

УДК 622.276.03:553.98(571)

*Е.Е. Поляков¹; И.В. Чурикова¹; Е.А. Пылев¹; Ю.М. Чуриков¹; Е.О. Семенов¹;
А.В. Симонов¹, e-mail: A_Simonov@vniigaz.gazprom.ru*

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ» (Москва, Россия).

Проблемы определения коэффициента проницаемости по геофизическим исследованиям скважин для сложнопостроенных коллекторов вендского периода Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения на этапе эксплуатационного бурения

Новые данные, полученные в ходе интенсивного эксплуатационного бурения Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения, вносят коррективы в представление о геологической и гидродинамической моделях месторождения. В связи с этим возрастает актуальность корректного определения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, в частности коэффициента проницаемости.

Применительно к эксплуатационным скважинам Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения коэффициент проницаемости определяется по данным геофизических исследований скважин с использованием петрофизических зависимостей и по данным гидродинамических исследований. Представленный в статье анализ показал высокий уровень сходимости полученных результатов, что свидетельствует о корректности используемой в настоящее время методики определения коэффициента проницаемости по геофизическим исследованиям скважин. Однако, по мнению авторов, для приведения величины коэффициента к реальным характеристикам вскрытого скважиной разреза необходимо учитывать влияние таких факторов, как условия формирования коллектора, уровень макро- и микроанизотропии пласта, вторичные процессы изменения коллектора и технологических особенностей вскрытия и опробования пласта.

В ходе исследования авторы использовали результаты проведенного ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в 2015 г. подсчета запасов Чаяндинского месторождения, на основании которого по керну были определены зависимости между коэффициентами проницаемости и эффективной пористости. Вычисляемый по данным зависимостям показатель является максимально возможной оценкой коэффициента проницаемости для неглинистого, некарбонатизированного и незасолоненного коллектора при благоприятных условиях вскрытия пласта. В то же время, по мнению авторов, необходимо разработать нормативный документ, в котором будет регламентирован процесс адаптации расчета коэффициента проницаемости на стадии подсчета запасов на основе исследований керна вертикальных скважин к условиям эксплуатационного бурения скважин с наклонными и горизонтальными окончаниями стволов.

Ключевые слова: Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение, коэффициент проницаемости, геофизические исследования скважин, дебит, эксплуатационное бурение.

.....

*Е.Е. Polyakov¹; I.V. Churikova¹; E.A. Pylev¹; Yu.M. Churikov¹; E.O. Semenov¹;
A.V. Simonov¹, e-mail: A_Simonov@vniigaz.gazprom.ru*

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC (Moscow, Russia).

Issues on the Permeability Coefficient Determination by Geophysical Well Logging for the Composite Reservoirs of Vendian Period in the Chayandinskoe Oil and Gas Condensate Field at the Development Drilling Stage

The data recently obtained in intensive development drilling of Chayandinskoe oil and gas condensate field (Lensky district, Yakutia, Russia) introduce changes in the concept on geologic and hydrodynamic field models. In view of this

the proper determination of permeability and porosity reservoir properties particularly the permeability index is becoming increasingly urgent. As applied to the development wells of Chayandinskoe oil and gas condensate field the permeability index is determined by geophysical well survey data using petrophysical dependences and also by hydrodynamic data. The analysis presented in the article showed a high convergence level of the data obtained thus indicating that the current technique to determine the permeability index basing on geophysical well surveys is correct. However, according to the authors to bring the index value close to real characteristics of sections of formations exposed by drilling a well it is necessary to consider certain factors, such as reservoir formation conditions, the level of stratum macro-and micro-anisotropy, secondary processes of reservoir changes and process peculiarities of stratum development and testing. For their research the authors used the evaluation data of reserves of the Chayandinskoe oil and gas condensate field conducted in 2015 by Gazprom VNIIGAZ LLC and the result they have gained was the determined core dependences between indices of permeability and effective porosity. The index computed on the basis of these dependences is a maximum possible permeability index estimate for non-clayey, non-carbonate and non-saline reservoir under favourable stratum development conditions. Besides, according to the authors, a normative document is to be developed which will regulate the permeability index adaptation process (at the estimated reserves stage based on core examinations from vertical wells) to the conditions of development drilling of deviated and horizontal boreholes.

Keywords: Chayandinskoe oil and gas condensate field, permeability coefficient, geophysical well logging, production rate, development drilling.

Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ) находится на стадии интенсивного эксплуатационного бурения, результаты которого дополняют имеющиеся представления о геологической и гидродинамической моделях месторождения [1–3]. В части эксплуатационных скважин с горизонтальным окончанием ствола проведено опробование продуктивных горизонтов. На этом этапе особенно актуальным является корректное определение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллекторов по геофизическим исследованиям скважин (ГИС) в разрезе эксплуатационных скважин. На основе этих данных делается прогноз о дебитах скважин и принимаются решения относительно оптимальной технологии вторичного вскрытия пласта.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ КОЛЛЕКТОРОВ

Вскрываемый продуктивный разрез Чаяндинского НГКМ представлен тремя горизонтами – ботубинским, хамакинским, талахским, – сложенными в основном кварцевыми и кварц-по-

левошпатовыми низкоглинистыми песчаниками, осложненными такими множественными вторичными преобразованиями, как галитизация, карбонатизация, ангидритизация [4, 5]. По данным исследований керна, при относительно низкой пористости (среднее значения коэффициента пористости K_n для коллекторов ботубинского горизонта составляет 0,131 д. ед., хамакинского – 0,092 д. ед., талахского – 0,109 д. ед.) средние значения коэффициента проницаемости $K_{пр}$ для ботубинского горизонта составляют 329, максимальные – 5496 мД, для хамакинского горизонта – 171,7 и 6000 мД, соответственно, для талахского горизонта – 54,9 и 7513 мД (рис. 1а). Высокий уровень проницаемости коллекторов обусловлен низким уровнем глинистости песчаников Чаяндинского НГКМ, а также их низкой остаточной водонасыщенностью. По данным рентгеновской дифрактометрии, среднее значение содержания глинистых минералов для ботубинского горизонта составляет 1 %, для хамакинского – 2,1 %,

для талахского – 2,7 % (рис. 1б). По данным исследования методом капиллярметрии, средние значения коэффициента остаточной водонасыщенности $K_{во}$ составляют: для коллекторов ботубинского горизонта – 0,177 д. ед. при минимальном значении 0,006 д. ед., хамакинского горизонта – 0,246 д. ед. при минимальном значении 0,009 д. ед., для талахского горизонта – 0,468 и 0,042 д. ед., соответственно (рис. 1в).

Для эксплуатационных скважин Чаяндинского НГКМ коэффициент проницаемости $K_{пр}$ коллекторов определяется двумя способами: по данным ГИС с использованием петрофизических зависимостей и по данным гидродинамических исследований (ГДИ).

Для определения коэффициента проницаемости по ГИС используется зависимость $K_{пр}$ от коэффициента эффективной пористости $K_{п.эф} = K_n(1 - K_{во})$, построенная на основе определения соответствующих коэффициентов по керну (рис. 2). Она соответствует теоретическим зависимостям (формулы Козени – Кармана, Тимура) и широко

Для цитирования (for citation):

Поляков Е.Е., Чурикова И.В., Пылев Е.А., Чуриков Ю.М., Семенов Е.О., Симонов А.В. Проблемы определения коэффициента проницаемости по геофизическим исследованиям скважин для сложнопостроенных коллекторов вендского периода Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения на этапе эксплуатационного бурения // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2018. № 10. С. 30–41.

Polyakov E.E., Churikova I.V., Pylev E.A., Churikov Yu.M., Semenov E.O., Simonov A.V. Issues on the Permeability Coefficient Determination by Geophysical Well Logging for the Composite Reservoirs of Vendian Period in the Chayandinskoe Oil and Gas Condensate Field at the Development Drilling Stage. Territorija «NEFTEGAS» = Oil and Gas Territory, 2018, No. 10, P. 30–41. (In Russ.)

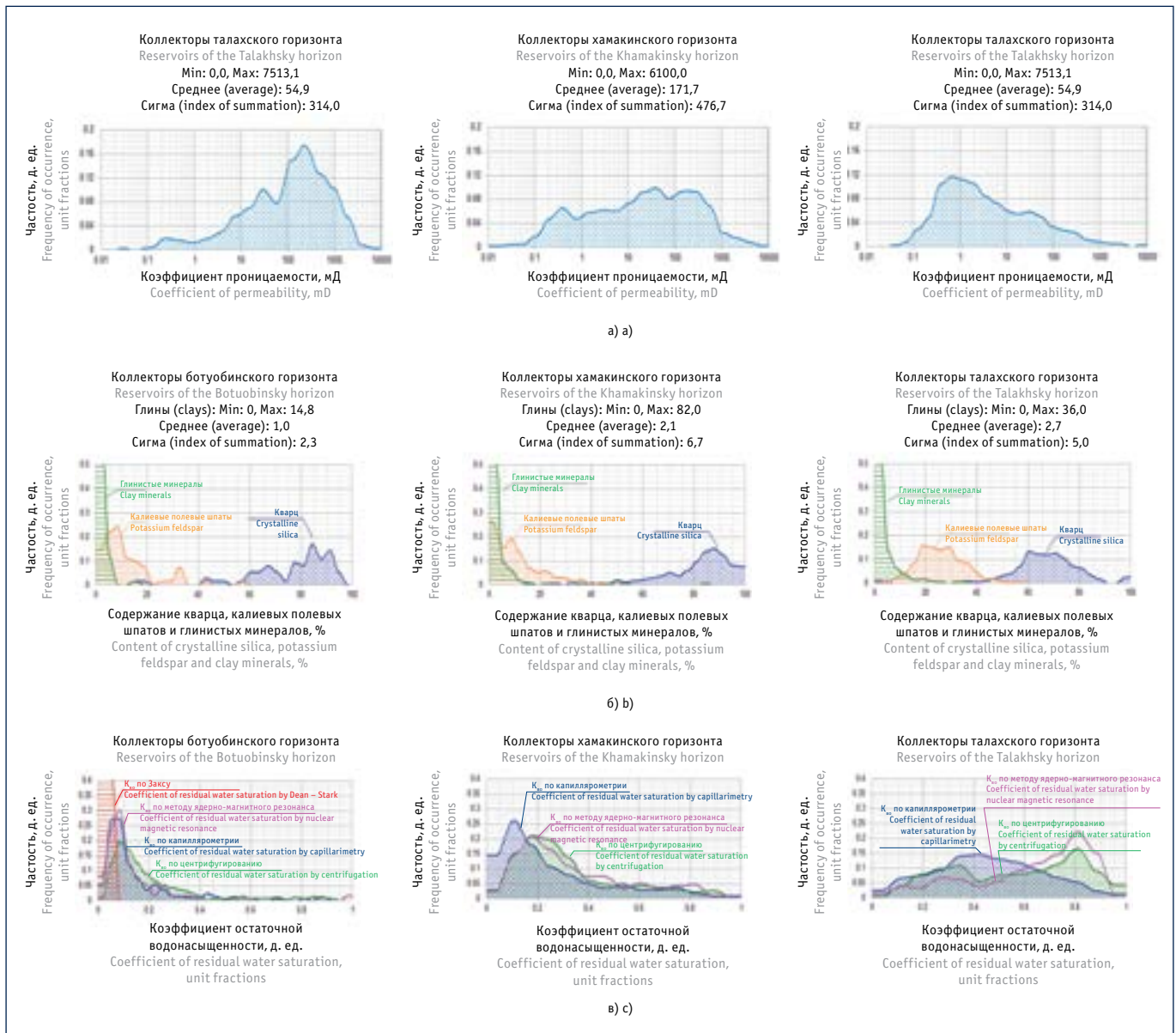


Рис. 1. Распределение фильтрационно-емкостных свойств: а) коэффициента проницаемости; б) компонентного состава по данным рентгенофазового анализа; в) коэффициента остаточной водонасыщенности терригенных коллекторов ботубинского, хамакинского и талахского горизонтов Чаяндинского НГКМ

Fig. 1. Distributions of the flow properties: a) coefficient of permeability; b) content of different fractions according to data of X-ray diffraction analysis; c) coefficient of residual water saturation of terrigenous reservoirs of the Botuobinsky, Khamakinsky and Talakhsy horizons of the Chayandinskoe oil and gas field

применяется как отечественными, так и зарубежными компаниями, например Schlumberger, а также при подсчете запасов Чаяндинского НГКМ в 2015 г., результаты которого были утверждены ФБУ «Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых» [2, 3]. Следует отметить, что зависимости построены по данным исследований керн разведочных вертикальных скважин. Нормативные документы,

регламентирующие адаптацию зависимостей, построенных на основе исследований керн вертикальных скважин, к условиям эксплуатационного бурения, на сегодняшний день отсутствуют. В поле данных « $K_{np} - K_n$ » зависимость имеет вид семейства кривых (рис. 3) и практически соответствует всему массиву определений « $K_n - K_{np}$ » по керну. Принятие зависимости K_{np} от $K_{н.эф}$ как ос-

новной при расчете K_{np} по ГИС при подсчете запасов Чаяндинского НГКМ в 2015 г. было обусловлено лучшим коэффициентом корреляции этой зависимости относительно установленных связей K_{np} и коэффициента открытой пористости (рис. 4). Зависимость K_{np} от K_n была проанализирована проводившими подсчет специалистами (ООО «Газпром ВНИИГАЗ», ООО «ЦНИПГИС») с учетом разделения на литотипы. По результатам анализа

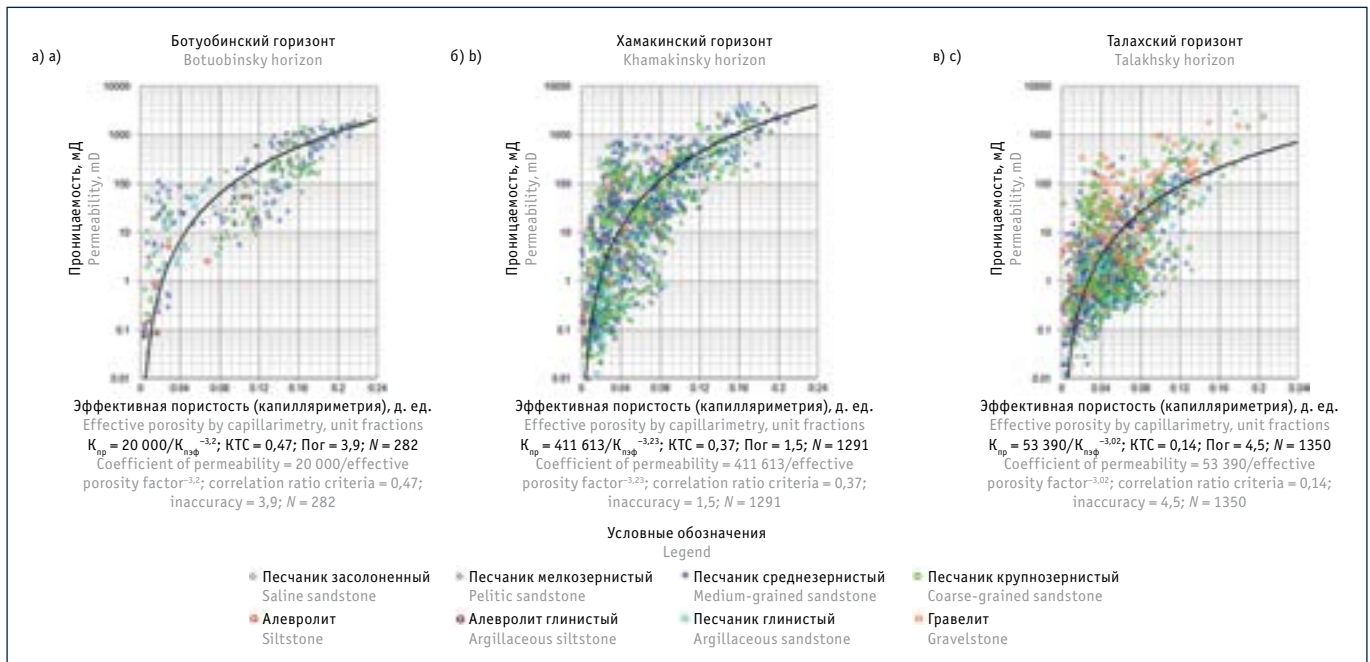


Рис. 2. Зависимость вида «кern – kern» коэффициента проницаемости от коэффициента эффективной пористости для а) ботубинского; б) хамакинского; в) талахского горизонтов Чаюндинского НГКМ, определенная с учетом литологических особенностей

Fig. 2. “Core-to-core” dependence of the permeability coefficient from the effective porosity factor determined with allowance for lithologic parameters for the Botuobinsky (a), Khamakinsky (b) and Talakhsy (c) horizons of the Chayandinskoe oil and gas field

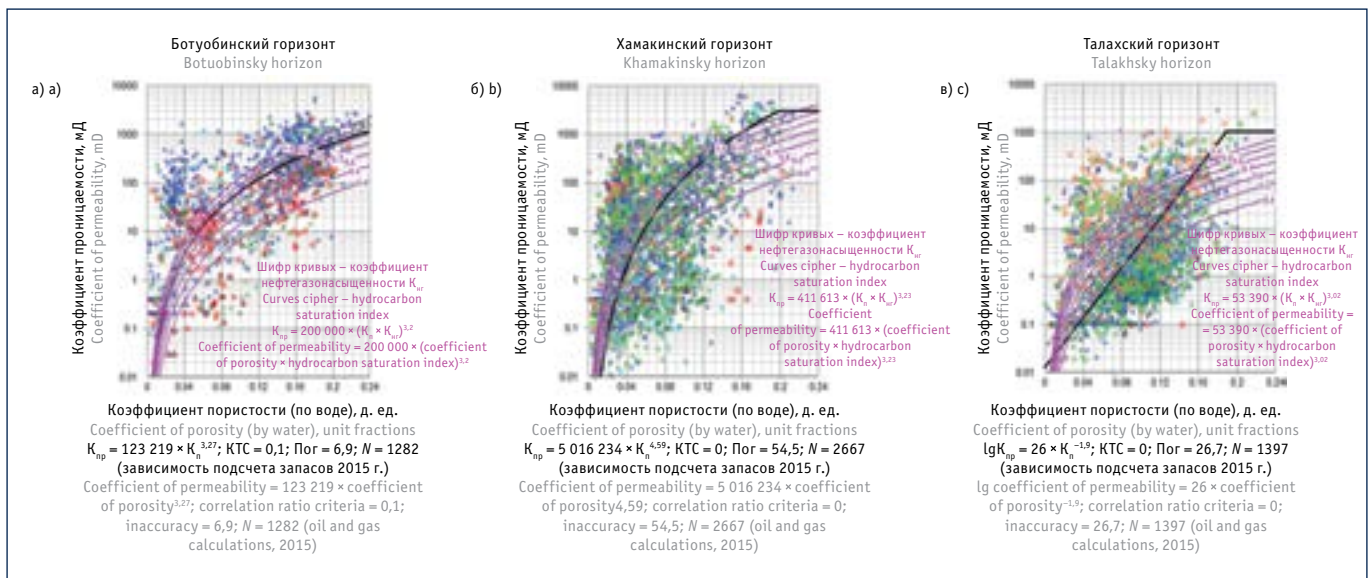


Рис. 3. Сопоставление зависимостей типа «кern – kern» коэффициента проницаемости от коэффициента пористости, а также от коэффициентов остаточной водо- и нефтегазонасыщенности ($K_{np} = f(K_p)$ и $K_{np} = f(K_p, K_{ср} = 1 - K_n)$) для а) ботубинского; б) хамакинского; в) талахского горизонтов Чаюндинского НГКМ в поле данных « $K_{np} - K_n$ »

Fig. 3. Comparison of “core-to-core” dependences of the coefficient of permeability from the coefficient of porosity and water and hydrocarbon saturation indexes in the data field “coefficient of permeability – coefficient of porosity” for the Botuobinsky (a), Khamakinsky (b) and Talakhsy (c) horizons of the Chayandinskoe oil and gas field

был сделан вывод о недостаточной обоснованности полученных зависимостей для литотипов, поскольку коэффициенты корреляции этих зависимостей были низкими:

- ботубинский горизонт: – песчаники мелкозернистые и алевролиты: $K_{np} = 129\,005 \times K_p^{3,58}$; критерий тесноты связи (КТС) = 0,17; погрешность связи

- Пог = 4,4; объем статистической выборки $N = 483$;
- песчаники среднезернистые: $K_{np} = 74\,209 \times K_p^{2,78}$; КТС = 0,1; Пог = 6,1; $N = 757$;
- хамакинский горизонт:

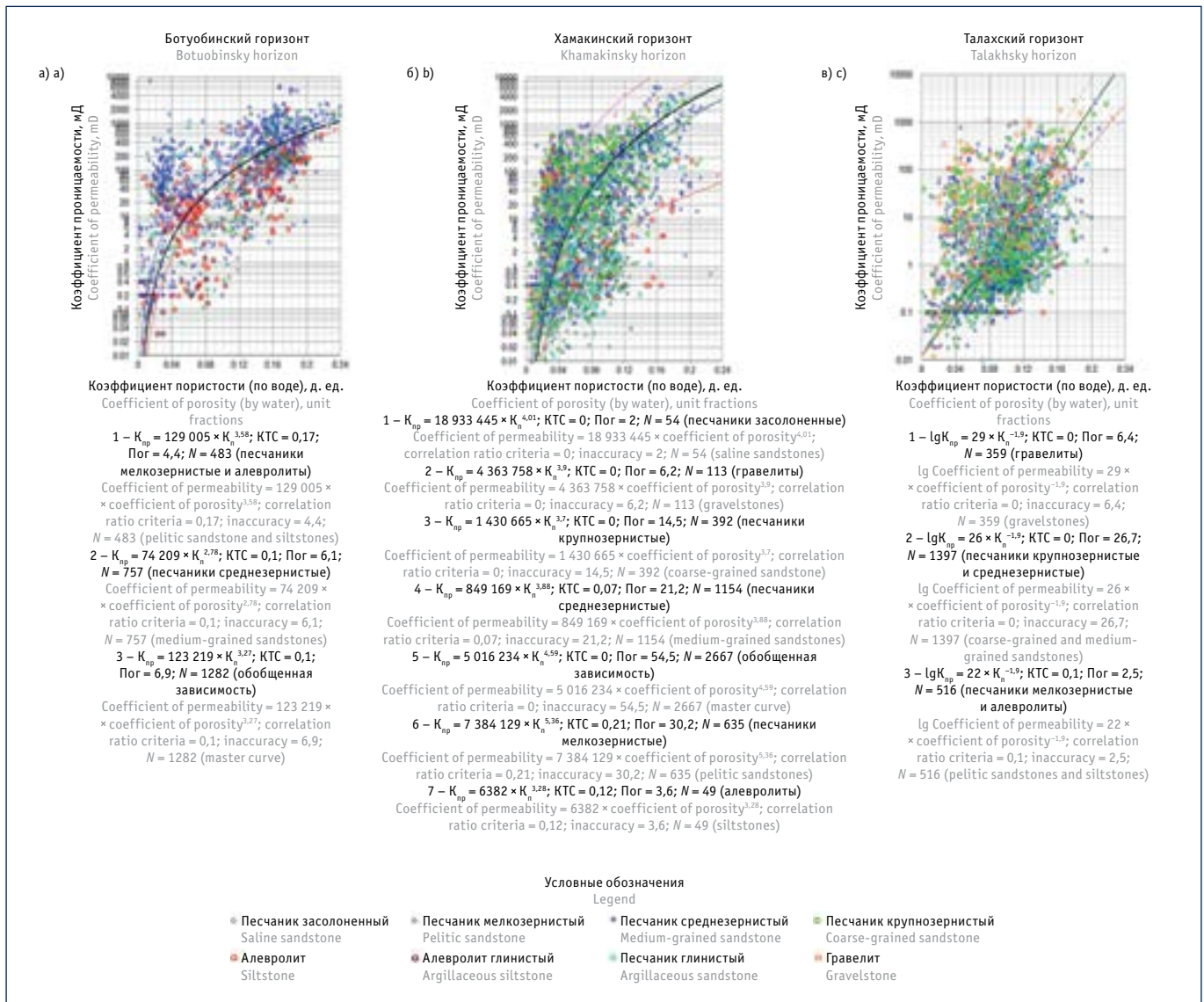


Рис. 4. Зависимости типа «кern – kern» коэффициента проницаемости от коэффициента пористости для а) ботубинского; б) хамакинского; в) талахского горизонтов Чаяндинского НГКМ, определенные с учетом литологических особенностей
Fig. 4. “Core-to-core” dependences of the permeability coefficient from the porosity coefficient determined with allowance for lithologic parameters for the Botuobinsky (a), Khamakinsky (b) and Talakhsy (c) horizons of the Chayandinskoe oil and gas field

– песчаники засоленные: $K_{np} = 18\,933\,445 \times K_n^{4,01}$; КТС = 0; Пог = 2; $N = 54$;
 – гравелиты: $K_{np} = 4\,363\,758 \times K_n^{3,9}$; КТС = 0; Пог = 6,2; $N = 113$;
 – песчаники крупнозернистые: $K_{np} = 1\,430\,665 \times K_n^{3,7}$; КТС = 0; Пог = 14,5; $N = 392$;
 – песчаники среднезернистые: $K_{np} = 849\,169 \times K_n^{3,88}$; КТС = 0,07; Пог = 21,2; $N = 1154$;
 – обобщенная зависимость: $K_{np} = 5\,016\,234 \times K_n^{4,59}$; КТС = 0; Пог = 54,5; $N = 2667$;
 – песчаники мелкозернистые: $K_{np} = 7\,384\,129 \times K_n^{5,36}$; КТС = 0,21; Пог = 30,2; $N = 635$;

– алевролиты: $K_{np} = 6382 \times K_n^{3,28}$; КТС = 0,12; Пог = 3,6; $N = 49$;
 • талахский горизонт:
 – песчаники мелкозернистые и алевролиты: $\lg K_{np} = 22 \times K_n^{-1,9}$; КТС = 0,1; Пог = 2,5; $N = 516$;
 – песчаники крупно- и среднезернистые: $\lg K_{np} = 26 \times K_n^{-1,9}$; КТС = 0; Пог = 26,7; $N = 1397$;
 – гравелиты: $\lg K_{np} = 29 \times K_n^{-1,9}$; КТС = 0; Пог = 6,4; $N = 359$,
 где КТС позволяет оценивать связи произвольной формы (линейные и нелинейные) и определяется отношением:

$$КТС = \frac{(D_y - D_{ост})}{D_y}$$

где D_y – дисперсия аппроксимируемой характеристики; $D_{ост}$ – остаточная дисперсия. В соответствии с этим значение КТС меняется в пределах от 0 до 1. Если значение КТС близко к нулю, значит, аппроксимация не дает удовлетворительного описания статистики. Если же значение КТС близко к единице, значит, аппроксимация хорошо описывает поведение статистики. Интерпретация значений КТС достаточно проста. По критерию тесноты связи

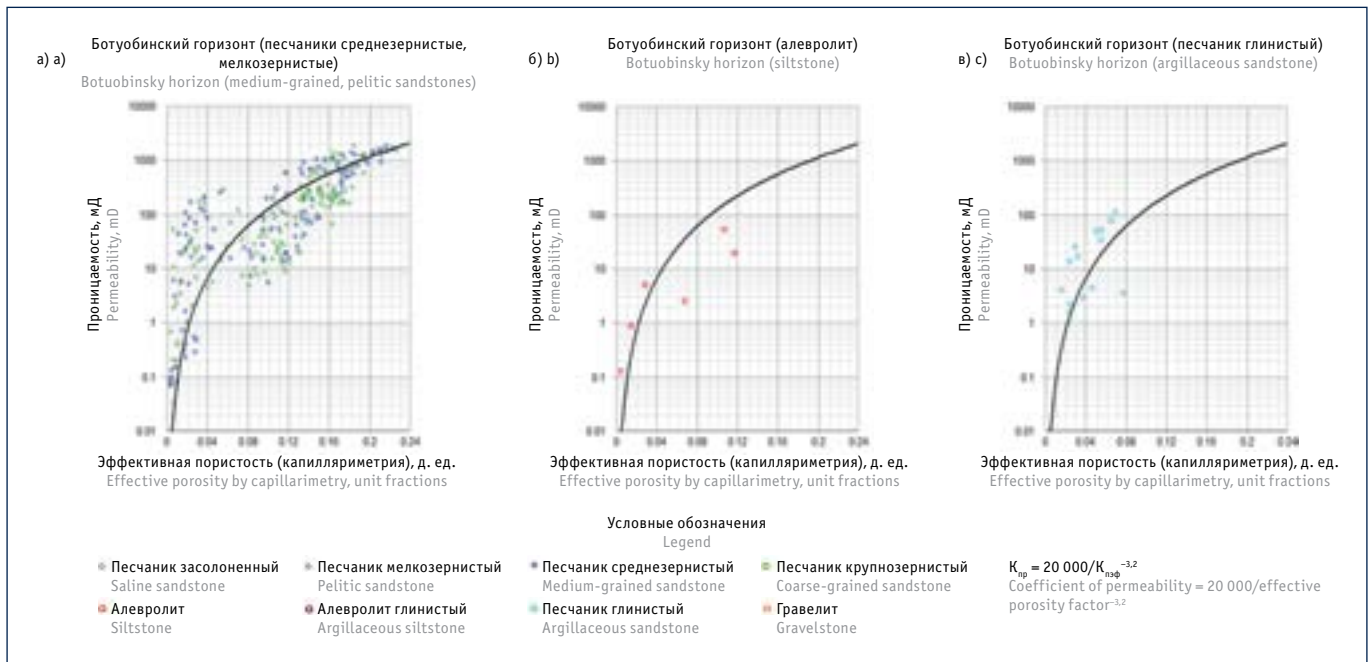


Рис. 5. Анализ возможности отделения зависимости коэффициента проницаемости от коэффициента эффективной пористости с учетом литотипов для ботубовского горизонта Чайандинского НГКМ

Fig. 5. Analysis of ability to differentiate dependence of the permeability coefficient from the effective porosity coefficient with respect to lithotops for the Botuobinsky horizon of the Chayandinskoe oil and gas field

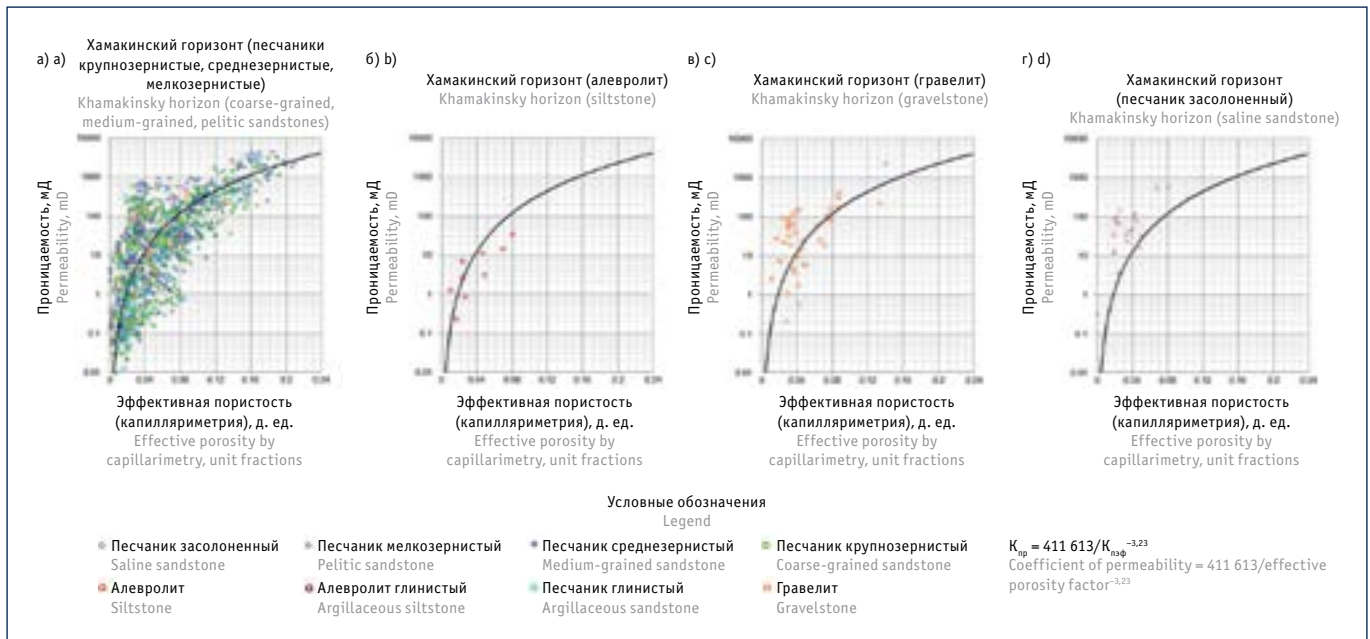


Рис. 6. Анализ возможности разделения зависимости коэффициента проницаемости от коэффициента эффективной пористости с учетом литотипов для хамакинского горизонта Чайандинского НГКМ

Fig. 6. Analysis of ability to differentiate dependence of the permeability coefficient from the effective porosity coefficient with respect to lithotops for the Khamakinsky horizon of the Chayandinskoe oil and gas field

определяется доля изменений переменной y , которая связана с изменением переменной x . Например, величина 0,8 означает, что 80 % изменений переменной y связано с изменением x , а 20 % –

с изменением других факторов. Следовательно, 20 % являются долей неопределенности. Величина КТС не зависит от объема статистики в том смысле, что для разных выборок одинаковые значе-

ния критерия свидетельствуют о равных долях неопределенностей зависимых переменных.

Применительно к петрофизическим зависимостям, используемым при ин-

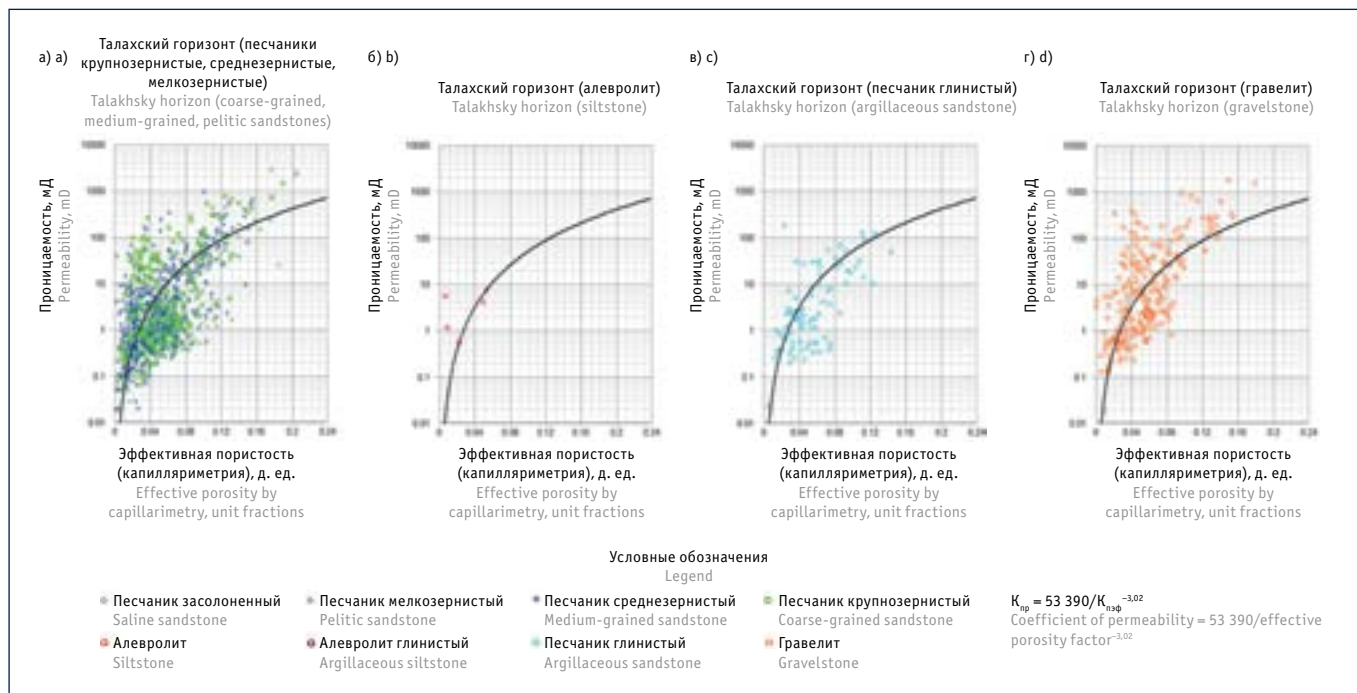


Рис. 7. Анализ возможности разделения зависимости коэффициента проницаемости от коэффициента эффективной пористости с учетом литотипов для талахского горизонта Чаяндинского НГКМ

Fig. 7. Analysis of ability to differentiate dependence of the permeability coefficient from the effective porosity coefficient with respect to lithotops for the Talakhsy horizon of the Chayandinskoe oil and gas field

терпретации ГИС, считается, что при КТС > 0,3 связь является приемлемой, а при КТС > 0,5 – хорошей.

Зависимости $K_{пр}$ от $K_{эфф}$, дифференцированные по литотипам, определенным по гранулометрии, характеризуются низкими КТС – в основном от 0 до 0,1. Поэтому при подсчете запасов 2015 г. и в дальнейшем при интерпретации результатов ГИС в эксплуатационных скважинах было принято решение об использовании зависимости $K_{пр}$ от $K_{эфф}$, поскольку величина КТС данной зависимости больше.

Отсутствие тесной зависимости (КТС > 0,5) проницаемости и открытой пористости при разделении данных на литотипы (в основном по структурным характеристикам) обусловлено сложным строением терригенных коллекторов венда Чаяндинского НГКМ и имеет теоретическое обоснование. Как известно, соотношение проницаемости с пористостью и удельной поверхностью, имеющее вид $K_{пр} = K_n^3 / 2S^2$ (уравнение Козени, где S – удельная поверхность грунта, 1/см), действительно только для идеального грунта. Применительно к отложениям продуктивных горизонтов Чаяндин-

ского НГКМ $K_{пр}$ зависит от эффективной пористости $K_{эфф}$, соответствующей объему только эффективных пор, по которым происходит фильтрация газа, и определяется рядом дополнительных факторов в соответствии с уравнением:

$$K_{пр} = K_{эфф}^3 / f \cdot T_r^2 \cdot S_\phi^2,$$

где f – величина, характеризующая сечение поровых каналов и изменяющаяся от 2 (круглое сечение) до 3; T_r – извилистость каналов фильтрации (гидродинамическая); S_ϕ – удельная поверхность фильтрации, характеризующая суммарную поверхность в единице объема породы только фильтрующих поровых каналов, 1/см. Для основной части пород S_ϕ существенно меньше полной адсорбционной поверхности (S_a).

Для песков, слабосцементированных неглинистых песчаников и алевролитов $S_\phi \approx S_a$ и справедливо уравнение Козени – Кармана:

$$K_{пр} = K_{эфф}^3 / 5 \cdot S_{гр}^2 (1 - K_n)^2,$$

где $S_{гр}$ – удельная поверхность 1 см³ твердой фазы минерального скелета,

определяемая по данным гранулометрического анализа.

При этом извилистость каналов фильтрации является важным параметром, на величину которого суммарное воздействие оказывают галитизация, карбонатизация, ангидритизация отложений. Таким образом, даже для наиболее «простых» коллекторов теоретически обоснована только зависимость $K_{пр}$ от $K_{эфф}$ с учетом данных гранулометрии. Однако, учитывая анализ фактических данных этой зависимости, влияние размера зерен коллекторов Чаяндинского НГКМ на вариации $K_{пр}$ следует рассматривать в комплексе с другими факторами, определяющими ФЕС (рис. 5–7).

По результатам комплексного анализа керна можно сделать вывод, что для сложнопостроенных терригенных коллекторов венда Чаяндинского НГКМ вариации ФЕС обусловлены рядом факторов, которые можно разделить на три группы:

1) седиментационные факторы, к которым относятся структурно-текстурные характеристики обломочных пород: размер зерен, окатанность, степень

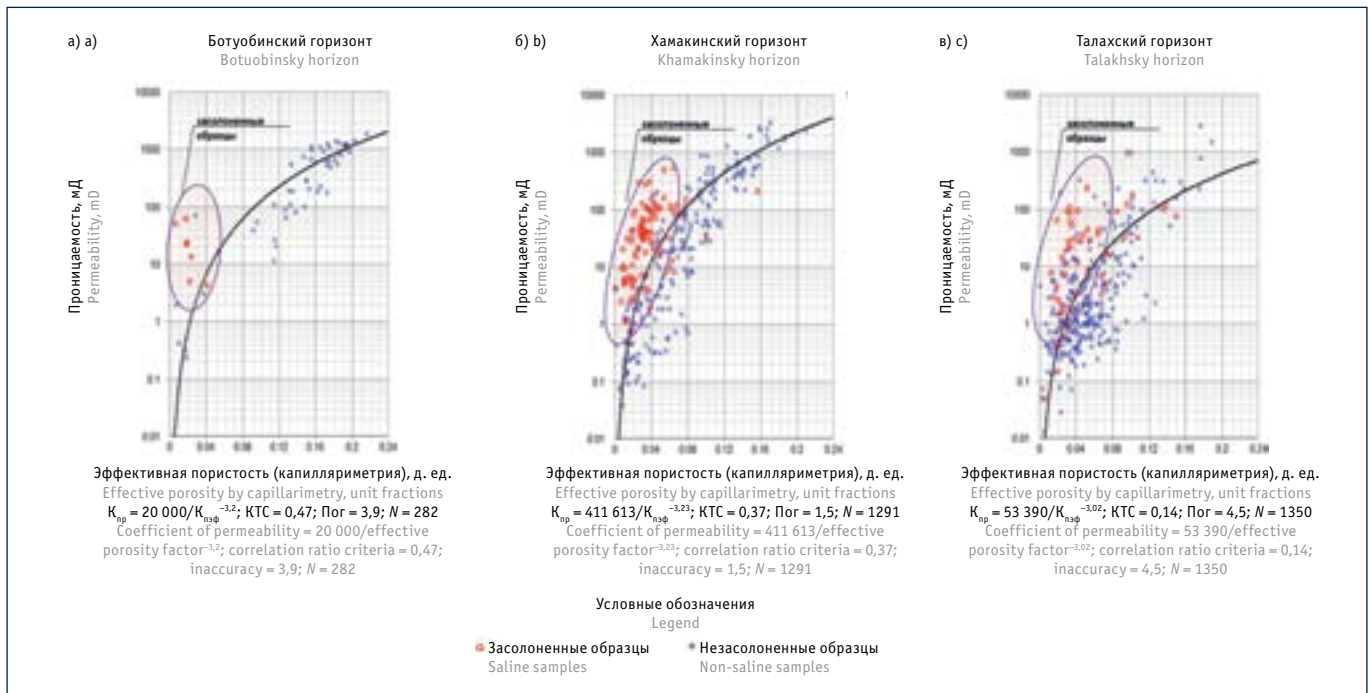


Рис. 8. Анализ возможности разделения зависимости коэффициента проницаемости от коэффициента эффективной пористости по засоленности для а) ботубинского; б) хамакинского; в) талахского горизонтов Чайдинского НГКМ

Fig. 8. Analysis of ability to differentiate dependence of the permeability coefficient from the effective porosity coefficient with respect to salinity for the Botuobinsky (a), Khamakinsky (b) and Talakhsky (c) horizons of the Chayandinskoe oil and gas field

сортировки, макро- и микронеоднородность, состав обломочных минералов, количество седиментационного глинистого материала;
2) степень эпигенетического изменения коллекторов, определяющая процессы

регенерации, пластической деформации и аутигенного минералообразования;
3) заполнение порового пространства вторичными минералами: доломитом, ангидритом и галитом.

На фильтрационные характеристики коллекторов ботубинского и хамакинского горизонта наибольшее влияние оказывают вторичные изменения – степень эпигенетического изменения и количество ангидрита, доломита

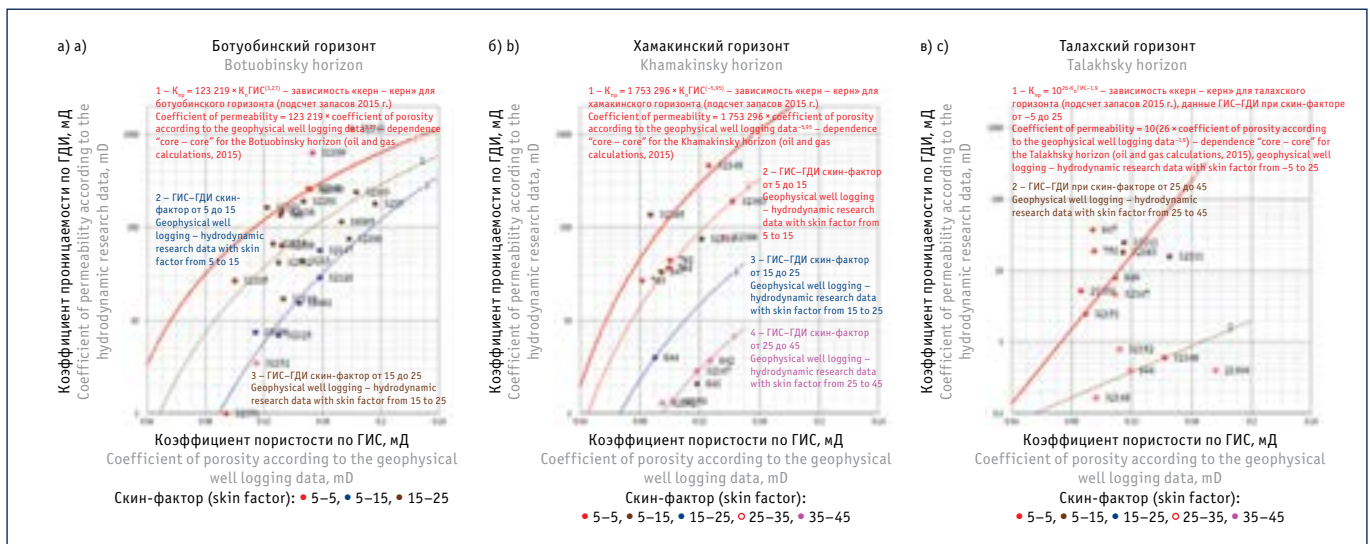


Рис. 9. Сопоставление коэффициентов проницаемости по данным ГДИ с коэффициентом пористости (расчет по данным ГИС) и величиной скин-фактора (по данным ГДИ) для а) ботубинского; б) хамакинского; в) талахского горизонтов разведочных скважин Чайдинского НГКМ

Fig. 9. Comparison of the permeability coefficients according to the hydrodynamic research data with the porosity coefficient (calculated by data of the geophysical exploration in wells) and skin factor (according to the hydrodynamic research data) for the Botuobinsky (a), Khamakinsky (b) and Talakhsky (c) horizons of the Chayandinskoe oil and gas field

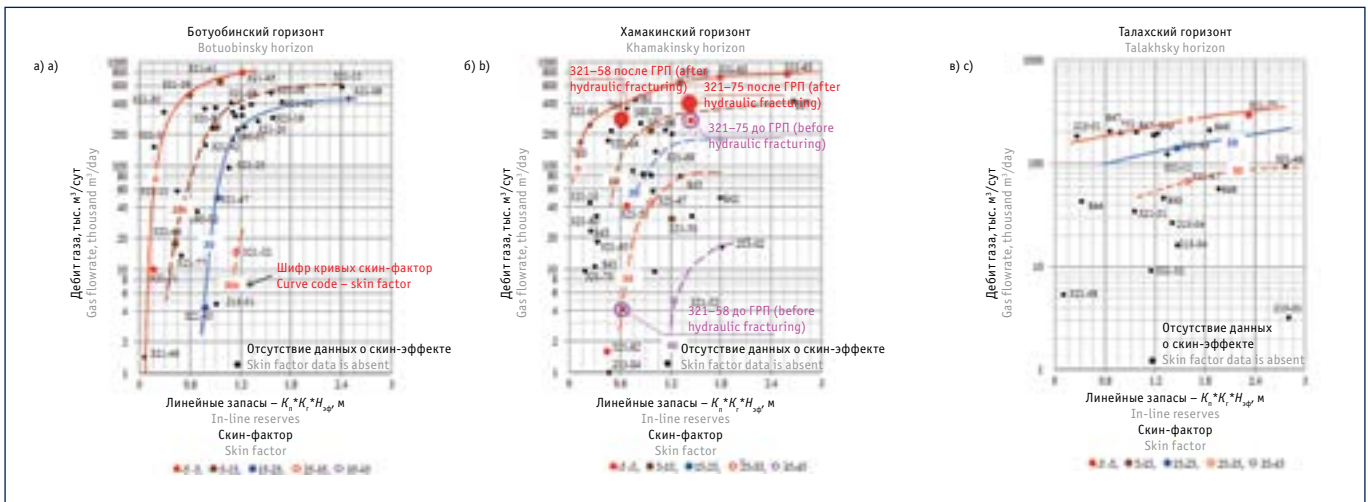


Рис. 10. Сопоставление максимальных дебитов газа, полученных при испытании в колонне, с линейными запасами (расчет по данным ГИС) и величиной скин-фактора (по данным ГДИ) для а) ботубобинского; б) хамакинского; в) талахского горизонтов Чайядинского нефтегазоконденсатного месторождения

Fig. 10. Comparison of the maximum gas flowrates obtained during testing in a column with in-line reserves (calculated by data of the geophysical exploration in wells) and the skin factor (according to the hydrodynamic research data) for the Botuobinsky (a), Khamakinsky (b) and Talakhsky (c) horizons of the Chayandinskoe oil and gas field

и галита. В коллекторах талахского горизонта крайне высоко влияние всех трех факторов. Проблема корректной оценки величины проницаемости также усугубляется тем, что все три группы факторов, опреде-

ляющих проницаемость, встречаются в коллекторах пород продуктивных горизонтов как по отдельности, так и одновременно. Засолонение, ангидритизация и доломитизация отмечаются в любых литотипах, вне зависимости от

их структурно-текстурных особенностей. Это отчетливо прослеживается по результатам анализа по литотипам зависимости $K_{пр}$ от $K_{п.эф}$ (рис. 5–7), показавшего, что принятым зависимостям для продуктивных горизонтов соответ-

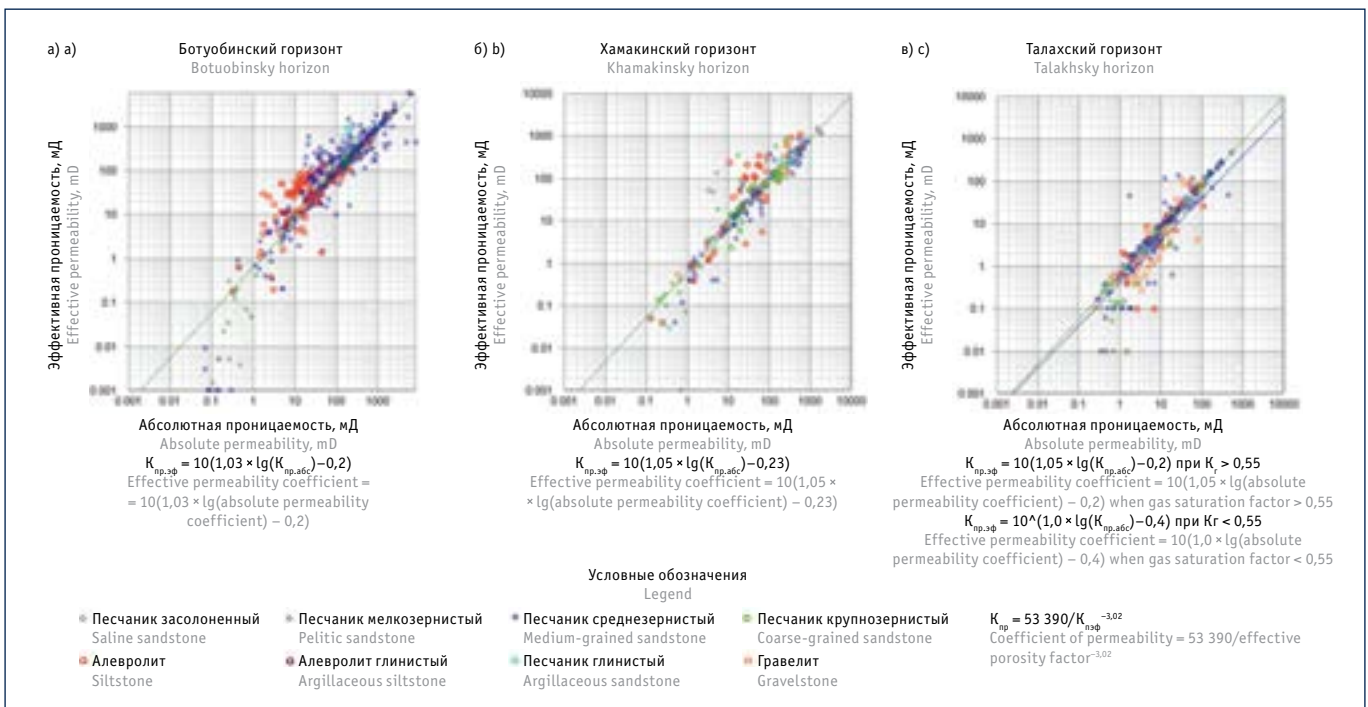


Рис. 11. Зависимости типа «кern – kern» коэффициента эффективной проницаемости от коэффициента абсолютной проницаемости для а) ботубобинского; б) хамакинского; в) талахского горизонтов Чайядинского НГКМ

Fig. 11. “Core-to-core” dependences of the effective permeability coefficient from the absolute permeability coefficient for the Botuobinsky (a), Khamakinsky (b) and Talakhsky (c) horizons of the Chayandinskoe oil and gas field

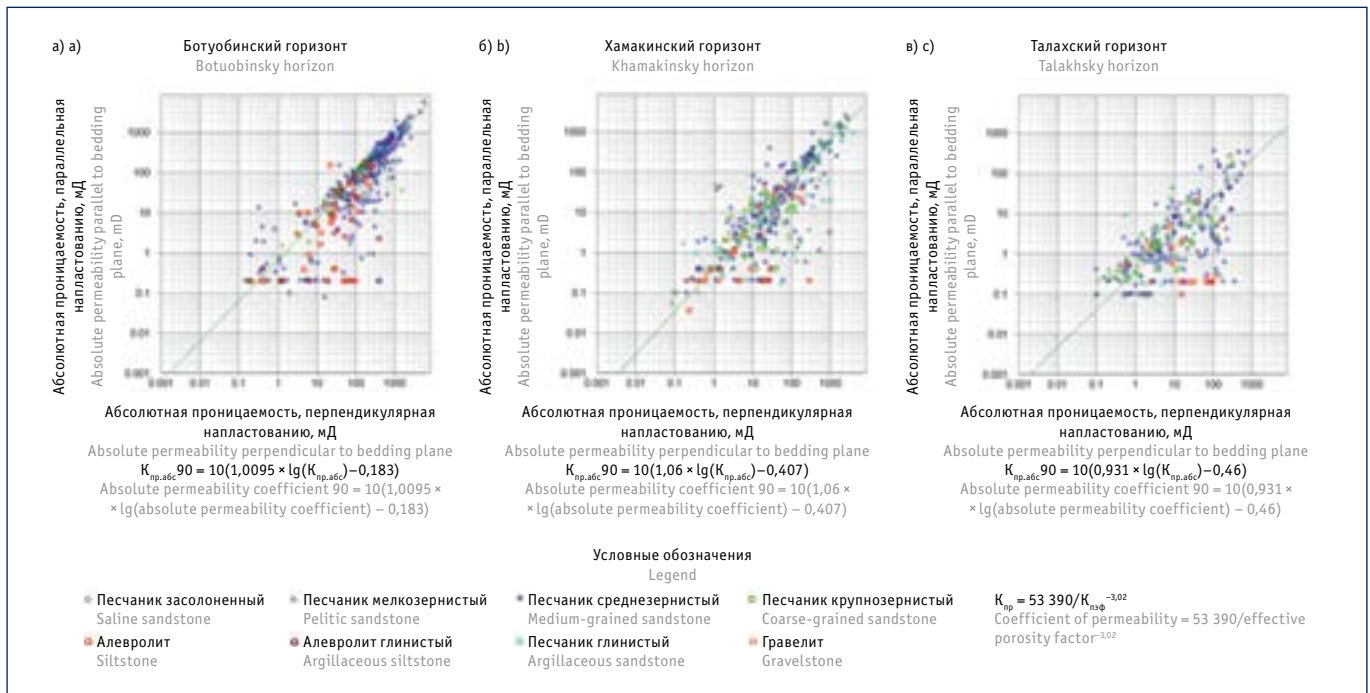


Рис. 12. Зависимости типа «кern – kern» коэффициента проницаемости, перпендикулярной напластованию, от коэффициента проницаемости, параллельной напластованию, для а) ботубинского; б) хамакинского; в) талахского горизонтов Чайандинского НКГМ
Fig. 12. “Core-to-core” dependences of the coefficient of permeability parallel to bedding plane from the coefficient of permeability perpendicular to bedding plane for the Botuobinsky (a), Khamakinsky (b) and Talakhsky (c) horizons of the Chayandinskoe oil and gas field

ствуют в основном все выделенные по гранулометрии литотипы.

Градация данных по засолению (рис. 8) демонстрирует возможность разделения зависимостей $K_{\text{пр}}$ от $K_{\text{н.эф}}$ по степени засоления для низкопористых разностей (менее 8 %). Для высокопористых засоленных образцов значения $K_{\text{пр}}$ соответствуют обобщенным зависимостям.

На снижение проницаемости всех групп литотипов существенное влияние может оказать макронеоднородность отложений, проявляющаяся в виде чередования слоев различной литологии. Для подтверждения этой гипотезы и построения зависимостей для этой группы отложений необходим дополнительный подробный анализ результатов макроописания керна в целях выявления зон повышенной слоистости.

Учитывая, что в скважинах Чайандинского НКГМ в составе дополнительно комплекса ГИС были проведены исследования с помощью акустического (САС-90) (17 скважин) и электрического (FMI) (6 скважин) микросканеров, для выделения зон неоднородности коллектора целесообразно использовать

данные микросканирования в комплексе с дополнительными исследованиями керна.

Таким образом, представляется более корректным уточнение зависимостей « $K_{\text{пр}} - K_{\text{н}}$ », « $K_{\text{пр}} - K_{\text{н.эф}}$ » при разделении

отложений на литофации, отражающие условия формирования коллекторов, в том числе наличие засоленных, карбонатизированных или ангидритизированных разностей, а также с учетом макронеоднородности отложений.

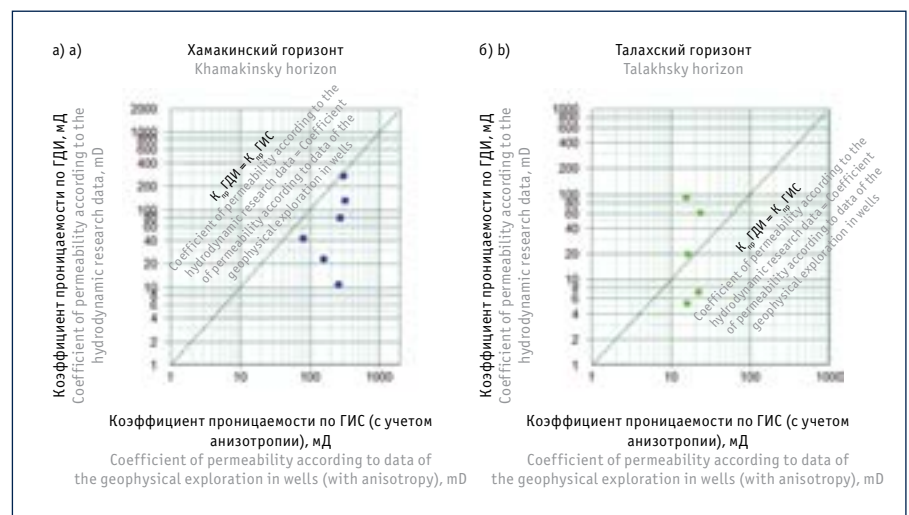


Рис. 13. Сопоставление коэффициентов проницаемости по ГИС и ГДИ в эксплуатационных скважинах а) хамакинского; б) талахского горизонтов Чайандинского нефтегазоконденсатного месторождения

Fig. 13. Comparison of coefficients of permeability according to the hydrodynamic research data and data of the geophysical exploration in operating wells of the Khamakinsky (a) and Talakhsky (b) horizons of the Chayandinskoe oil and gas field

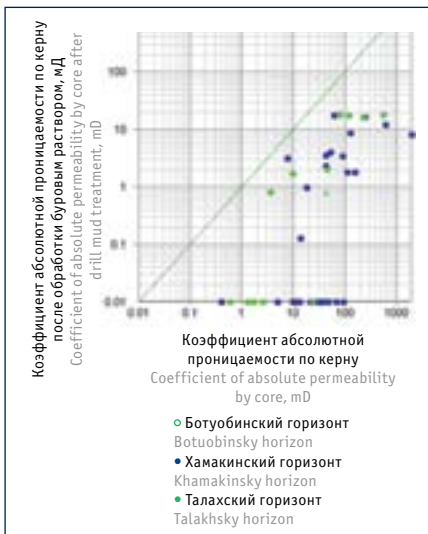


Рис. 14. Изменение коэффициента проницаемости после обработки образцов буровым раствором (петрофизическая лаборатория ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2014)
Fig. 14. Coefficient of permeability alteration after drilling mud treatment for samples (petrophysical laboratory of the Gazprom VNIIGAZ LLC, 2014)

Корректность расчета коэффициента проницаемости по результатам ГИС согласно приведенной методике была оценена методом сопоставления $K_{пр}$ по ГДИ по данным испытаний в разведочных скважинах с учетом скин-фактора и зависимости « $K_{пр} - K_n$ », определенной по керну, отражающей расчетные значения $K_{пр}$ по ГИС. Сопоставление осуществлялось в поле данных « $K_{пр}$ по ГДИ и K_n по ГИС» (рис. 9). Градация осуществлялась как по фактическому скин-фактору, так и по принадлежности параметров скважин по дебитам и линейным запасам к одной из зависимостей, отражающих качество вторичного вскрытия пласта (рис. 10) [6, 7]. По результатам ГДИ, с уменьшением скин-эффекта отмечается увеличение дебитов скважин при одинаковых линейных запасах. Основной вывод из сопоставления данных $K_{пр}$ по ГИС и по ГДИ: значения коэффициентов по керну и по ГДИ совпадают при благоприятных условиях вскрытия пласта, что подтверждает корректность расчета $K_{пр}$ по ГИС и достоверность принятой в настоящее время по результатам бурения вертикальных разведочных скважин гидродинамической модели [6].

Оценка $K_{пр}$ по ГИС подразумевает расчет абсолютной проницаемости пласта, параллельной напластованию, в отсутствие остаточных водо- и нефтенасыщенности и является максимально возможной. После подсчета запасов 2015 г. в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в ходе геолого-геофизического сопровождения эксплуатационного бурения Чаяндинского НГКМ были определены зависимости, отражающие поправочные коэффициенты $K_{пр}$ с учетом остаточной водонасыщенности и анизотропии пластов.

Анализ данных показал, что влияние содержания связанной воды на $K_{пр}$ следует учитывать по зависимостям $K_{пр.эф}$ ($K_{пр}$). Для талахского горизонта зависимость дифференцирована по коэффициенту остаточной водонасыщенности $K_{во}$ и коэффициенту газонасыщенности K_r (рис. 11). Однако в участках горизонтального ствола коэффициент проницаемости следует рассчитывать с учетом поправки на анизотропию (рис. 12). Достоверность оценки коэффициента проницаемости по ГИС оценивалась также путем сопоставления с данными, полученными в ходе ГДИ в эксплуатационных скважинах (рис. 13, 14). Наилучшая сходимость отмечена по результатам сопоставления с проницаемостью по ГИС, определенной с учетом анизотропии. Достижение хорошей сопоставимости $K_{пр}$ по ГИС и по ГДИ по ряду скважин подтверждает корректность используемой в настоящее время методики определения $K_{пр}$ по ГИС.

Отсутствие систематической разности значений $K_{пр}$ по ГИС и по ГДИ при хорошей сходимости данных для части скважин может свидетельствовать о вероятном влиянии технологических факторов и о неучете в отдельных скважинах литологических факторов при определении коэффициента проницаемости. В то же время учет в методике определения $K_{пр}$ условий осадконакопления, подразумевающих анализ комплекса таких факторов, как макро- и микронеоднородность разреза, глинистость, засоленность и карбонатность, позволит увеличить точность определения $K_{пр}$ по ГИС. При этом следует помнить о том, что различие значений $K_{пр}$ по ГИС и по ГДИ может быть обусловлено не только

Компоненты и состав глинистого бурового раствора, использовавшегося при проведении опыта по влиянию бурового раствора на изменение коэффициента проницаемости
Components and composition of a drilling mud used for research into impact of a drilling mud on the permeability coefficient variation

Компоненты бурового раствора Drilling mud components		
Состав Composition	Количество Quantity	
	кг/м ³ kg/m ³	%
Кальцинированная сода (NaCO ₃) Sodium carbonate (NaCO ₃)	2	0,6
Поваренная соль (NaCl) Sodium chloride (NaCl)	250	70,0
Каустическая сода (NaOH) Sodium hydrate (NaOH)	1	0,3
Бактерицид Bacticide	1	0,3
Биополимер Biopolymer	3	0,8
Крахмал (C ₆ H ₁₀ O ₅) _n Starch (C ₆ H ₁₀ O ₅) _n	20	5,6
Мраморная крошка (CaCO ₃) Marble aggregate (CaCO ₃)	80	22,4

особенностями методических приемов определения коэффициента по ГИС, но и различиями принципов определения $K_{пр}$ по ГИС и по ГДИ, а также комплексом технологических факторов, оказывающих влияние на реальную проницаемость коллектора, например:

1) по ГДИ определяется фазовая проницаемость коллектора по газу при наличии определенной доли связанной воды, попутно добываемой жидкости, конденсационной воды, а при запуске скважины после ремонтных работ – остатков жидкости глушения скважины. По керну определяется абсолютная проницаемость;

2) исследование керна позволяет определить проницаемость отдельных «точечных» образцов пород, а в ходе ГДИ определяется проницаемость больших по толщине и объему работающих интервалов, имеющих разнонаправленную неоднородность. Разница в значениях $K_{пр}$ по ГИС и по ГДИ будет тем значительнее, чем более неоднородное строение (макро- и микроанизотропию) будет иметь продуктивный горизонт;

3) расчетное значение $K_{пр}$ по ГДИ при недоосвоенности скважины может быть существенно заниженным;

4) на снижение продуктивности скважины и, соответственно, расчетной проницаемости пласта по ГДИ значительное влияние могут оказывать процессы гидратообразования;

5) существенное влияние на проницаемость вскрытого пласта может оказывать кольматация прискважинной части пласта частицами бурового раствора. Это было подтверждено опытами, проведенными в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в 2014 г. и показавшими, что после обработки образцов буровым раствором $K_{пр}$ снижается в среднем в пять раз, при этом у отдельных образцов $K_{пр}$ снизился в 10–100 раз (рис. 14). Значительная часть образцов после влияния бурового раствора стала полностью непроницаемой. При проведении опытов применялся глинистый раствор, параметры которого представлены в таблице.

Таким образом, при анализе величин $K_{пр}$ по результатам опробования скважин необходимо учитывать, что влияние бурового раствора на проницаемость коллектора может быть очень существенным. Воздействие раствора «Полиэконал-Флора» на проницаемость коллекторов Чаяндинского НГКМ изучается в настоящее время.

ВЫВОДЫ

1. Используемая в настоящее время для оперативной интерпретации данных, полученных в эксплуатационных скважинах Чаяндинского НГКМ, зависимость коэффициента проницаемости от коэффициента эффективной пористости определена в рамках подсчета запасов месторождения в 2015 г. Вид зависимости соответствует теоретической зависимости $K_{пр}$ от ФЕС.
2. Определение коэффициента проницаемости по зависимости от коэффициента эффективной пористости дает

максимально возможную оценку $K_{пр}$ для неглинистого, некарбонатизированного и незасолоненного коллектора при благоприятных условиях вскрытия пласта.

3. Привести величину $K_{пр}$ к реальным фильтрационным характеристикам вскрытого скважиной разреза можно только с учетом условий формирования коллектора, макро- и микроанизотропии пласта, влияния вторичных процессов изменения коллектора – галитизации, карбонатизации, ангидритизации, а также технологических особенностей вскрытия и опробования пласта.

4. Необходимо разработать нормативный документ, который регламентировал бы адаптацию расчета коэффициента проницаемости на стадии подсчета запасов на основе исследований керна вертикальных скважин к условиям эксплуатационного бурения с наклонными и горизонтальными окончаниями стволов скважин.

Литература:

1. Скоробогатов В.А. Енисей-Ленская мегапровинция: формирование, размещение и прогнозирование месторождений углеводородов // Геология нефти и газа. 2017. № 3. С. 3–17.
2. Крекнин С.Г., Погребский А.В., Крылов Д.Н. и др. Современная геолого-геофизическая модель Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения // Геология нефти и газа. 2016. № 2. С. 44–55.
3. Поляков Е.Е., Ивченко О.В., Семенова К.М. и др. Решение научных проблем при подсчете запасов углеводородов Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения (ЧНГКМ) ПАО «Газпром» // Вести газовой науки: науч.-техн. сборник. 2017. № 3 (31). С. 172–186.
4. Рыжов А.Е. Типы и свойства терригенных коллекторов венда Чаяндинского месторождения // Вести газовой науки: науч.-техн. сборник. 2013. № 1 (12). С. 145–160.
5. Рыжов А.Е., Савченко Н.В., Перунова Т.А., Орлов Д.М. Влияние особенностей строения порового пространства коллекторов Чаяндинского НГКМ на их фильтрационные характеристики // Мировые ресурсы и запасы газа и перспективные технологии их освоения (WGRR 2010): тез. докл. II Междунар. науч.-практ. конф., Москва, 28–29 октября 2009. М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2010. С. 62.
6. Поляков Е.Е., Пылев Е.А., Чурикова И.В. и др. Продуктивность сложнопостроенных терригенных коллекторов венда Чаяндинского месторождения в зависимости от литолого-петрофизических свойств и геолого-технических условий вскрытия отложений // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2017. № 12. С. 22–32.
7. Ивченко О.В. Зависимость удельной продуктивности скважин от их фациальной принадлежности и засолонения коллектора на примере ботубинского горизонта Чаяндинского месторождения // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2014. № 3. С. 50–55.

References:

1. Skorobogatov V.A. Yenisei-Lena Megaprovince: Formation, Placement and Forecasting of Hydrocarbon Deposits. *Geologiya nefiti i gaza = Geology of Oil and Gas*, 2017, No. 3, P. 3–17. (In Russian)
2. Kreknin S.G., Pogrebkiy A.V., Krylov D.N., et al. Updated Geological-Geophysical Model for the Chaiandinskoe Oil-Gas-Condensate Deposit. *Geologiya nefiti i gaza = Geology of Oil and Gas*, 2016, No. 2, P. 44–55. (In Russian)
3. Polyakov E.E., Ryzhov A.E., Ivchenko O.V., et al. Scientific Tasks Solved at Calculating Hydrocarbon Reserves of Chayanda Oil-Gascondensate Field. *Nauchnotekhnicheskiy sbornik Vesti gazovoy nauki = Scientific Technical Collection Book News of Gas Science*, 2017, No. 3, P. 172–186. (In Russian)
4. Ryzhov A.E. Types and Properties of Terrigenous Reservoirs of the Vendian of the Chayandinskoe Field. *Nauchno-tehnicheskiy sbornik Vesti gazovoy nauki = Scientific Technical Collection Book News of Gas Science*, 2013, No. 1, P. 145–160. (In Russian)
5. Ryzhov A.E., Savchenko N.V., Perunova T.A., Orlov D.M. Influence of the Features of the Structure of the Pore Space of the Reservoirs of the Chayandinskoe Oil and Gas Condensate Field on Their Filtration Characteristics. *Theses of the II International Scientific and Practical Conference "World Resources and Gas Reserves and Advanced Technology for Their Development" (WGRR 2010)*. Moscow, Gazprom VNIIGAZ, 2010, P. 62. (In Russian)
6. Polyakov E.E., Pylev E.A., Churikova I.V., et al. Productivity of Complex Terrigenous Reservoirs of the Vendian of the Chayandinskoe Field Depending on the Lithological and Petrophysical Properties and Geological and Technical Conditions of the Opencut of Sediments. *Territorija «NEFTEGAS» = Oil and Gas Territory*, 2017, No. 12, P. 22–32. (In Russian)
7. Ivchenko O.V. Dependence of the Specific Productivity of Wells on Their Facial Affiliation and Reservoir Salinity on the Example of the Botuobinsky Horizon of the Chayandinskoe Field. *Territorija «NEFTEGAS» = Oil and Gas Territory*, 2014, No. 3, P. 24–29. (In Russian)