ISSN 2712-8008
Том / Volume 25 №3 2025
Домашняя страница журнала: http://vestnik.pstu.ru/geo/
НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ

УДК 622.279.23
Статья / Article
© ПНИПУ / PNRPU, 2025

Определение режима работы газовой залежи на основе данных гидрохимического мониторинга

Ф.А. Чикирев[1], С.Н. Попов[2]

[1]ООО «Севернефтегазпром» (Российская Федерация, 629309, г. Новый Уренгой, мкр. Олимпийский, 11)
[2]Институт проблем нефти и газа Российской академии наук (Российская Федерация, 119333, г. Москва, ул. Губкина, 3)

Determination of the Operating Mode of a Gas Deposit based on Hydrochemical Monitoring Data

Fedor A. Chikirev[1], Sergey N. Popov[2]

[1]Severneftegazprom LLC (11 Olimpiyskiy microdistrict, Novy Urengoy, 629309, Russian Federation)
[2]Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences (3 Gubkina st., Moscow, 119333, Russian Federation)

Получена / Received: 01.04.2025. Принята / Accepted: 19.09.2025. Опубликована / Published: 24.10.2025

Ключевые слова:
режим работы залежи, гидрохимический контроль, натрий-хлорный коэффициент, индекс Ларсена – Скольда, степень насыщения воды карбонатом кальция, минерализация воды, скважина, коллектор, газоводяной контакт, пескопроявления, суффозия, хлорид-ион, пластовая вода, конденсационная вода, геофизические исследования скважин

Одной из наиболее актуальных проблем разработки нефтяных и газовых месторождений является проблема обводнения залежи. Для слабосцементированных газонасыщенных коллекторов поднятие контура газоводяного контакта (ГВК) приводит к такому негативному эффекту, как увеличение интенсивности выноса песка в скважину, что существенно снижает эффективность разработки газовой залежи. Следствием увеличения водонасыщенности также является изменение режима работы газонасыщенного пласта, что требует принятия соответствующих технологических и проектных решений. Одним из наиболее эффективных методов прогноза и контроля поднятия уровня ГВК является применение гидрохимического мониторинга (контроля) на основе химического анализа проб жидкости, отобранной из эксплуатационных и наблюдательных скважин. Данный метод показал свою эффективность при обобщении гидрохимической информации на основе химических анализов проб попутных вод, отобранных из скважин сеноманских отложений Уренгойского, Медвежьего, Ямсовейского и Юбилейного месторождений.
В статье изложены результаты прогноза изменения режима работы газовой залежи и прорыва пластовой воды на основе анализа массива данных о составе попутных вод добывающих скважин. В качестве индикаторов трансформации исходной гидрохимической среды использовались такие критерии, как натрий-хлорный коэффициент, индекс Ларсена – Скольда, изменение количественного содержания ионов хлора, степень насыщения воды карбонатом кальция. Прогноз осуществлялся на основе данных по восьми скважинам, разрабатывающим покурский пласт одного из месторождений Ямало-Ненецкого автономного округа. Показано, что по некоторым скважинам можно четко определить время начала прорыва пластовой воды, в то время как часть скважин работает в газовом режиме.

Keywords:
reservoir operation mode, hydrochemical control, sodium-chlorine coefficient, Larsen-Skold index, degree of water saturation with calcium carbonate, water mineralization, well, reservoir, gas-water contact, sand phenomena, suffusion, chloride ion, reservoir water, condensation water, geophysical studies of wells

One of the most pressing problems in the development of oil and gas fields is the problem of reservoir flooding. For weakly cemented gas-saturated reservoirs, raising the contour of the gas-water contact leads to such a negative effect as an increase in the intensity of sand removal into the well, which significantly reduces the efficiency of gas reservoir development. An increase in water saturation also results in a change in the operating mode of the gas-saturated reservoir, which requires appropriate technological and design decisions. One of the most effective methods for predicting and controlling the rise in the water level is the use of hydrochemical monitoring (control) based on chemical analysis of liquid samples taken from production and observation wells. This method has shown its effectiveness in summarizing hydrochemical information based on chemical analyses of associated water samples taken from wells in the Senomanian deposits of the Urengoy, Medvezhye, Yamsoveiskoe and Yubileynoe fields.
The article presents the results of forecasting changes in the operating mode of a gas reservoir and reservoir water breakthrough based on an analysis of an array of data on the composition of associated waters from producing wells. Criteria such as the sodium-chlorine coefficient, the Larsen-Skold index, changes in the quantitative content of chlorine ions, and the degree of saturation of water with calcium carbonate were used as indicators of the transformation of the initial hydrochemical medium. The forecast was based on data from eight wells developing the Pokursky reservoir of one of the deposits of the Yamalo-Nenets Autonomous Okrug. It is shown that for some wells it is possible to clearly determine the time of the beginning of the breakthrough of reservoir water, while some wells operate in gas mode.

Чикирев Федор Александрович – инженер (тел.: +007 (912) 923-08-39, e-mail: Fedor_sh@rambler.ru).
Попов Сергей Николаевич (ORCID: 0000-0002-1110-7802) – доктор технических наук, главный научный сотрудник, заведующий лабораторией нефтегазовой механики и физико-химии пласта (тел.: +007 (916) 561 27 75, e-mail: popov@ipng.ru). Контактное лицо для переписки.

Fedor A. Chikirev – Engineer (tel.: +007 (912) 923-08-39, e-mail: Fedor_sh@rambler.ru).
Sergey N. Popov (Author ID in Scopus: 56440323800, ORCID: 0000-0002-1110-7802) – Doctor in Engineering, Chief Researcher, Head of Laboratory of oil and gas mechanics and formation physicochemistry (tel.: +007 (916) 561 27 75, e-mail: popov@ipng.ru). The contact person for correspondence.

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:
Чикирев, Ф.А. Определение режима работы газовой залежи на основе данных гидрохимического мониторинга / Ф.А. Чикирев, С.Н. Попов // Недропользование. – 2025. – Т.25, №3. – С. 248–256. DOI: 10.15593/2712-8008/2025.3.15

Please cite this article in English as:
Chikirev F.A., Popov S.N. Determination of the Operating Mode of a Gas Deposit based on Hydrochemical Monitoring Data. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2025, vol.25, no.3, pp. 248-256. DOI: 10.15593/2712-8008/2025.3.15

Введение

В сеноманских отложениях ЯНАО Западной Сибири сосредоточены крупнейшие газовые месторождения Российской Федерации, такие как Уренгойское, Медвежье, Ямбургское и др. [1–5]. Породы-коллекторы сеноманского яруса представлены слабосцементированными песчаниками и характеризуются высокой проницаемостью, что обеспечивает высокую продуктивность скважин. Вместе с тем разработка данного продуктивного объекта осложняется интенсивным выносом песка в скважину, вызванного слабыми прочностными свойствами пород-коллекторов, что приводит к таким негативным эффектам, как быстрый выход из строя оборудования, вызванного абразивным износом; снижение продуктивности скважин; уменьшение периода эксплуатации скважин в связи с необходимостью проведения ремонтных работ и т.д. [6–9].

Общеизвестно, что при разработке месторождений нефти и газа может происходить трансформация природных свойств коллектора в околоскважинной зоне [10–12]. Такие эффекты вызваны воздействием различных технологических жидкостей, например, буровым раствором, на этапе бурения скважины [13, 14]; кислотными реагентами при обработке скважины [10]; при фильтрации воды, отличающейся по химическому составу от пластовой [15–18], и др. Помимо этого, в связи с возникновением депрессионной воронки, вблизи скважины происходит увеличение эффективных напряжений, вследствие чего изменяются фильтрационно-емкостные свойства пласта и продуктивность скважины [11, 19–21]. Применительно к сеноманским отложениям увеличение напряжений в породе-коллекторе зачастую приводит к его разрушению и выносу механических примесей, что может быть спрогнозировано с помощью методов геомеханического моделирования [22–26].

Разрушение коллектора и суффозия могут проявляться еще более интенсивно при обводнении продуктивного пласта в результате поднятия контура газоводяного контакта (ГВК), что также приводит к изменению режима работы газовой залежи с газового на упруговодонапорный. Разрушение коллектора также возможно при перетоке остаточных поровых вод из глин или сильноглинистых коллекторов с высокой водонасыщенностью под действием градиента давления в процессе разработки [27]. Ряд исследователей называют данный режим внутренним водонапорным режимом [28–30].

Для предотвращения и снижения негативных последствий обводнения залежи и пескопроявлений применяют технологии водоизоляции скважин [31–35] и укрепления околоскважинной зоны различными составами [36–39].

В связи с вышесказанным актуальной задачей является своевременный прогноз подобных процессов в пласте для принятия мер по предотвращению обводнения скважин и добываемой продукции. Одним из таких методов является анализ данных гидродинамических исследований скважин (продуктивность, пластовое давление) и построение на их основе соотношения давления к сверхсжимаемости газа или квадрата импульса от накопленной добычи газа [40, 41]. Другим методом для прогноза смены режима работы газовой залежи и обводнения скважин может служить метод гидрохимического контроля (мониторинга) за разработкой месторождений, основанный на анализе данных химических исследований жидкостей, отобранных из скважин. Применительно к нефтяным месторождениям полученный опыт использования гидрохимических данных для мониторинга разработки продуктивных объектов обобщен В.В. Муляком, В.П. Порошиным [42], методика гидрохимического мониторинга газовых и газоконденсатных залежей предложена Л.А. Абуковой с соавторами [43, 44].

Изучение химического состава вод, отобранных при разработке месторождений углеводородов, показало эффективность нагнетания морских и низкоминерализованных вод в качестве вытесняющего агента [44–49]. Метод гидрохимического мониторинга применялся для контроля за разработкой сеноманских и ачимовских отложений Уренгойского, Медвежьего, Ямсовейского и Юбилейного месторождений ЯНАО [50–53].

Методика исследований

Рассмотрим применение такого метода на примере газовой залежи одного из месторождений ЯНАО, которая относится к покурской свите сеноманского яруса. В таблице приведен химический анализ пластовый воды исследуемого продуктивного объекта.

По классификации В.А. Сулина пластовая вода относится к хлоридно-кальциевому типу. Ее минерализация находится в интервале 8,2–10,6 г/дм^3 и в среднем составляет 9,4 г/дм^3, плотность в стандартных условиях – 1,005 г/см^3.

Химический состав пластовой воды пласта $ПК_1$ исследуемого месторождения

Параметр	Диапазон значений, мг/дм^3, мг-экв/дм^3	Среднее значение мг/дм^3, мг-экв/дм^3
$Na^+ + K^+$	3020–3908/131,3–169,58	3464/150,44
Ca^2	120–148/6–7,4	134/6,7
Mg^{+2}	16–41/1,31–3,4	28,5/2,36
Cl^-	4752–6229/133,86–175,68	5490,5/154,8
HCO_3^-	244–281/4–4,61	262,5/4,31
CO_3^{-2}	12/0,4	12/0,4
SO_4^{-2}	41/0,85	41/0,85
NH_4^+	5–10/0,28–0,55	7,5/0,42
BR^-	19,7–26,6	23,2
J^-	4,65	4,65
NO_2^-	0,02	0,02
F^-	1,0–1,5	1,25
Общая минерализация, г/дм^3	8,189–10,633	9,411
Водородный показатель, pH	7,3–8,4	7,85

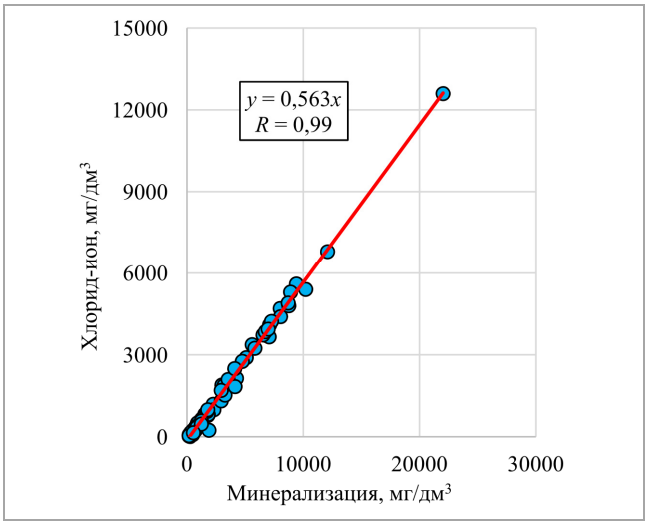


Рис. 1. Зависимость концентрации хлорид-иона от минерализации воды

Для примера в данной публикации рассмотрены анализ и обработка гидрохимической информации по восьми эксплуатационным скважинам, чтобы выявить основные тенденции и критерии при изменении режима работы рассматриваемого продуктивного объекта и поднятия контура ГВК.

Для выявления признаков прорыва пластовой воды использовались четыре параметра:

– натрий-хлорный коэффициент: rNa/rCl;

– индекс Ларсена – Скольда (ИЛС): $(rCl + rSO_4) / (rHCO_3 + rCO_3)$ [50];

– динамика изменения ионов хлора;

– коэффициент, характеризующий степень насыщения воды карбонатом кальция $CaCO_3$.

На основе натрий-хлорного коэффициента можно условно разделить пластовые и конденсационные воды. Так, для значений данной характеристики больше единицы воду, отобранную из скважины, можно отнести к конденсационной. При величине натрий-хлорного коэффициента меньше единицы вода, поступающая в скважину, является смесью пластовой и конденсационной воды или преимущественно пластовой.

ИЛС обычно используют для анализа коррозионной активности воды по отношению к стальным элементам конструкции скважины и скважинного оборудования. В то же время на основе параметра ИЛС также можно спрогнозировать тип воды при интерпретации химических данных. Для конденсационной воды исследуемого продуктивного объекта величина данной характеристики составляет несколько единиц, обычно до десяти. При прорыве пластовой воды параметр ИЛС может резко возрастать до нескольких десятков и сотен единиц [50, 51].

В связи с тем что для исследуемого продуктивного объекта шестикомпонентный химический анализ воды проводился для небольшого количества проб, а в большинстве случаев определялось только содержание ионов хлора, за счет данной характеристики также можно косвенно подтвердить прорыв пластовой воды. Так, специалисты, занимающиеся разработкой рассматриваемого месторождения, условно предполагают, что минерализация конденсационной воды составляет до 1 г/дм^3. Считается, что выше данного значения воду можно отнести к смеси пластовой и конденсационной воды. При значении минерализации выше 8 г/дм^3 вода должна являться пластовой.

На основе результатов химических анализов отобранной жидкости по всем рассматриваемым скважинам была построена зависимость хлорид-иона от минерализации воды (рис. 1). Как видно из данных рис. 1, такая зависимость имеет очень тесную связь с коэффициентом корреляции 0,99, которая характеризуется линейной функцией. На основе этих данных, а также принимая во внимание, что минерализация конденсационной воды должна составлять не более 1 г/дм^3, можно получить, что такому значению минерализации должно соответствовать содержание иона хлора в количестве 0,563 г/дм^3. Данный критерий также будет использован для определения времени прорыва пластовой воды. Критерий концентрации ионов хлора использовался в связи с тем, что по данной величине было получено наибольшее количество информации, в отличие от шестикомпонентного анализа и минерализации воды.

Четвертым использованным параметром являлся коэффициент, характеризующий степень насыщения воды карбонатом кальция. Определение данной характеристики осуществлялось согласно методике, более подробно рассмотренной в публикациях [50, 51]. Для конденсационной воды величина степени насыщения $CaCO_3$ имеет отрицательное значение, это свидетельствует, что вода будет растворять кальцит из породы-коллектора. В связи с тем что карбонатные минералы могут присутствовать в межзерновом цементе, данный эффект будет способствовать уменьшению ее прочности и способствовать выносу песка.

Результаты исследований

На рис. 2–4 показаны результаты анализа и обработки данных гидрохимического контроля для рассматриваемого продуктивного объекта. На рис. 2, 3 представлена динамика изменения во времени натрий-хлорного коэффициента и ИЛС, на рис. 4, 5 – изменение концентрации в пробах иона хлора и степени насыщения воды карбонатом кальция. Также на некоторых рисунках линией отмечено возможное время начала прорыва пластовой воды.

Следует отметить, что для некоторых скважин время интенсивного притока пластовой воды определяется довольно четко по всем четырем критериям. В других скважинах зона перехода прослеживается либо неявно, либо вообще отсутствует. Результат зависит от нескольких факторов.

1. Количество проведенных химических анализов. По некоторым скважинам даже определение в пробах иона хлора, несмотря на период разработки более десяти лет, составляет менее десяти проб (скв. 113, 114). Шестикомпонентный анализ проводился реже – до 4–5 проб (скв. 111–114).

2. Качество проведенных химических анализов. Предварительный анализ массива информации химических исследований проб выявил достаточной большой объем проб, которые можно отнести к некачественным. При таком анализе определялась сумма анионов и катионов. Условно предполагалось, что если разница составляет более 5–7 %, то такая проба исключалась из последующей обработки.

Также следует отметить, что для некоторых скважин наблюдался большой разброс значений определяемых характеристик в достаточно малый период времени, иногда составляющий несколько дней (скв. 11, 13, 111, 381). Тем не менее с определенной долей вероятности на основе полученных результатов можно выявить прорыв пластовой воды к добывающим скважинам и смену режима работы залежи в районе этих скважин.

Результаты гидрохимического контроля указывают на приток пластовых вод к скважинам КГС № 1

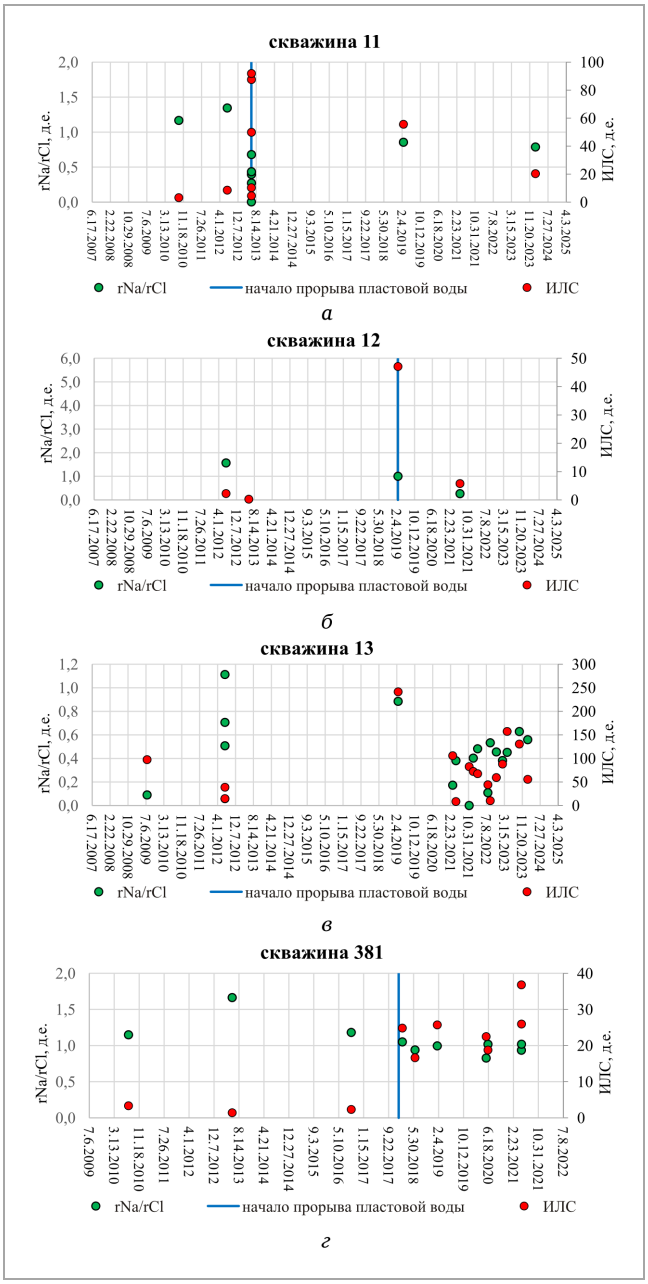


Рис. 2. Изменение натрий-хлорного коэффициента и ИЛС в отобранных пробах жидкости из скважин 11 (*а*), 12 (*б*), 13 (*в*), 381 (*г*) с течением времени

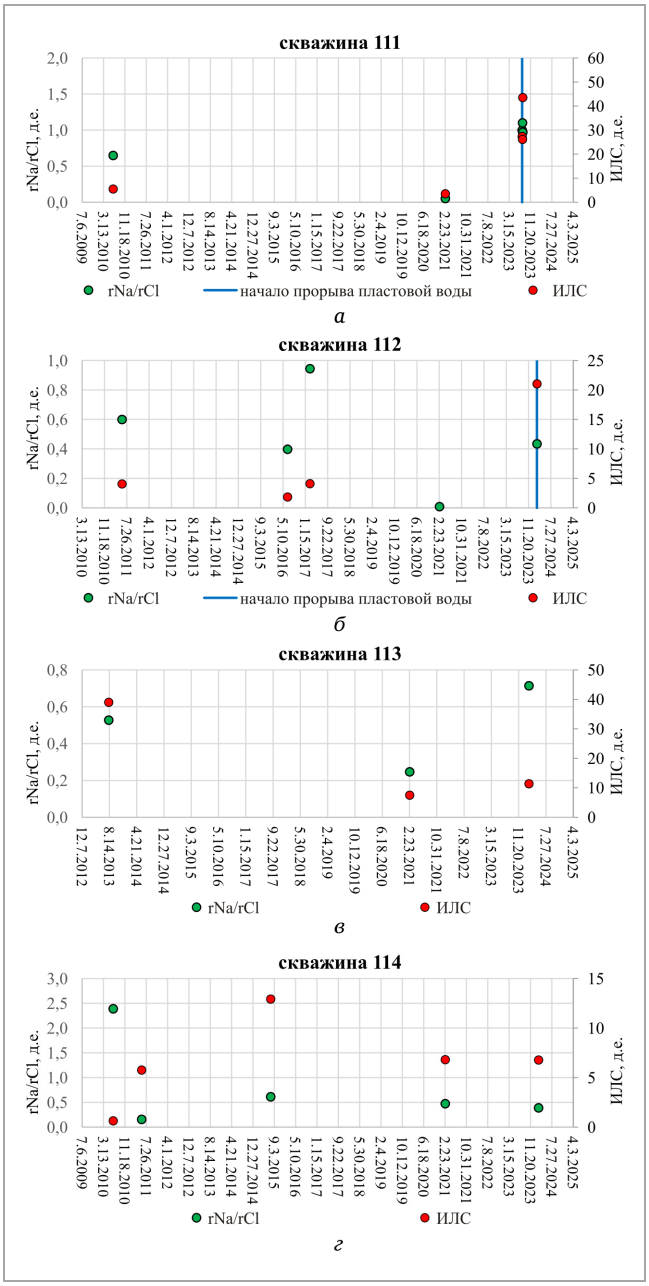


Рис. 3. Изменение натрий-хлорного коэффициента и ИЛС в отобранных пробах жидкости из скважин 111 (*а*), 112 (*б*), 113 (*в*), 114 (*г*) с течением времени

рассматриваемого месторождения практически с самого начала эксплуатации скважин, что можно связать с фактом быстрого подтягивание контура ГВК в первоначальный период работы скважин.

Так, по скважине 11 интенсивный приток пластовой воды произошел в начале июня 2013 г. В данный период был проведен химических анализ проб отобранной жидкости, который показал резкое увеличение ИЛС – до 90 единиц и концентрацию ионов хлора почти до 3,7 г/дм^3, что соответствовало минерализации воды 6,7 г/дм^3 и существенно превышает минерализацию конденсационной воды. Также для данной скважины наблюдается изменение значения коэффициента степени насыщения воды карбонатом кальция от отрицательного к положительному значению.

В скважине 12 прорыв пластовой воды можно отметить весьма условно, так как было проведено всего несколько качественных анализов шестикомпонентного состава. Об этом говорит резкий скачек ИЛС до 47 единиц и увеличение концентрации ионов хлора до 1–6,8 г/дм^3. Возможно, данная скважина еще работает в газовом режиме.

В скважине 13 практически с начального периода разработки наблюдается приток воды с минерализацией выше, чем у конденсационной, – до 4 г/дм^3, который в дальнейшем еще увеличивается. В пользу присутствия в пробах смеси пластовой и конденсационной воды также говорят высокие значения ИЛС – до 241 единицы, и значения натрий-хлорного коэффициента – меньше единицы. Тем не менее анализ промыслово-геофизические исследования (ПГИ) в наблюдательных скважинах 1н и Р-55, находящихся на расстоянии 2,5–3,5 км, свидетельствует об обратном.

По данным ПГИ в данном районе наблюдается стабильный, практически неизменчивый уровень ГВК с начала разработки месторождения (рис. 6). Положение ГВК отмечается в интервале заглинизированных пород, которые являются барьером для активного внедрения

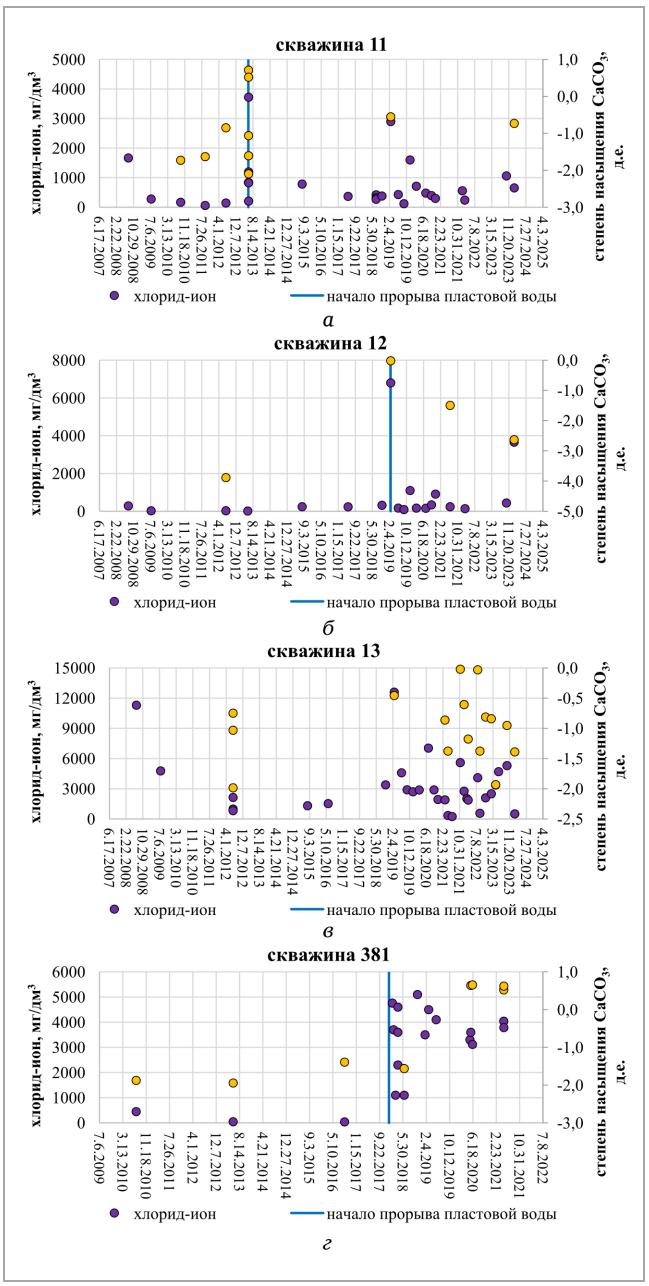


Рис. 4. Изменение концентрации иона хлора и степени насыщения воды карбонатом кальция в отобранных пробах жидкости из скв. 111 (*а*), 112 (*б*), 113 (*в*), 114 (*г*) с течением времени

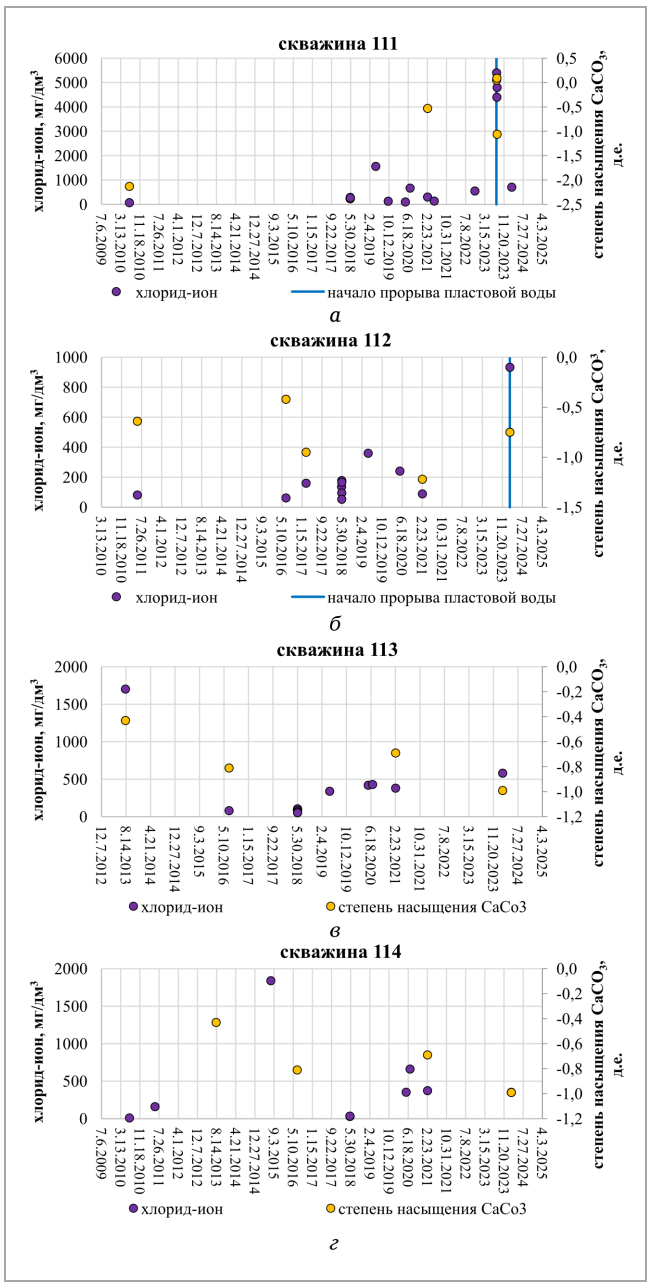


Рис. 5. Изменение концентрации иона хлора степени насыщения воды карбонатом кальция в отобранных пробах жидкости из скв. 111 (*а*), 112 (*б*), 113 (*в*), 114 (*г*) с течением времени

пластовых вод в залежь. Мощность глинистых перемычек до нижних отверстий фильтра скважин 11, 12, 13 по данным геофизических исследований скважин (ГИС) составляет от 3 до 5 м.

Текущий уровень ГВК находится на расстоянии 15–25 м от нижних отверстий фильтра. По результатам моделирования в данном районе не ожидается активного обводнения залежи в настоящее время. Выполненные в 2022 г. геофизические исследования в скважине 13 также не выявили притока пластовой жидкости.

При этом по данным геофизических исследований в геологическом разрезе преобладающими являются породы песчаника и песчаника глинистого. Например, по скважине 12 породы песчаника глинистого составляют более 50 % объема пород (рис. 7, *а*), значительная часть коллекторов относится к некондиционным со средним значением остаточной водонасыщенности 45 % (рис. 7, *б*). Аналогичные данные получены по другим соседним скважинам куста с небольшими отклонениями.

Изучение распределения минерализации связанной воды, отжатой из оценочных кернов сеноманских газоносных пластов базовых разведочных скважин на Уренгойском (скважины 110 и 127), Ямбургском (скважина 41), Ван-Еганском (скважина 150) месторождениях, пробуренных с применением промывочной жидкости на нефтяной основе (РНО) с сохранением естественного состояния водонасыщенности, показывает снижение минерализации воды по высоте залежи от 21–23 до 6–15 г/дм^3. Данные о минерализации поровой воды из единичных отобранных образцов керна разведочных скважин рассматриваемого месторождения находятся в том же диапазоне значений – 8–17 г/дм^3.

Опытным путем установлено, что величина градиента начала фильтрации газа в скважину в коллекторах

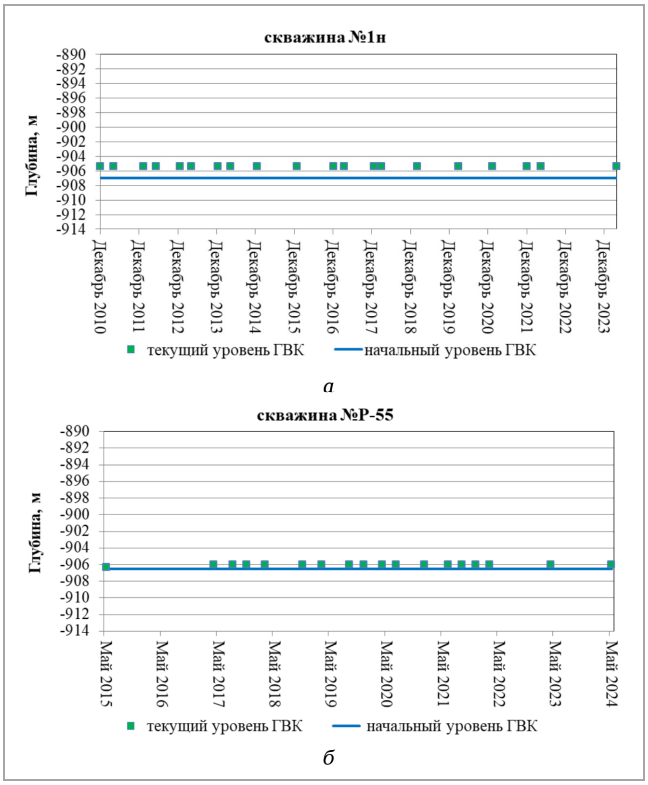


Рис. 6. Изменение уровня ГВК по скважинам № 1н (*а*) и Р-55 (*б*)

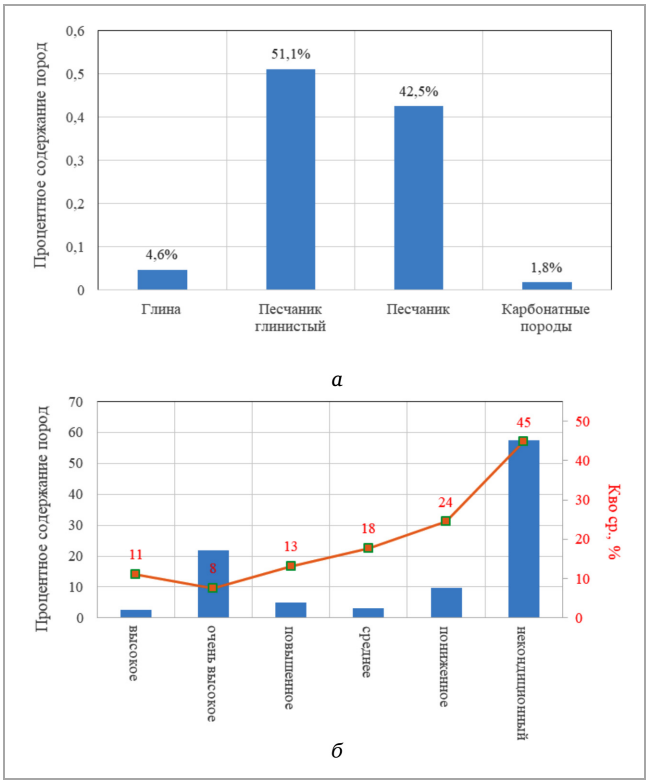


Рис. 7. Данные ГИС по скважине 12: *а* – по литологическому составу пород; *б* – о коллекторских свойствах

с ухудшенными ФЕС (для сильно глинистых алевролитов с пористостью 22–24 %) составляет 0,6 МПа, для пород переслаивания (песчаник и сильно глинистый алевролит) 0,013–0,182 МПа. За период с 2007 по 2012 г. (скв. 13), 2013 г. (скв. 11) в результате разработки залежи произошло снижение пластового давления на 1,4 и 1,9 кгс/см^2 соответственно.

Таким образом, приведенный анализ показывает, что наиболее вероятным источником притока воды со свойствами пластовой жидкости по химическому составу в скважины 11–13 могут быть поровые воды глинистых некондиционных коллекторов с высокой остаточной водонасыщенностью, фильтрация из которых возможна при создании градиента давления.

Наиболее четко прорыв пластовой воды можно определить для скважины 381, который произошел в начале 2018 г. Из приведенных рисунков видно, что натрий-хлорный коэффициент при этом снизился с интервала изменения 1.15–1.66 до 0,83–1,05, ИЛС вырос в десятки раз: с 1,4–3,4 до 16,6–36,8 единицы. Также резко выросла концентрация ионов хлора – до нескольких грамм на кубический дециметр, а индекс насыщения воды карбонатом кальция стал положительным. Таким образом, для рассматриваемой скважины подтягивание пластовой воды выявляется по все четырем критериям.

Для скважин 111, 112 возможное время прорыва пластовой воды можно отнести к последнему временному периоду, т.е. ближе к текущей дате разработки месторождения. Наиболее явно это характеризуется резким скачком ИЛС – до нескольких десятков единиц и увеличением концентрации ионов хлора. В то же время для скважины 112 требуется проведение дополнительных химических анализов для подтверждения данного вывода. Возможно, скважина еще работает в газовом режиме.

По скважинам 113 и 114 ни по одному из критериев по значениям величин рассматриваемых параметров не выявляется четкой границы, характеризующей прорыв пластовой воды. Вероятнее всего, скважины работают в обычном газовом режиме.

В целом же на основе рассмотренных данных промысловых можно отметить, что для наиболее достоверного определения времени прорыва пластовой воды и перехода режима работы залежи от газового к упруговодонапорному рекомендуется отбирать жидкость из скважин и проводить ее химический анализ с гораздо большей частотой, например – шестикомпонентный состав не менее одного раза в несколько месяцев, определение концентрации хлорид иона – не менее раза в месяц.

Заключение

Таким образом, можно сделать следующие основные выводы:

1. Сеноманские отложения Западной Сибири представлены слабосцементированными породами-коллекторами, в связи с чем происходит интенсивный вынос песка при их разработке. Такие эффекты усиливаются при поднятии контура ГВК и поступлении пластовой воды к добывающим скважинам, поэтому необходимо применение методов для прогноза таких негативных явлений.

2. Для своевременного прогноза притока к скважине пластовой воды и изменения режима работы залежи от газового к упруговодонапорному (внутреннему водонапорному) может быть использован метод гидрохимического контроля (мониторинга) за разработкой продуктивного пласта.

3. В работе представлены результаты анализа и обработки данных химических исследований проб жидкости, отобранных из скважин с помощью набора из четырех характеристик: натрий-хлорного коэффициента, ИЛС, содержание ионов хлора, степень насыщенности воды карбонатом кальция.

4. По некоторым скважинам выявляется четкая граница по времени начала поступления в скважину

пластовой воды, что подтверждается по все четырем критериям. Некоторые из рассмотренных скважин работают в газовом режиме. Для ряда скважин вывод можно сделать предварительно, поскольку недостаточно исходных данных. Отмечено, что некоторые добывающие скважины работают в газовом режиме.

5. В целом метод гидрохимического контроля показал свою эффективность прогноза прорыва пластовой воды и изменения режима работы газовой залежи, однако для более качественного прогноза требуется увеличение частоты исследований химического состава жидкости, отобранной из скважин.

Библиографический список

1. Пороскун, В.И. Дифференциация разреза сеноманских отложений в связи с подсчетом запасов средних по размерам залежей газа / В.И. Пороскун, В.В. Царев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 1. – С. 12–16. DOI: 10.30713/2413-5011-2019-1-12-16
2. Скоробогатов, В.А. Роль сеноманского газа Западной Сибири в становлении и развитии газовой отрасли промышленности России в XX и XXI веках / В.А. Скоробогатов В.А., Д.Я. Хабибуллин // Научный журнал Российского газового общества. – 2021. – № 2 (30). – С. 6–16.
3. Конторович, В.А. Апт-альб-сеноманские газовые залежи северных и арктических регионов Западной Сибири / В.А. Конторович // Наука и техника в газовой промышленности. – 2024. – № 1 (97). – С. 45–58.
4. Карогодин, Ю.Н. Пространственно-временные закономерности концентрации гигантских скоплений нефти и газа Западной Сибири (системный аспект) / Ю.Н. Карогодин // Георесурсы. – 2006. – № 1 (18). – С. 28–30.
5. Абдрашитова, Р.Н. Гидрогеологические условия формирования залежей нефти фроловской нефтегазоносной области / Р.Н. Абдрашитова, В.М. Матусевич, Ю.А. Куликов // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2010. – № 5 (83). – С. 10–18.
6. Practical approaches to sand management / A. Acock, T. Orourke, D. Shirmboh [et al.] // Oilfield Review. – 2004. – No. 9. – P. 10–27.
7. Predicting and managing sand production: a new strategy / I. Palmer, H. Vaziri, S. Willson, Z. Moschovidis, J. Cameron, I. Ispas // SPE Annual conference paper. – 2003. – P. 1–13. SPE 84499. DOI: 10.2118/84499-MS
8. Tananykhin, D.S. Scientific and methodological support of sand management during operation of horizontal wells / D.S. Tananykhin // International Journal of Engineering, Transactions A: Basics. – 2024. – No. 37 (07). – P. 1395–1407. DOI: 10.5829/ije.2024.37.07a.17
9. Experimental evaluation of the multiphase flow effect on sand production process: Prepack sand retention testing results / D.S. Tananykhin, M.B. Grigorev, M.I. Korolev, T. Solovyev, N.N. Mikhailov, M. Nesterov // Energies. – 2022. – Vol. 15, no. 13. – P. 4657. DOI: 10.3390/en15134657
10. Статистическое обоснование формирования значений скин-фактора при проведении кислотных обработок в слоисто-неоднородных башкирских отложениях пермского края / А.С. Казанцев, Е.С. Ожгибесов, В.И. Галкин, И.Ю. Колычев // Недропользование. – 2024. – № 24 (4). – С. 212–218. DOI: 10.15593/2712-8008/2024.4.5
11. Применение методов геомеханического моделирования для оценки устойчивости обсадной колонны при кумулятивной перфорации / С.Е. Чернышов, С.Н. Попов, В. Сяопу, Ч. Хайлун, В.В. Дерендяев, А.А. Мелехин // Недропользование. – 2024. – № 24 (4). – С. 194–203. DOI: 10.15593/2712-8008/2024.4.3
12. Системный анализ результатов исследования техногенно сформированной пространственно неоднородной зоны дренирования горизонтальных скважин / С.И. Грачев, А.В. Стрекалов, И.С. Соколов, А.Ф. Семененко // Недропользование. – 2024. – № 24 (3). – С. 144–154. DOI: 10.15593/2712-8008/2024.3.5
13. The influence of water-based drilling fluid on mechanical property of shale and the wellbore stability / S. He, L. Liang, Y. Zeng, Y. Ding, Y. Lin, X. Liu // Petroleum. – 2016. – No. 2. – P. 61–66. DOI: 10.1016/j.petlm.2015.12.002
14. Effect of drilling fluid on rock mechanical properties at near-drilling condition: an implication of fluid design on wellbore stability / P. Yadav, S.S. Ali, N. Tawat, A.A. Dhamen, G. Jin // Offshore technology conference Asia. – 2016. – P. 1–9. DOI: 10.4043/26460-MS
15. Карманский, Д.А. Определение свойств глинистых пород-коллекторов на различных стадиях разработки месторождений нефти / Д.А. Карманский, Д.Г. Петраков // Недропользование. – 2024. – 24 (1). – С. 27–34. DOI: 10.15593/2712-8008/2024.1.4
16. Попов, М.А. Исследование устойчивости песчаных горных пород / М.А. Попов, Д.Г. Петраков // Недропользование. – 2022. – 22 (1). – С. 31–36. DOI: 10.15593/2712-8008/2022.1.5
17. Влияние природы насыщающего агента на упруго-прочностные свойства пород газовых месторождений / В.А. Павлов, В.С. Кулешов, А.Ю. Кудымов, А.С. Якубовский, М.Д. Субботин, А.В. Пташный, Р.Р. Абзгильдин, Е.В. Максимов // Экспозиция Нефть Газ. – 2021. – № 1 (80). – С. 11–16. DOI: 10.24412/2076-6785-2021-1-11-16
18. Оценка влияния насыщающего флюида на упруго-прочностные свойства композитных материалов / В. Павлов, Н. Павлюков, А. Красников, М. Лушев, Т. Ельцов // Материалы Российской нефтегазовой технической конференции SPE. – М., 2019. DOI: 10.2118/196898-RU
19. Analysis of changes in the stress–strain state and permeability of a terrigenous reservoir based on a numerical model of the near-well zone with casing and perforation channels / S. Chernyshov, S. Popov, X Wang, V. Derendyaev, Y. Yang, H. Liu // Applied Sciences. – 2024. – Vol. 14, no. 21. – P. 1–12. DOI: 10.3390/app14219993
20. Анализ устойчивости крепи нефтедобывающих скважин при проведении кумулятивной перфорации на основе результатов геомеханического моделирования / С.Е. Чернышов, С.Н. Попов, А.Д. Савич, В.В. Дерендяев // Георесурсы. – 2023. – Т. 25, № 2. – С. 245–253. DOI: 10.18599/grs.2023.2.18.
21. Попов С.Н. Влияние деформаций терригенного коллектора в процессе снижения пластового давления на изменение проницаемости и продуктивности скважин / С.Н. Попов, С.Е. Чернышов, Е.А. Гдадких // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333, № 9. – С. 148–157. DOI: 10.18799/24131830/2022/9/3640
22. Effect of wire design (profile) on sand retention parameters of wire-wrapped screens for conventional production: pre-pack sand retention testing results / D.S. Tananykhin, M.B. Grigorev, M.I. Korolev, I. Stecyuk, L. Farrakhov // Energies. – 2023. – Vol. 16, no. 5. – P. 1–13. DOI: 10.3390/en16052438
23. An investigation into current sand control methodologies taking into account geomechanical, field and laboratory data analysis / D.S. Tananykhin, M.B. Grigorev, M.I. Korolev, I. Stecyuk // Resources. – 2021. – Vol. 10, no. 12. – P. 1–15. DOI: 10.3390/resources10120125
24. Оценка предельного забойного давления, исключающего разрушение призабойной зоны пласта, на основе геомеханических исследований керна / Е.И. Ермолаев, С.И. Ефимов, П.В. Пятибратов, Е.Д. Миниханов, Н.В. Дубиня, А.М. Леонова // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2023. – № S1. – С. 61–69. DOI: 10.5510/OGP2023SI100832
25. Analytical prediction model of and production integrating geomechanics for open hole and cased – perforated wells / E.F. Araujo, G.A. Alzate-Espinosa, A. Arbelaez-Londono, S. Pena Clavijo, A. Cardona Ramirez, A. Naranjo Agudelo. // SPE conference paper. – 2014. – P. 1–11. SPE 171107. DOI: 10.2118/171107-MS
26. Al-Awad, N.J. Rock failure criteria: a key for predicting sand-free production rates / N.J. Al-Awad, O.A. Al-Misned // Journal of the Egyptian society of engineers. – 1997. – T. 36, №. 2. – P. 53–58.
27. Кузьмин А.А. Отжатие воды из глин в коллекторы в процессе разработки нефтегазовых залежей / А.А. Кузьмин, В.И. Уриман, Е.П. Акентьев // Геология нефти и газа. – 1975. – № 6. – С. 40–43.
28. Джеваншир Р.Д. К оценке проявлений внутреннего водонапорного режима по геофизическим и гидродинамическим данным. / Р.Д. Джеваншир, Р.Ю. Алияров // Геология нефти и газа. – 1985. – № 8. – С. 14–17.
29. Козлов А.Л. Классификация режимов разработки газовых залежей. / А.Л. Козлов // Геология нефти и газа. – 1979. – № 9. – С. 1–7.
30. Abnormally high-pressured gas reservoirs subject to an internal water drive a numerical model study / G.L. Chierici, G.M. Ciucci, G. Sclocchi, L. Terzi // Proceeding of international symposium on hydrocarbon exploration and production technologies. – Paris, 1975. – P. 191–201.
31. Исследование влияния температуры на период гелеобразования и прочность водоизолирующего состава на основе карбоксиметилцеллюлозы / А.М. Шагиахметов, Д.С. Тананыхин, Д.А. Мартюшев, А.В. Лекомцев // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 7. – С. 96–99.
32. Кудряшова, Д.А. Комплексная оценка прогнозной эффективности проведения мероприятий по ограничению водопритока составом на основе сшитых полимерных систем / Д.А. Кудряшова, А.В. Распопов // Недропользование. – 2022. – № 22 (4). – С. 171–177. DOI: 10.15593/2712-8008/2022.4.4
33. Результаты опытно-промысловых испытаний технологии «Темпоскрин-плюс» для ограничения водопритока в добывающих скважинах ООО «РН-Пурнефтегаз» / Д.А. Каушанский, В.Б. Демьяновский, Н.Р. Бакиров, С.П. Баряев, Д.П. Щербаков, А.Р. Шаймарданов // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 6. – С. 78–82. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-6-78-82
34. Исследование прочностных характеристик керна как показателя распределения полимерно-гелевой системы «Темпоскрин-плюс» по объему / Д.А. Каушанский, Н.Р. Бакиров, В.Б. Демьяновский // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2022. – № 4 (364). – С. 64–69. DOI: 10.33285/2413-5011-2022-4(364)-64-69
35. Alakbari, F.S. Chemical sand consolidation: from polymers to nanoparticles / F.S. Alakbari, M. Mohyaldinn, A. Muhsan, N. Hasan, T. Ganat // Polymers. – 2020. – No. 5. – P. 1–30. DOI: 10.3390/polym12051069
36. Ahad, N.A. A review of experimental studies on sand screen selection for unconsolidated sandstone reservoirs / N.A. Ahad, M.Jami, S. Tyson // Journal of petroleum exploration and production technology. – 2020. – Vol. 10 (4). – P. 1675–1688. DOI: 10.1007/s13202-019-00826-y
37. A review of screen selection for standalone applications and a new methodology / R.A. Chanpura, R.M. Hodge, J.S. Andrews, E.P. Toffanin // SPE drilling and completion. – 2011. – Vol. 26. – P. 84–95. DOI: 10.2118/127931-PA
38. Исследование изменения фильтрационно-емкостных характеристик пористой среды в результате структурирования по технологии «ИПНГ-пласт 2«/ А.А. Пачежерцев, А.А. Ерофеев, Д.А. Митрушкин, А.И. Цицорин, Д.А. Каушанский, В.Б. Демьяновский, А.Н. Дмитриевский // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 8. – С. 52–54. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-8-52-54
39. Физико-химические и реологические свойства состава «ИПНГ-пласт 2» для ограничения выноса механических примесей в нефтяных скважинах / Д.А. Каушанский, А.Н. Дмитриевский, В.Б. Демьяновский, А.И. Цицорин // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 4. – С. 84–87.

40. Федорцов, В.К. Особенности процесса разработки залежи газа в режиме естественного истощения / В.К. Федорцов, Ф.А. Чикирев // Горные ведомости. – 2006. – № 6. – С. 32–53.
41. Чикирев, Ф.А. К вопросу идентификации режима эксплуатации газовой залежи (на примере разработки сеноманских отложений одного из месторождений Ямало-Ненецкого автономного округа) / Ф.А. Чикирев, С.Н. Попов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2025. – № 3 (399). – С. 65–77.
42. Гидрохимический мониторинг – инновационное направление анализа и контроля разработки нефтяных месторождений / В.В. Муляк, В.Д. Порошин, В.Г. Гуляев, Б.В. Маракасов // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 3. – С. 45–49.
43. Особенности взаимодействия коллекторов, пластовых и технических вод при разработке нефтегазоконденсатного месторождения им. Ю. Корчагина / С.В. Делия, Л.А. Абукова, О.П. Абрамова, С.Н. Попов, И.В. Воронцова, Л.А. Анисимов // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 3. – С. 18–22.
44. Экспериментальное и численное моделирование взаимодействия пластовых и технических вод при разработке месторождения им. Ю. Корчагина / С.В. Делия, Л.А. Абукова, О.П. Абрамова, Л.А. Анисимов, С.Н. Попов, И.В. Воронцова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2012. – № 10. – С. 34–41.
45. Arias, F.J. Deliberate salinization of seawater for desalination of seawater / F.J. Arias // Journal of energy resources technology. – 2017. – No. 140 (3). – P. 1–16. DOI: 10.1115/1.4038053
46. Ng, J.H. Replacing the use of freshwater: problems, solutions and applications / J.H. Ng, T. Almubarak, H.A. Nasr-El-Din // Unconventional resources technology conference. – 2018. – P. 1–16. DOI: 10.15530/urtec-2018-2896321
47. Hendraningrat, L. Understanding fluid-fluid and fluid-rock interactions in the presence of hydrophilic nanoparticles at various conditions / L. Hendraningrat, O. Torsater // SPE Asia pacific oil & gas conference and exhibition. – 2014. – P. 1–18. DOI: 10.2118/171407-MS
48. A new approach to ASP flooding in high saline and hard carbonate reservoirs / Sh.A. Kalwar, Kh.A. Elrales, M.K. Memon, S. Kumar, Gh. Abbas, A.H. Mithani // International petroleum technology conference. – 2014. – P. 3–11. DOI: 10.2523/IPTC-17809-MS
49. Mechanistic modeling of low salinity water injection under fracturing condition in carbonate reservoirs: coupled geochemical and geomechanical simulation study / S.M. Hosseini, Sh. Kord, A. Hashemi, H. Dashti // SPE Asia pacific oil & gas conference and exhibition. – 2018. – P. 1–6. DOI: 10.2118/192038-MS
50. Гидрохимический контроль за разработкой месторождений углеводородов в условиях низкоминерализованных пластовых вод / Л.А. Абукова, О.П. Абрамова, А.В. Кошелев, Г.С. Ли // Вестник ЦКР Роснедра. – 2013. – № 5. – С. 2–7.
51. Гидрохимический контроль за обводнением газовых скважин сеноманской залежи Уренгойского месторождения / А.В. Кошелев, Т.П. Сидячева, Г.С. Ли, М.А. Катаева // Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений: Научно-технический сборник. – М.: ООО «Газпром экспо». – 2010. – № 1. – С. 30–37.
52. Исходный состав пластовых вод как основа гидрогеохимического контроля за разработкой ачимовских отложений Уренгойского НГКМ / Л.А. Абукова, О.П. Абрамова, А.В. Кошелев, В.А. Ставицкий, Г.С. Ли, М.А. Катаева // Приоритетные направления развития Уренгойского комплекса: сборник научных трудов. – М.: Недра, 2013. – С. 171–180.
53. Абрамова, О.П. Проблемы повышения достоверности компьютерных моделей природного и техногенного солеотложения в геологической среде / О.П. Абрамова, Л.А. Абукова, С.Н. Попов // Современные проблемы науки и образования. – 2011. – № 4. – С. 1–7.

References

1. Poroskun V.I., Tsarev V.V. Differentsiatsiia razreza senomanskikh otlozhenii v sviazi s podschetom zapasov srednikh po razmeram zalezhei gaza [Differentiation of the senomanian deposits scross-section due to the reserves calculation of medium-sized gas reserves]. *Geologiia, geofizika i razrabotka neftianykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2019, no. 1, pp. 12-16. DOI: 10.30713/2413-5011-2019-1-12-16
2. Skorobogatov V.A., Khabibullin D.Ia. Rol' senomanskogo gaza Zapadnoi Sibiri v stanovlenii i razvitii gazovoi otrasli promyshlennosti Rossii v KhKh i XXI vekakh [Contribution of Cenomanian gas from Western Siberia to rise and evolution of Russian gas industry in XX and XXI centuries]. *Nauchnyi zhurnal Rossiiskogo gazovogo obshchestva*, 2021, no. 2 (30), pp. 6–16.
3. Kontorovich V.A. Apt-al'b-senomanskie gazovye zalezhi severnykh i arkticheskikh regionov Zapadnoi Sibiri [Aptian-Albian-Cenomanian gas deposits of the northern and arctic regions of Western Siberia]. *Nauka i tekhnika v gazovoi promyshlennosti*, 2024, no. 1 (97), pp. 45-58.
4. Karogodin Iu.N. Prostranstvenno-vremennye zakonomernosti kontsentratsii gigantskikh skoplenii nefti i gaza Zapadnoi Sibiri (sistemnyi aspekt) [Spatio-temporal patterns of concentration of giant oil and gas accumulations in Western Siberia (systemic aspect)]. *Georesursy*, 2006, no. 1 (18), pp. 28-30.
5. Abdrashitova R.N., Matusevich V.M., Kulikov Iu.A. Gidrogeologicheskie usloviia formirovaniia zalezhei nefti frolovskoi neftegazonosnoi oblasti [Hydrogeological conditions of oil deposits generation in Frolovskaya oil-and-gas bearing region]. *Izvestiia vysshikh uchebnykh zavedenii. Neft' i gaz*, 2010, no. 5 (83), pp. 10-18.
6. Acock A., T. Orourke, Shirmboh D. et al. Practical approaches to sand management. *Oilfield Review*, 2004, no. 9, pp. 10-27.
7. Palmer I., Vaziri H., Willson S., Moschovidis Z., Cameron J., Ispas I. Predicting and managing sand production: a new strategy. *SPE Annual conference paper*, 2003, pp. 1-13. SPE 84499. DOI: 10.2118/84499-MS
8. Tananykhin D.S. Scientific and methodological support of sand management during operation of horizontal wells. *International Journal of Engineering, Transactions A: Basics*, 2024, no. 37 (07), pp. 1395-1407. DOI: 10.5829/ije.2024.37.07a.17
9. Tananykhin D.S., Grigorev M.B., Korolev M.I., Solovyev T., Mikhailov N.N., Nesterov M. Experimental evaluation of the multiphase flow effect on sand production process: Prepack sand retention testing results. *Energies*, 2022, vol. 15, no. 13, 4657 p. DOI: 10.3390/en15134657
10. Kazantsev A.S., Ozhgibesov E.S., Galkin V.I., Kolychev I.Iu. Statisticheskoe obosnovanie formirovaniia znachenii skin-faktora pri provedenii kislotnykh obrabotok v sloisto-neodnorodnykh bashkirskikh otlozheniiakh permskogo kraia [Systematic Analysis of the Results of Studying a Technogenically Formed Spatially Heterogeneous Drainage Zone of Horizontal Wells]. *Nedropol'zovanie*, 2024, no. 24 (4), pp. 212-218. DOI: 10.15593/2712-8008/2024.4.5
11. Chernyshov S.E., Popov S.N., Siaopu V., Khailun Ch., Derendiaev V.V., Melekhin A.A. Primenenie metodov geomekhanicheskogo modelirovaniia dlia otsenki ustoichivosti obsadnoi kolonny pri kumuliativnoi perforatsii [Application of Geomechanical Modeling Methods to Assess Casing Stability during Cumulative Perforation]. *Nedropol'zovanie*, 2024, vol. 24, no. 4, pp. 194-203. DOI: 10.15593/2712-8008/2024.4.3
12. Grachev S.I., Strekalov A.V., Sokolov I.S., Semenenko A.F. Sistemnyi analiz rezul'tatov issledovaniia tekhnogenno sformirovannoi prostranstvenno neodnorodnoi zony drenirovaniia gorizontal'nykh skvazhin [Systematic Analysis of the Results of Studying a Technogenically Formed Spatially Heterogeneous Drainage Zone of Horizontal Wells]. *Nedropol'zovanie*, 2024, vol. 24, no. 3, pp. 144-154. DOI: 10.15593/2712-8008/2024.3.5
13. He S., Liang L., Zeng Y., Ding Y., Lin Y., Liu X. The influence of water-based drilling fluid on mechanical property of shale and the wellbore stability. *Petroleum*, 2016, no. 2, pp. 61-66. DOI: 10.1016/j.petlm.2015.12.002
14. Yadav P., Ali S.S., Tawat N., Dhamen A.A., Jin G. Effect of drilling fluid on rock mechanical properties at near-drilling condition: an implication of fluid design on wellbore stability. *Offshore technology conference Asia*, 2016, pp. 1-9. DOI: 10.4043/26460-MS
15. Karmanskii D.A., Petrakov D.G. Opredelenie svoistv glinistykh porod-kollektorov na razlichnykh stadiiakh razrabotki mestorozhdenii nefti [Determination of Clayey Reservoir Rock Properties at Various Stages of Oil Field Development]. *Nedropol'zovanie*, 2024, vol. 24, no. 1, pp. 27-34. DOI: 10.15593/2712-8008/2024.1.4
16. Popov M.A., Petrakov D.G. Issledovanie ustoichivosti peschanykh gornykh porod [Research of the Sandy Rocks Stability]. *Nedropol'zovanie*, 2022, vol. 22, no. 1, pp. 31-36. DOI: 10.15593/2712-8008/2022.1.5
17. Pavlov V.A., Kuleshov V.S., Kudymov A.Iu., Iakubovskii A.S., Subbotin M.D., Ptashnyi A.V., Abzgil'din R.R., Maksimov E.V. Vliianie prirody nasyshchaiushchego agenta na uprugo-prochnostnye svoistva porod gazovykh mestorozhdenii [Influence of the nature of the saturating agent on the elastic-strength properties of gas field rocks]. *Ekspozitsiia Neft' Gaz*, 2021, no. 1 (80), pp. 11-16. DOI: 10.24412/2076-6785-2021-1-11-16
18. Pavlov V., Pavliukov N., Krasnikov A., Lushev M., El'tsov T. Otsenka vliianiia nasyshchaiushchego fliuida na uprugo-prochnostnye svoistva kompozitnykh materialov [Evaluation of the Saturating Fluid Effect on the Composite Materials Elastic-Strength Properties]. *Materialy Rossiiskoi neftegazovoi tekhnicheskoi konferentsii SPE*. Moscow, 2019. DOI: 10.2118/196898-RU
19. Chernyshov S., Popov S., Wang X, Derendyaev V., Yang Y., Liu H. Analysis of changes in the stress-strain state and permeability of a terrigenous reservoir based on a numerical model of the near-well zone with casing and perforation channels. *Applied Sciences*, 2024, vol. 14, no. 21, pp. 1-12. DOI: 10.3390/app14219993
20. Chernyshov S.E., Popov S.N., Savich A.D., Derendiaev V.V. Analiz ustoichivosti krepi neftedobyvaiushchikh skvazhin pri provedenii kumuliativnoi perforatsii na osnove rezul'tatov geomekhanicheskogo modelirovaniia [Analysis of wells cement sheath stability during shaped charge perforating based on geomechanical modeling]. *Georesursy*, 2023, vol. 25, no. 2, pp. 245-253. DOI: 10.18599/grs.2023.2.18
21. Popov S.N., Chernyshov S.E., Gdadkikh E.A. Vliianie deformatsii terrigennogo kollektora v protsesse snizheniia plastovogo davleniia na izmenenie pronitsaemosti i produktivnosti skvazhin [Influence of sandstone reservoir deformations during bottomhole and reservoir pressure decreasing on the permeability and well productivity changes]. *Izvestiia Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov*, 2022, vol. 333, no. 9, pp. 148-157. DOI: 10.18799/24131830/2022/9/3640
22. Tananykhin D.S., Grigorev M.B., Korolev M.I., Stecyuk I., Farrakhov L. Effect of wire design (profile) on sand retention parameters of wire-wrapped screens for conventional production: pre-pack sand retention testing results. *Energies*, 2023, vol. 16, no. 5, pp. 1-13. DOI: 10.3390/en16052438
23. Tananykhin D.S., Grigorev M.B., Korolev M.I., Stecyuk I. An investigation into current sand control methodologies taking into account geomechanical, field and laboratory data analysis. *Resources*, 2021, vol. 10, no. 12, pp. 1-15. DOI: 10.3390/resources10120125
24. Ermolaev E.I., Efimov S.I., Piatibratov P.V., Minikhanov E.D., Dubinia N.V., Leonova A.M. Otsenka predel'nogo zaboinogo davleniia, iskliuchaiushchego razrushenie prizaboinoi zony plasta, na osnove geomekhanicheskikh issledovanii kerna [Estimation of the maximum downhole pressure, excluding the destruction of the bottom-hole zone of the formation, based on geomechanical core studies]. *Nauchnye trudy NIPI Neftegaz GNKAR*, 2023, no. S1, pp. 61-69. DOI: 10.5510/OGP2023SI100832
25. Araujo E.F., Alzate-Espinosa G.A., Arbelaez-Londono A., Pena Clavijo S., Cardona Ramirez A., Naranjo Agudelo A. Analytical prediction model of and production integrating geomechanics for open hole and cased - perforated wells. *SPE conference paper*, 2014, pp. 1-11. SPE 171107. DOI: 10.2118/171107-MS
26. Al-Awad N.J., Al-Misned O.A. Rock failure criteria: a key for predicting sand-free production rates. *Journal of the Egyptian society of engineers*, 1997, vol. 36, no. 2, pp. 53-58.
27. Kuz'min A.A., Uriman V.I., Akent'ev E.P. Otzhatie vody iz glin v kollektory v protsesse razrabotki neftegazovykh zalezhei [Squeezing water from clays into reservoirs during the development of oil and gas deposits]. *Geologiia nefti i gaza*, 1975, no. 6, pp. 40-43.

28. Dzhevanshir R.D., Aliiarov R.Iu. K otsenke proiavlenii vnutrennego vodonapornogo rezhima po geofizicheskim i gidrodinamicheskim dannym [Towards an assessment of the manifestations of the internal water-pressure regime based on geophysical and hydrodynamic data]. *Geologiia nefti i gaza*, 1985, no. 8, pp. 14-17.
29. Kozlov A.L. Klassifikatsiia rezhimov razrabotki gazovykh zalezhei [Classification of gas deposit development modes]. *Geologiia nefti i gaza*, 1979, no. 9, pp. 1-7.
30. Chierici G.L., Ciucci G.M., Sclocchi G., Terzi L. Abnormally high-pressured gas reservoirs subject to an internal water drive a numerical model study. *Proceeding of international symposium on hydrocarbon exploration and production technologies*. Paris, 1975, pp. 191-201.
31. Shagiakhmetov A.M., Tananykhin D.S., Martiushev D.A., Lekomtsev A.V. Issledovanie vliianiia temperatury na period geleobrazovaniia i prochnost' vodoizoliruiushchego sostava na osnove karboksimetiltselliulozy [Investigation of the temperature influence on the gelation and the strength of water-shutoff composition based on carboxymethyl cellulose]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2016, no. 7, pp. 96-99.
32. Kudriashova D.A., Raspopov A.V. Kompleksnaia otsenka prognoznoi effektivnosti provedeniia meropriiatii po ogranicheniiu vodopritoka sostavom na osnove sshitykh polimernykh sistem [Comprehensive assessment of the predictive effectiveness of measures to limit water inflow with a composition based on cross-linked polymer systems]. *Nedropol'zovanie*, 2022, vol. 22, no. 4, pp. 171-177. DOI: 10.15593/2712-8008/2022.4.4
33. Kaushanskii D.A., Dem'ianovskii V.B., Bakirov N.R., Bariaev S.P., Shcherbakov D.P., Shaimardanov A.R. Rezul'taty opytno-promyslovykh ispytanii tekhnologii “Temposkrin-plius” dlia ogranicheniia vodopritoka v dobyvaiushchikh skvazhinakh OOO “RN-Purneftegaz” [Field trial results of water shut-off in oil producing wells using the Temposcreen-Plus technology in RN-Purneftegas LLC]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2019, no. 6, pp. 78-82. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-6-78-82
34. Kaushanskii D.A., Bakirov N.R., Dem'ianovskii V.B. Issledovanie prochnostnykh kharakteristik kerna kak pokazatelia raspredeleniia polimerno-gelevoi sistemy “Temposkrin-plius” po ob"emu [Study of core strength characteristics as an indicator of the volume distribution of the Temposcreen-plus polymer-gel system]. *Geologiia, geofizika i razrabotka neftianykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2022, no. 4 (364), pp. 64-69. DOI: 10.33285/2413-5011-2022-4(364)-64-69
35. Alakbari F.S., Mohyaldinn M., Muhsan A., Hasan N., Ganat T. Chemical sand consolidation: from polymers to nanoparticles. *Polymers*, 2020, no. 5, pp. 1-30. DOI: 10.3390/polym12051069
36. Ahad N.A., Jami M., Tyson S. A review of experimental studies on sand screen selection for unconsolidated sandstone reservoirs. *Journal of petroleum exploration and production technology*, 2020, vol. 10 (4), pp. 1675-1688. DOI: 10.1007/s13202-019-00826-y
37. Chanpura R.A., Hodge R.M., Andrews J.S., Toffanin E.P. A review of screen selection for standalone applications and a new methodology. *SPE drilling and completion*, 2011, vol. 26, pp. 84-95. DOI: 10.2118/127931-PA
38. Pachezhertsev A.A., Erofeev A.A., Mitrushkin D.A., Tsitsorin A.I., Kaushanskii D.A., Dem'ianovskii V.B., Dmitrievskii A.N. Issledovanie izmeneniia fil'tratsionno-emkostnykh kharakteristik poristoi sredy v rezul'tate strukturirovaniia po tekhnologii “IPNG-plast 2” [Determination of porosity and permeability of a porous medium as a result of polymer structuring of disintegrated quartz sand using the IPNG-PLAST 2 technology]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2018, no. 8, pp. 52-54. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-8-52-54
39. Kaushanskii D.A., Dmitrievskii A.N., Dem'ianovskii V.B., Tsitsorin A.I. Fiziko-khimicheskie i reologicheskie svoistva sostava “IPNG-plast 2” dlia ogranicheniia vynosa mekhanicheskikh primesei v neftianykh skvazhinakh [Physicochemical and rheological properties of IPNG-PLAST 2 composition for limiting the mechanical impurities washing over in the oil wells]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2015, no. 4, pp. 84-87.
40. Fedortsov V.K., Chikirev F.A. Osobennosti protsessa razrabotki zalezhi gaza v rezhime estestvennogo istoshcheniia [Features of the process of developing a gas deposit in the natural depletion mode]. *Gornye vedomosti*, 2006, no. 6, pp. 32-53.
41. Chikirev F.A., Popov S.N. K voprosu identifikatsii rezhima ekspluatatsii gazovoi zalezhi (na primere razrabotki senomanskikh otlozhenii odnogo iz mestorozhdenii Iamalo-Nenetskogo avtonomnogo okruga) [On the problem of the operational mode identification of a gas deposit (using the example of the development of the Cenomanian deposit of one of the Yamalo-Nenets Autonomous District deposits)]. *Geologiia, geofizika i razrabotka neftianykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2025, no. 3 (399), pp. 65-77.
42. Muliak V.V., Poroshin V.D., Guliaev V.G., Marakasov B.V. Gidrokhimicheskii monitoring - innovatsionnoe napravlenie analiza i kontrolia razrabotki neftianykh mestorozhdenii [Hydrochemical monitoring - an innovative direction for analysis and control of oil fields development]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2013, no. 3, pp. 45-49.
43. Deliia S.V., Abukova L.A., Abramova O.P., Popov S.N., Vorontsova I.V., Anisimov L.A. Osobennosti vzaimodeistviia kollektorov, plastovykh i tekhnicheskikh vod pri razrabotke neftegazokondensatnogo mestorozhdeniia imeni Iu. Korchagina [Features of collectors, underground and technical waters interaction during exploitation of Yu.Korchagin oil-gas-condensate field]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2013, no. 3, pp. 18-22.
44. Deliia S.V., Abukova L.A., Abramova O.P., Anisimov L.A., Popov S.N., Vorontsova I.V. Eksperimental'noe i chislennoe modelirovanie vzaimodeistviia plastovykh i tekhnicheskikh vod pri razrabotke mestorozhdeniia imeni Iu. Korchagina [Application of experimental and numerical simulation of formation and technical water interaction while developing Yu. Korchagin oilfield]. *Geologiia, geofizika i razrabotka neftianykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2012, no. 10, pp. 34-41.
45. Arias F.J. Deliberate salinization of seawater for desalination of seawater. *Journal of energy resources technology*, 2017, no. 140 (3), pp. 1-16. DOI: 10.1115/1.4038053
46. Ng J.H., Almubarak T., Nasr-El-Din H.A. Replacing the use of freshwater: problems, solutions and applications. *Unconventional resources technology conference*, 2018, pp. 1-16. DOI: 10.15530/urtec-2018-2896321
47. Hendraningrat L., Torsater O. Understanding fluid-fluid and fluid-rock interactions in the presence of hydrophilic nanoparticles at various conditions. *SPE Asia pacific oil & gas conference and exhibition*, 2014, pp. 1-18. DOI: 10.2118/171407-MS
48. Kalwar Sh.A., Elrales Kh.A., Memon M.K., Kumar S., Abbas Gh., Mithani A.H. A new approach to ASP flooding in high saline and hard carbonate reservoirs. *International petroleum technology conference*, 2014, pp. 3-11. DOI: 10.2523/IPTC-17809-MS
49. Hosseini S.M., Kord Sh., Hashemi A., Dashti H. Mechanistic modeling of low salinity water injection under fracturing condition in carbonate reservoirs: coupled geochemical and geomechanical simulation study. *SPE Asia pacific oil & gas conference and exhibition*, 2018, pp. 1-6. DOI: 10.2118/192038-MS
50. Abukova L.A., Abramova O.P., Koshelev A.V., Li G.S. Gidrokhimicheskii kontrol' za razrabotkoi mestorozhdenii uglevodorodov v usloviiakh nizkomineralizovannykh plastovykh vod [Hydrochemical control over the development of hydrocarbon deposits in conditions of low-mineralized formation waters]. *Vestnik TsKR Rosnedra*, 2013, no. 5, pp. 2-7.
51. Koshelev A.V., Sidiacheva T.P., Li G.S., Kataeva M.A. Gidrokhimicheskii kontrol' za obvodneniem gazovykh skvazhin senomanskoi zalezhi Urengoiskogo mestorozhdeniia [Hydrochemical control of flooding of gas wells of the Cenomanian deposit of the Urengoy field]. *Geologiia, burenie, razrabotka i ekspluatatsiia gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdenii: Nauchno-tekhnicheskii sbornik*. Moscow: OOO “Gazprom ekspo”, 2010, no. 1, pp. 30-37.
52. Abukova L.A., Abramova O.P., Koshelev A.V. Stavitskii V.A., Li G.S., Kataeva M.A. Iskhodnyi sostav plastovykh vod kak osnova gidrogeokhimicheskogo kontrolia za razrabotkoi achimovskikh otlozhenii Urengoiskogo NGKM [Initial composition of formation waters as a basis for hydrogeochemical control over the development of the Achimov deposits of the Urengoy oil and gas condensate field]. *Prioritetnye napravleniia razvitiia Urengoiskogo kompleksa. Sbornik nauchnykh trudov*. Moscow: Nedra, 2013, pp. 171-180.
53. Abramova O.P., Abukova L.A., Popov S.N. Problemy povysheniia dostovernosti komp'iuternykh modelei prirodnogo i tekhnogennogo soleotlozheniia v geologicheskoi srede [Problems of increasing the reliability of computer models of natural and man-made salt deposition in the geological environment]. *Sovremennye problemy nauki i obrazovaniia*, 2011, no. 4, pp. 1-7.

Благодарности. Авторы выражают большую благодарность д.г.-м.н. Абуковой Лейле Азретовне за ценные консультации при подготовке материала настоящей статьи.

Финансирование. Статья выполнена в рамках темы госзадания «Исследование свойств нефтегазовых пластовых систем при физическом, геомеханическом и физико-химическом воздействии на трудноизвлекаемые запасы углеводородов для повышения эффективности их освоения» (FMME-2025-0010).

Конфликт интересов. Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Вклад авторов равноценен.