженной эффективной емкостью и проницаемостью продуктивных горизонтов.

В Восточной Сибири значительное распространение засоленных отложений отмечено, в частности, на уникальном по запасам Чаяндинском нефтегазоконденсатном месторождении (НГКМ), расположенном в Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области в пределах Непского свода [1–8]. Продуктивные коллекторы талахского, хамакинского и ботуобинского горизонтов вендского возраста Чаяндинского НГКМ представлены сложнопостроенными терригенными отложениями, отличающимися значительной неоднородностью, обусловленной множественными вторичными изменениями (карбонатизацией, ангидритизацией, галитизацией), распространенными в разных пропорциях.

Ключевые слова: Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение, засоленный коллектор, вендские отложения.

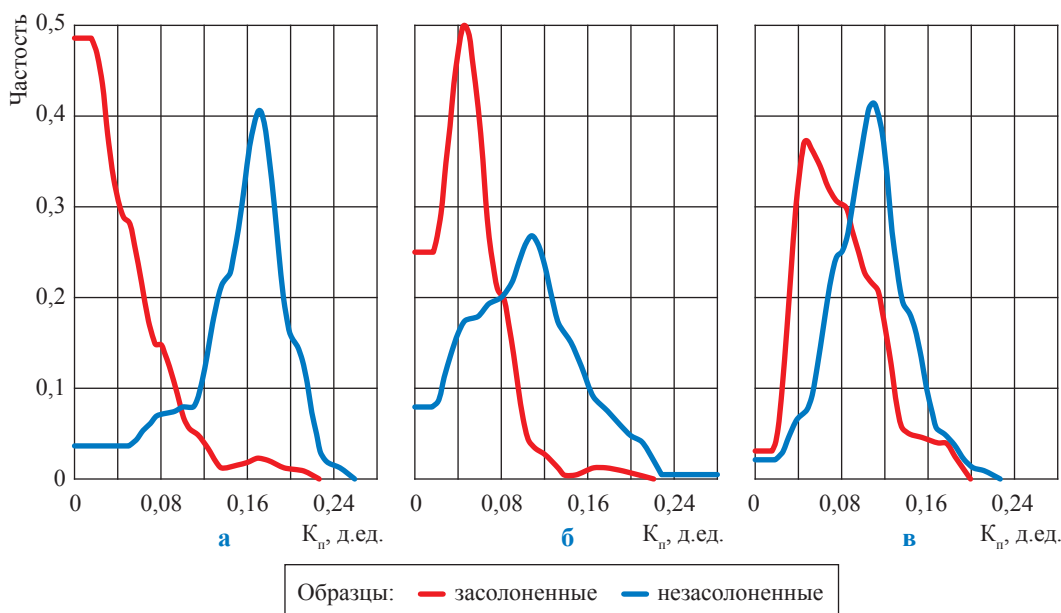


Рис. 1. Распределение коэффициентов пористости, определенных методом насыщения по воде, для засолоненных и незасолоненных образцов ботубинского (а), хамакинского (б) и талахского (в) продуктивных горизонтов Чайядинского НГКМ

В лаборатории ООО «Газпром ВНИИГАЗ» содержание галитов в породах Чайядинского НГКМ выяснялось в рамках литологических исследований керна, предусматривающих в том числе определение общей концентрации водорастворимых солей в пробах пород: количества хлоридов, сульфатов и карбонатов натрия, кальция и магния измерялись посредством химического анализа водной вытяжки. Сущность метода заключается в извлечении водорастворимых солей из измельченного образца дистиллированной водой¹ при соотношении объемов пробы и воды 1:5. Ранее на керне, отобранном на месторождении до 2000 г., определение степени засоления порового пространства пород осуществлялось путем прокачки пресной воды через образец до достижения стабилизации веса.

Исследования показали, что среднее содержание растворимых солей в породе изменяется от 2,7 % (максимум 21,4 %) в талахском горизонте до 5,2 % (максимум 35 %) в хамакинском и 5,3 % (максимум 30,7 %) в ботубинском. Степень засоления порового пространства пород изменяется от 5,6 % (максимум 53 %) в талахском горизонте до 10,6 % (максимум 89,1 %) в ботубинском и 30,8 %

(максимум 87,4 %) в хамакинском горизонтах. В дальнейшем при анализе фильтрационно-емкостных свойств пород и их взаимосвязей к засолоненным с определенной долей условности отнесены образцы, характеризующиеся средним массовым содержанием солей более 5 % либо степенью засоления порового пространства более 5 %.

Частотные распределения коэффициентов пористости по воде (K_p) для засолоненных и незасолоненных образцов приведены на рис. 1. Отмечено, что засолоненные образцы, как правило, низкопористые: среднее значение K_p для ботубинского горизонта составляет 4,5 %, для хамакинского – 5,0 %, для талахского – 7,7 %. Минералогическая плотность засолоненных образцов закономерно ниже. Для ботубинского горизонта ее значения лежат в пределах 2,51...2,91 г/см³ при модальном значении 2,55 г/см³, для хамакинского – в пределах 2,5...2,94 г/см³ при модальном значении 2,58 г/см³, для талахского – в пределах 2,45...2,8 г/см³ при модальном значении 2,58 г/см³.

Проницаемость ($K_{пр}$) засолоненных образцов изменяется приблизительно в тех же пределах, что и для всей выборки образцов, при этом доля образцов с высокой проницаемостью выше для засолоненных образцов, что наиболее очевидно проявляется в отношении

¹ См. ГОСТ 6709-72. Вода дистиллированная. Технические условия.

талахского горизонта (рис. 2). Результат сопоставления распределений свидетельствует о том, что галит находится в поровом пространстве коллекторов, а в неколлекторах он практически отсутствует.

Таким образом, засоленные образцы пород характеризуются низкой пористостью, но при этом их проницаемость находится на уровне незасоленных высокопористых образцов, а иногда и выше. Эта особенность сказывается и на зависимостях $K_{пр} = f(K_p)$: засоленные образцы группируются, как правило, в области низких пористостей и высоких проницаемостей, т.е. ведут себя как трещиноватые породы (рис. 3).

На снимках, полученных с помощью растрового электронного микроскопа, можно наблюдать, что первичное поровое пространство засоленных пород в значительной степени утрачено за счет цементации галитом (рис. 4). Отложение соли происходит в первую очередь в тупиковых и боковых частях порового пространства, где фильтрации пластового флюида нет либо она замедляется. В то же время часто остаются свободными каналы, где фильтрация происходила наиболее интенсивно. Именно они и обеспечивают повышенную проницаемость при низкой пористости.

При сопоставлении эффективной пористости ($K_{п.эф}$) с открытой пористостью и абсолютной проницаемостью отмечено очевидное

влияние засоления пород на граничные значения фильтрационно-емкостных свойств (рис. 5, 6). Граничные значения пористости ($K_{п.гр}$) для засоленных образцов низкие, для незасоленных – более высокие. Проницаемость засоленных образцов сохраняет высокие граничные значения ($K_{пр.гр}$) при низкой эффективной пористости. Для практического применения с целью выделения коллекторов путем сопоставления с граничными значениями эффективной пористости ($K_{п.эф.гр}$) определены значения $K_{п.гр}$ и $K_{пр.гр}$, различные для засоленных и незасоленных пород, а именно:

- ботубобинский горизонт, породы:
 - незасоленные: $K_{п.гр} = 0,039$ д.ед., $K_{пр.гр} = 0,8$ мД;
 - засоленные: $K_{п.гр} = 0,013$ д.ед., $K_{пр.гр} = 0,8$ мД;
- хамакинский горизонт, породы:
 - незасоленные: $K_{п.гр} = 0,04$ д.ед., $K_{пр.гр} = 0,7$ мД;
 - засоленные: $K_{п.гр} = 0,02$ д.ед., $K_{пр.гр} = 0,7$ мД;
- талахский горизонт, породы:
 - незасоленные: $K_{п.гр} = 0,065$ д.ед., $K_{пр.гр} = 0,7$ мД;
 - засоленные: $K_{п.гр} = 0,045$ д.ед., $K_{пр.гр} = 0,7$ мД.

Площадной анализ развития засоленных коллекторов показал, что галит в поровых

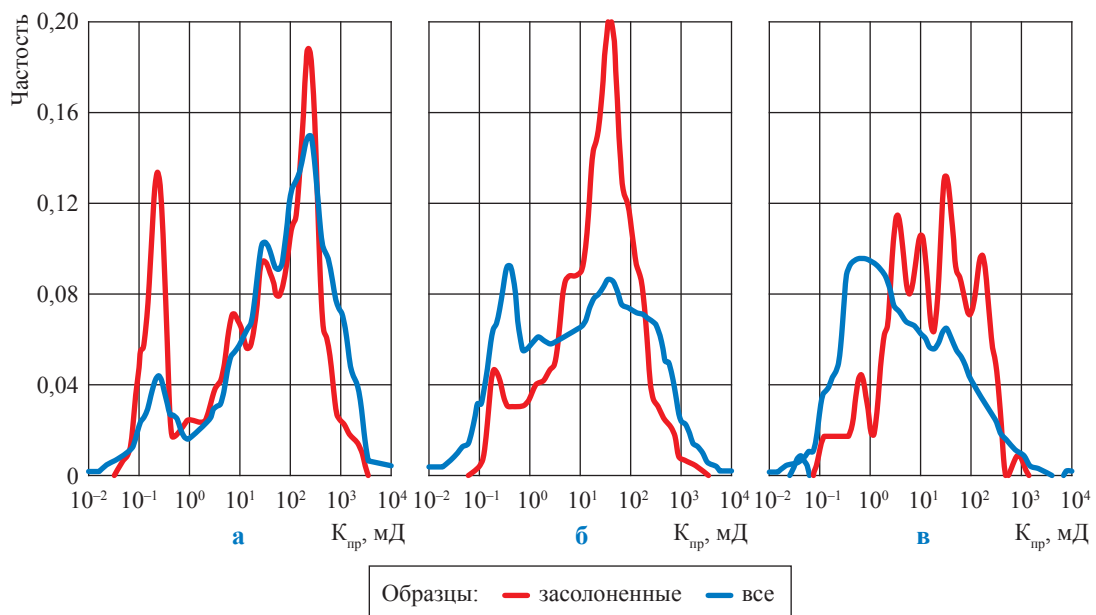
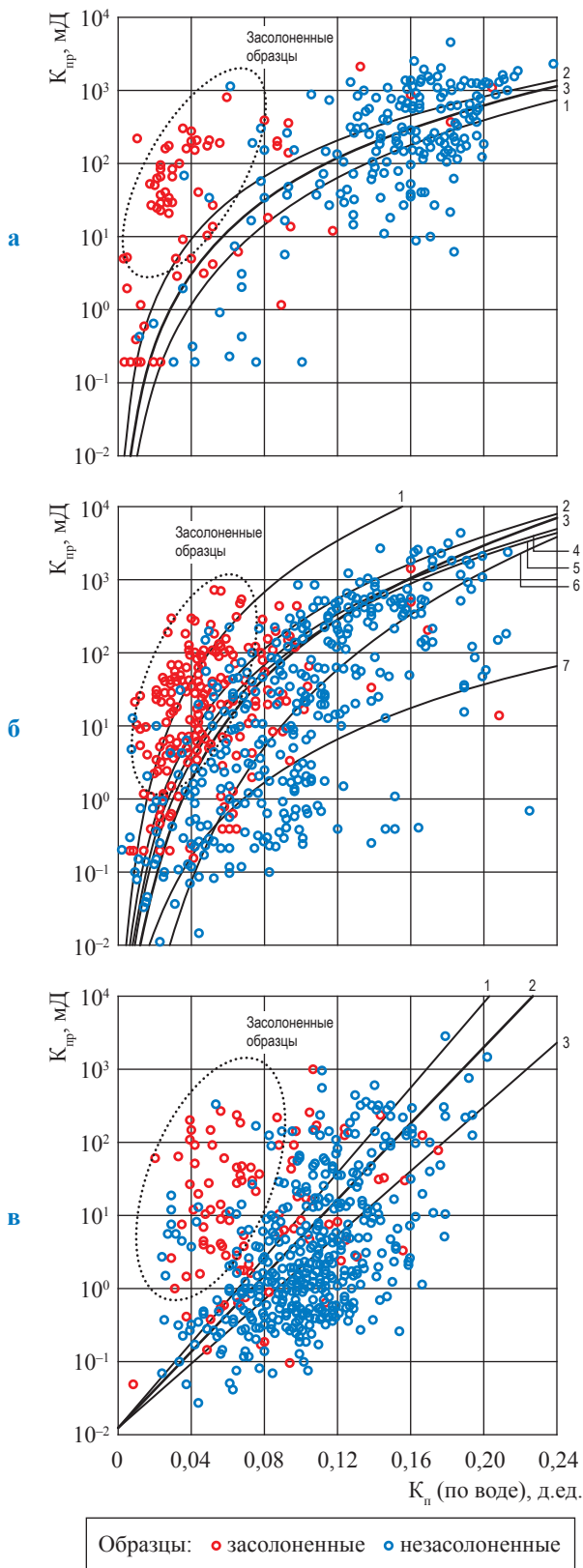


Рис. 2. Частотные распределения абсолютной проницаемости пород (по керну). Чаяндинское НГКМ, горизонт: а – ботубобинский; б – хамакинский; в – талахский



Зависимость:

- 1 – песчаники мелкозернистые и алевролиты:
 $K_{пр} = 129005K_n^{3,58}$; КТС = 0,17; Погр = 4,4; $N = 513$
- 2 – песчаники среднезернистые:
 $K_{пр} = 74209K_n^{2,78}$; КТС = 0,1; Погр = 6,1; $N = 772$
- 3 – обобщенная:
 $K_{пр} = 123219K_n^{3,27}$; КТС = 0,10; Погр = 6,9; $N = 1285$

Зависимость:

- 1 – песчаники засоленные:
 $K_{пр} = 17574335K_n^{4,02}$; КТС = 0; Погр = 3; $N = 52$
- 2 – песчаники крупнозернистые:
 $K_{пр} = 2013473,1K_n^{3,87}$; КТС = 0; Погр = 25,6; $N = 397$
- 3 – обобщенная:
 $K_{пр} = 5016234K_n^{4,59}$; КТС = 0; Погр = 168,25; $N = 3058$
- 4 – гравелиты:
 $K_{пр} = 1093969,5K_n^{4,62}$; КТС = 0,09; Погр = 18,0; $N = 88$
- 5 – песчаники среднезернистые:
 $K_{пр} = 1404552,2K_n^{4,02}$; КТС = 0,06; Погр = 32,0; $N = 1353$
- 6 – песчаники мелкозернистые:
 $K_{пр} = 23398353K_n^{6,07}$; КТС = 0,21; Погр = 81,6; $N = 879$
- 7 – алевролиты:
 $K_{пр} = 8264,6/K_n^{-3,36}$; КТС = 0,14; Погр = 3,6; $N = 57$

Зависимость:

- 1 – гравелиты:
 $K_{пр} = 10^{29}K_n^{-1,9}$; КТС = 0,04; Погр = 6,6; $N = 457$
- 2 – песчаники крупно- и среднезернистые и обобщенная:
 $K_{пр} = 10^{26}K_n^{-1,9}$; КТС = 0,1; Погр = 8,2; $N = 1621$
- 3 – песчаники мелкозернистые, алевролиты:
 $K_{пр} = 10^{22}K_n^{-1,9}$; КТС = 0; Погр = 4,6; $N = 794$

Рис. 3. Зависимости $K_{пр} = f(K_n)$ с дифференциацией по степени засоленности пород ботубинского (а), хамакинского (б) и талахского (в) горизонтов Чаиндинского НГКМ:

КТС – коэффициент тесноты связи; Погр – статистическая погрешность;
 N – размер выборочной совокупности

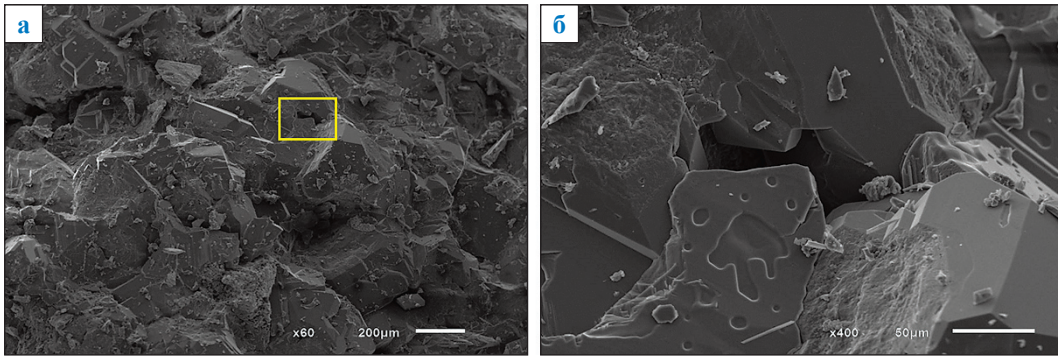


Рис. 4. Характер заполнения порового пространства галитом, по данным ООО «Газпром ВНИИГАЗ» (растровая электронная микроскопия: Чайнинское НГКМ, скв. 321-64, образец 231): а – песчанник кварцевый мелко-среднезернистый, плотный; б – увеличенный фрагмент: пустотное пространство породы практически полностью утрачено за счет цементации галитом, сохранившийся фильтрационный канал может обеспечивать проницаемость

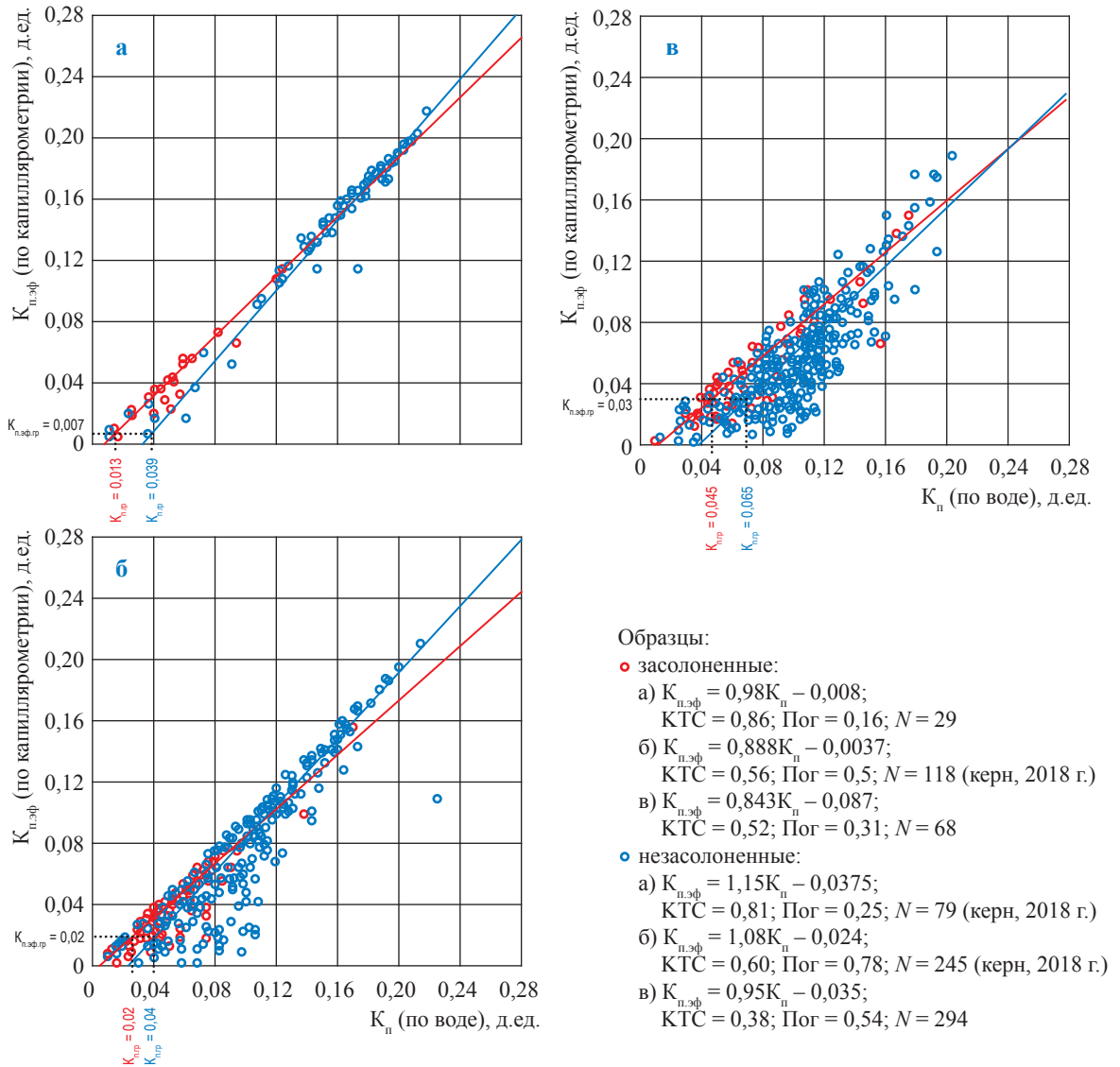


Рис. 5. Сопоставление эффективной и открытой пористости с дифференциацией по степени засоления пород. Чайнинское НГКМ, продуктивные горизонты: а – ботубинский; б – хамакинский; в – талахский

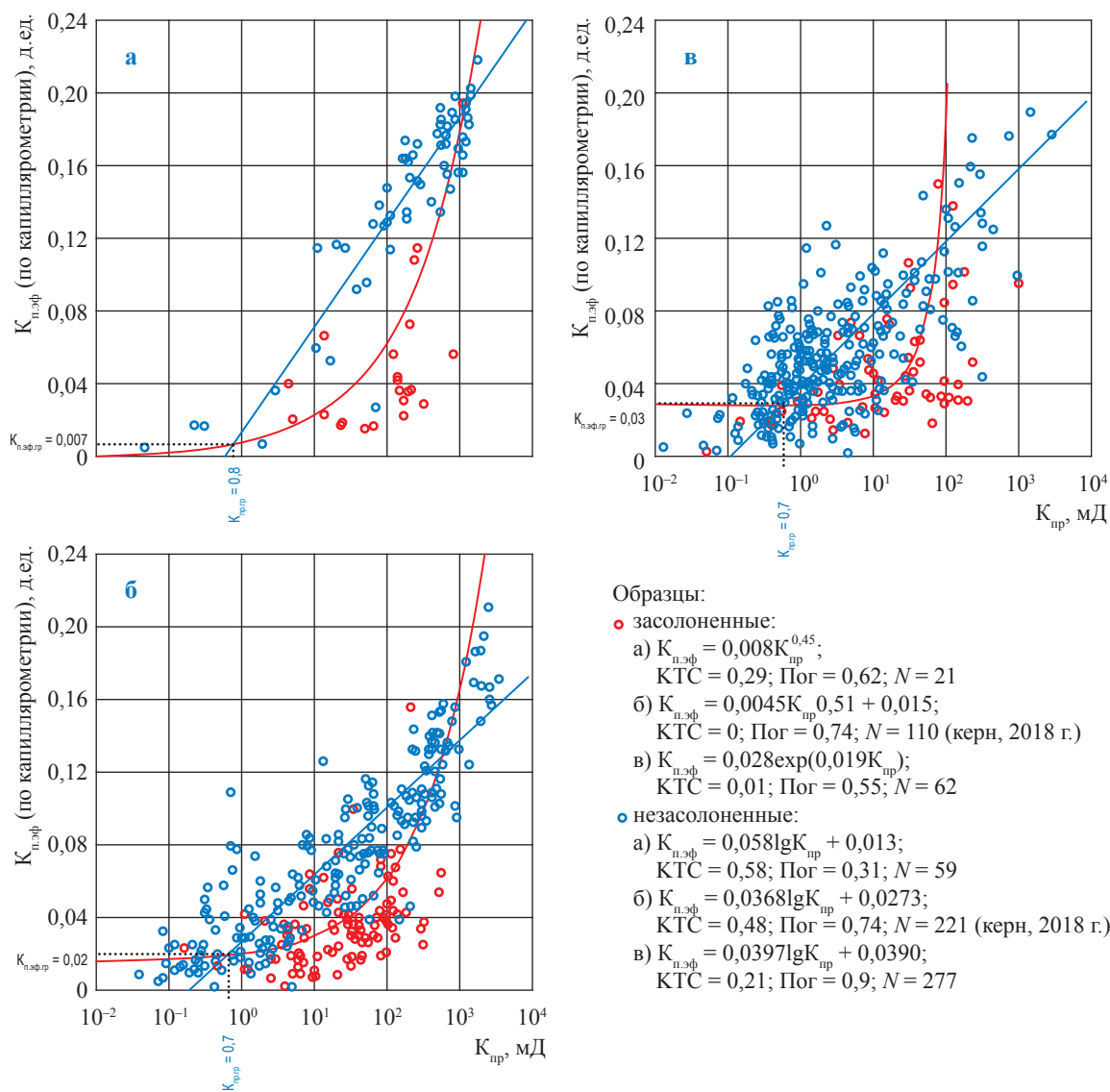


Рис. 6. Сопоставление эффективной пористости и проницаемости с дифференциацией по степени засоления пород. Чаяндинское НГКМ, продуктивные горизонты: а – ботубобинский; б – хамакинский; в – талахский

пространства коллекторов ботубобинского, хамакинского и талахского горизонтов в разных количествах присутствует практически повсеместно (рис. 7–9). Частичное, а иногда и очень существенное засоление ботубобинского горизонта отмечается вдоль западной и южной зон его выклинивания. Вероятно, в этих зонах засоление имеет и конседиментационный

характер (зоны лагунных отложений). Хамакинского горизонта существенное засоление коснулось только в верхней части (пачка ХМ₁) и прослеживается преимущественно в зоне развития этого циклита, значительное засоление талахского горизонта отмечено у западной границы лицензионного участка (см. рис. 9).

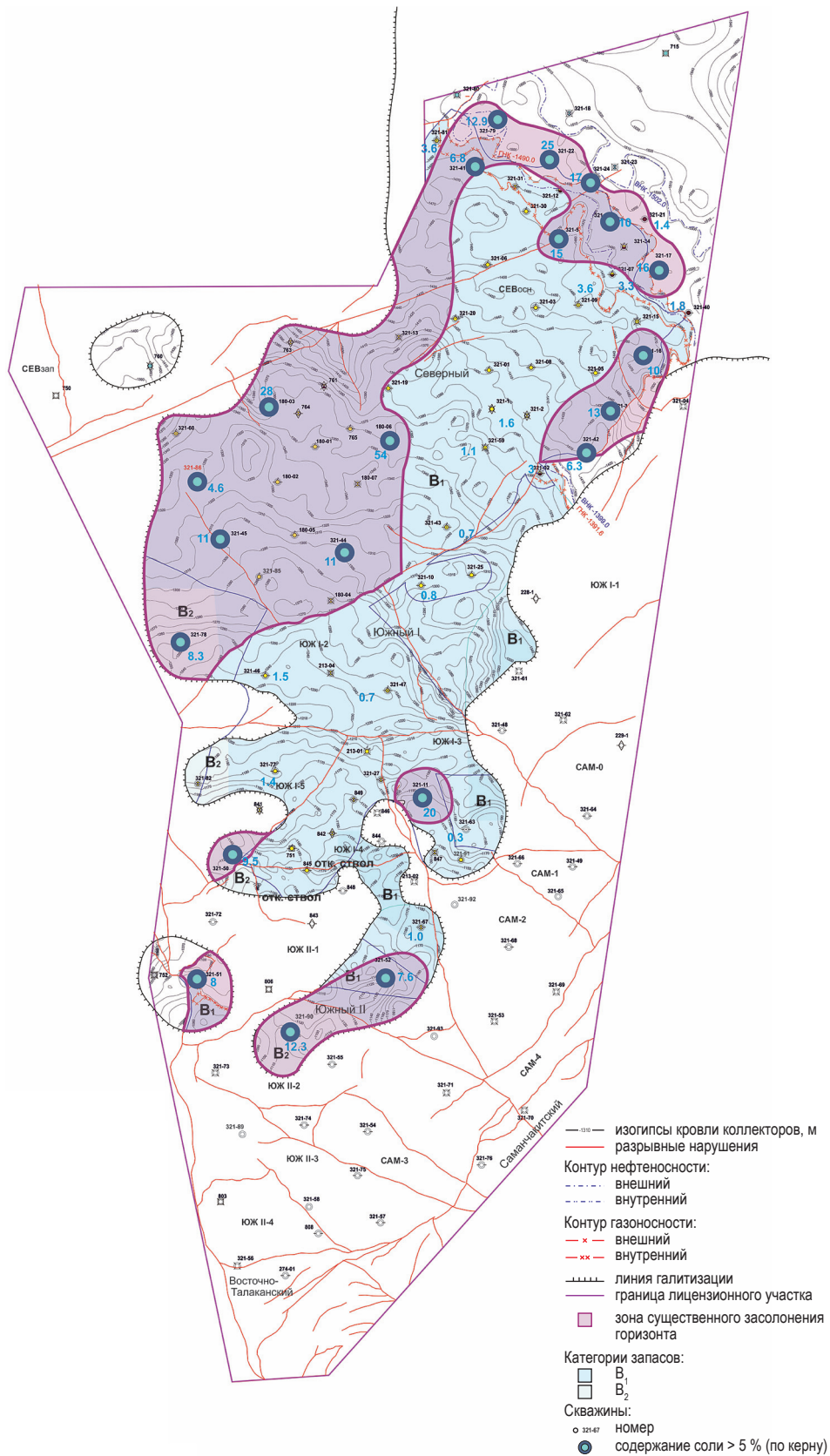


Рис. 7. Схема засоления порового пространства коллекторов ботубинского горизонта Чаядинского НГКМ

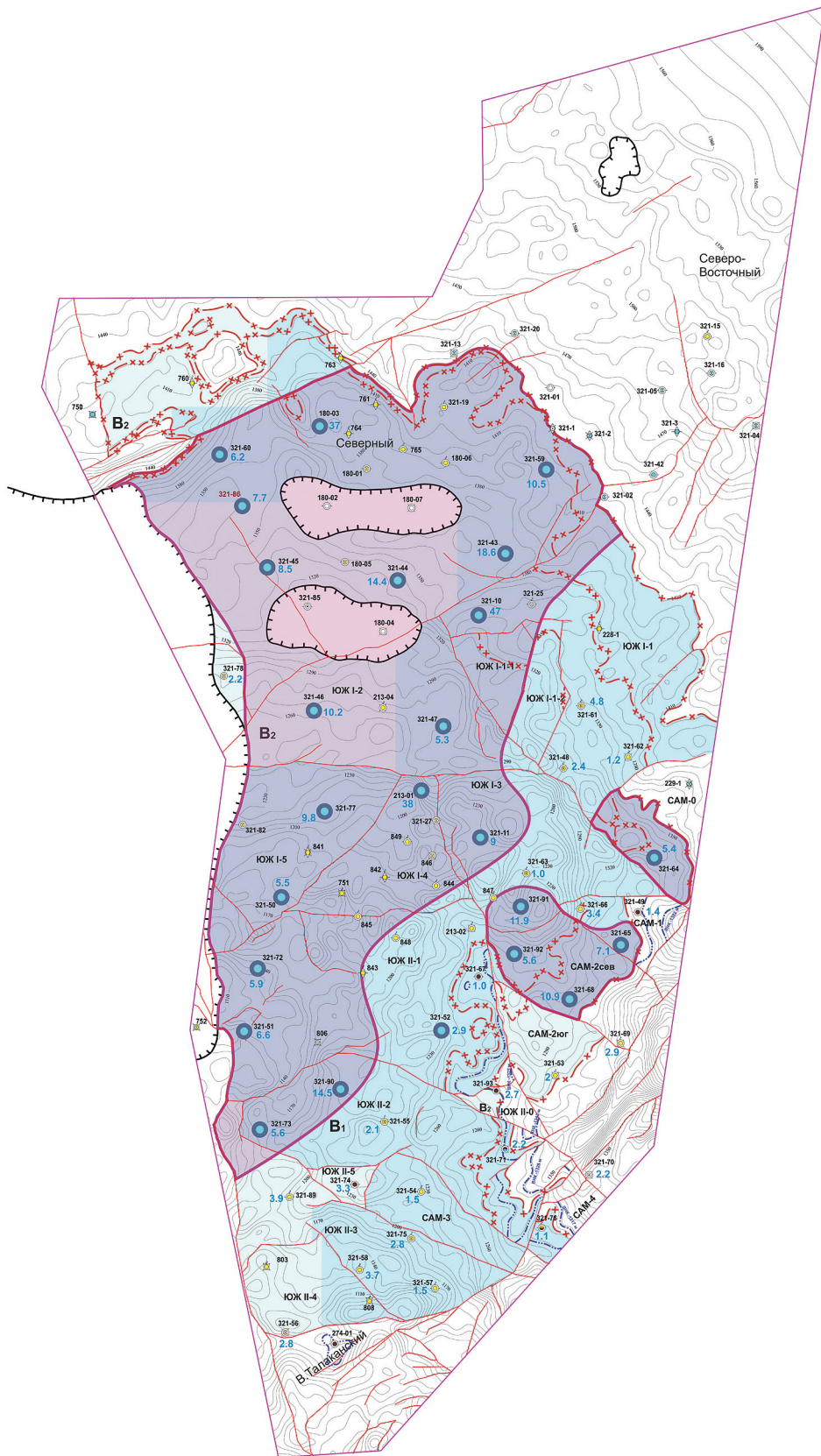


Рис. 8. Схема засоления порового пространства коллекторов хамакского горизонта Чаяндинского НГКМ: здесь и далее на рис. 9 см. экспликацию к рис. 7

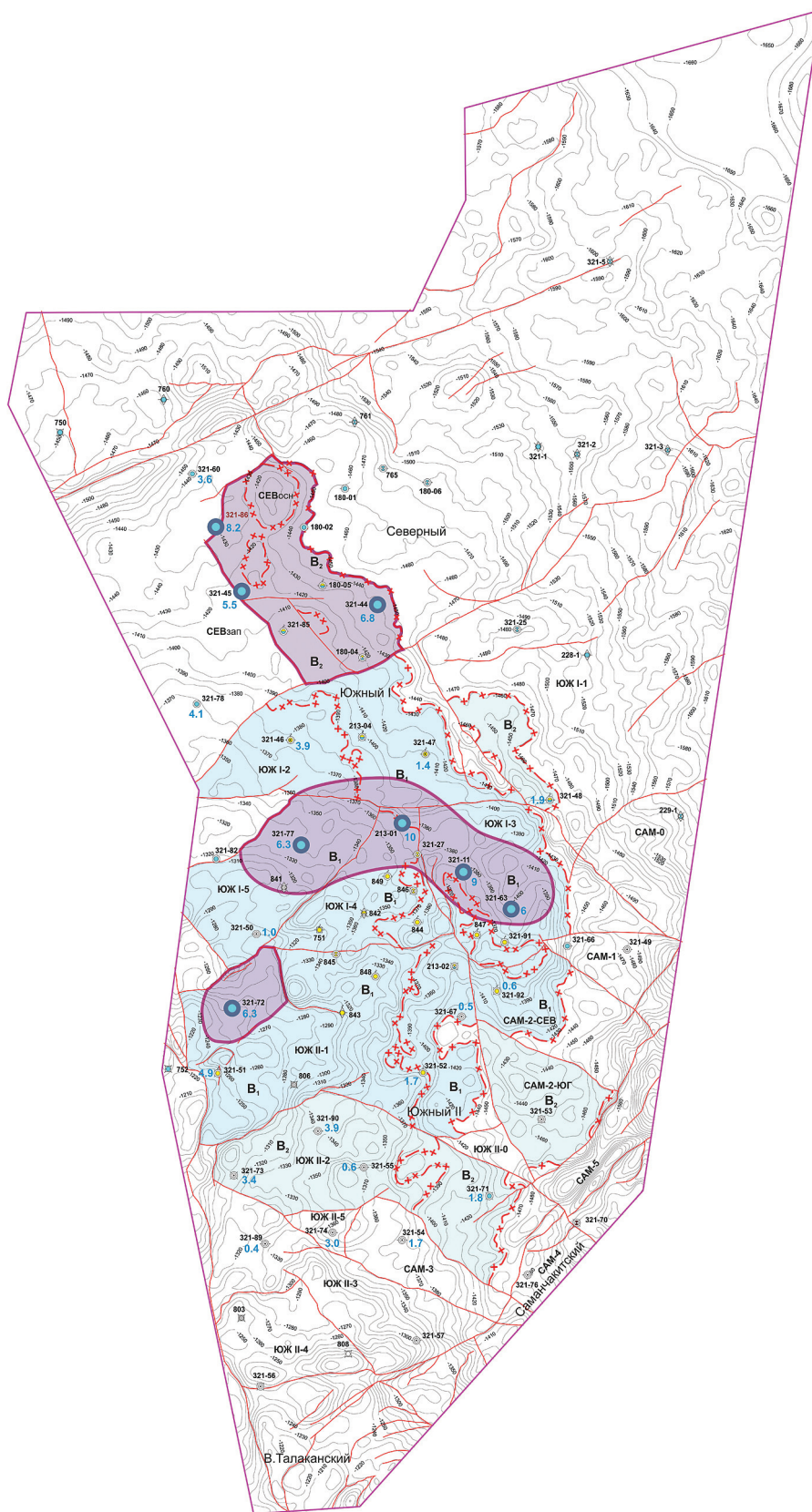


Рис. 9. Схема засоления порового пространства коллекторов талахского горизонта Чайандинского НГКМ

Таким образом, анализ площадного распространения засоленных пород на Чайядинском НГКМ показал сложную геометрию зон засоленности, связанную с фаціальными обстановками осадконакопления. Отмечено, что

галитизация пород приводит к существенному снижению их пористости при незначительном изменении проницаемости. Учет геометрии зон засоления пород-коллекторов продуктивных горизонтов необходим для оптимизации разработки Чайядинского месторождения.

Список литературы

1. Рыжов А.Е. Типы и свойства терригенных коллекторов венда Чайядинского 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 Чайядинского 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 Чайядинского 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 Чайядинского 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 Чайядинского 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 фаціальной принадлежности и засоления коллектора на примере ботубинского горизонта Чайядинского месторождения / О.В. Ивченко // Территория нефтегаз. – 2014. – № 3. – С. 50–55.
8. Крекнин С.Г. Современная геолого-геофизическая модель Чайядинского нефтегазоконденсатного месторождения / С.Г. Крекнин, А.В. Погребский, Д.Н. Крылов и др. // Геология нефти и газа. – 2016. – № 2. – С. 44–55.

Distribution and properties of saline Vendian reservoirs belonging to Chayanda oil-gas-condensate field

I.V. Churikova¹, Ye.A. Pylev¹, Ye.O. Semenov¹, Yu.M. Churikov¹,
Ye.V. Semenova¹, A.A. Chudina¹, A.V. Simonov¹

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

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

Abstract. This paper reveals properties and specific distribution of saline Vendian reservoirs at Chayanda oil-gas-condensate field. There is analysis of lithologic core tests of halitic rocks including analysis of halite content and its correlation with the filtration-volumetric properties of reservoirs. It is stated that halitization considerably reduces porosity of rocks at insignificant change of their permeability. This fact can be attributed to specifics of reservoir salinization when salt accumulates primary in the dead-end and the side parts of a pore volume with zero or slow fluid filtration. At that, often the channels where filtration has been most intensive stay free. Particularly those channels support higher permeability under low porosity. This peculiar feature gives variability of end porosity values for saline and not-saline reservoirs under the equal end values of permeability.

For the first time, distribution of salted zones in pore volumes of reservoirs within Botuoba, Khamaki and Talakh productive horizons of Chayanda field has been analyzed. The studies has shown that these zones have complicated geometry due to distinction of facies environment of sedimentation. Various quantities of halite are in evidence nearly everywhere in pore volumes of the named productive horizons. Partial and sometimes very considerable salting of Botuoba horizon is noted in the western and southern zones of its attenuation. Khamaki horizon is salted mostly in the upper part (KhM, series). In Talakh horizon, a zone of saline rocks locates chiefly near the western borders of Chayanda field.

Authors have concluded that to optimize development of Chayanda field accounting of the saline zones geometry is needed.

Keywords: Chayanda oil-gas-condensate field, saline reservoir, Vendian deposits.

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-gas-condensate 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 megaprovinciya: 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-petrofizi cheski kh svoystv 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 koeffitsiyenta pronitsayemosti po GIS dlya slozhnopostroyennykh kollektorov venskogo 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-gas-condensate 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.).