НОВЫЕ МЕТОДЫ И ТЕХНОЛОГИИ ИЗУЧЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СРЕДЫ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ

Оригинальная статья
УДК 622.279.23+622.279.5.001.42
EDN: FUNPWU

Влияние подъема конуса подошвенной воды на отклик кривой восстановления давления в вертикальных сеноманских газовых скважинах

Т.А. Абрамов[1] ✉, А.Ш. Аккерман[1], И.М. Индрупский[2], Р.А. Ягудин[3], А.А. Александров[3], А.Ю. Головизнин[3], Р.Р. Абзгильдин[3]
1 – ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Россия, 625048, Тюмень, ул. Максима Горького, д. 42
2 – Институт проблем нефти и газа РАН, Россия, 119333, Москва, ул. Губкина, д. 3
3 – ООО «Харампурнефтегаз», Россия, 625023, Тюмень, ул. Одесская, д. 7Б

Аннотация. *Введение.* Для минимизации рисков раннего обводнения и преждевременного выбытия скважин в процессе разработки газовых залежей с малой газонасыщенной толщиной критически важно осуществлять своевременный контроль динамики подъема газоводяного контакта. В теории снижение эффективной газонасыщенной толщины при поднятии газоводяного контакта должно обнаруживаться по результатам проведения повторных гидродинамических исследований скважин, однако примеры выявления подобных случаев на практике и в литературе встречаются достаточно редко. *Цель работы*. На основании фактических данных проведения импульсного нейтрон-нейтронного каротажа и гидродинамических исследований скважин и численного моделирования оценить влияние формирования конуса подошвенной воды на поведение кривой восстановления давления. *Материалы и методы.* Исследования методами импульсного нейтрон-нейтронного каротажа и кривой восстановления давления малоамплитудной залежи покурской свиты в сеноманских отложениях, воспроизведение полученных данных численными методами в программном обеспечении tNavigator, обработка модельных и фактических кривых восстановления давления в программном обеспечении Kappa Saphir. *Результаты.* Численное моделирование на секторной гидродинамической модели позволило оценить характерные тренды на кривой восстановления давления, изначально не выявляемые по фактическим данным из-за слабозаметных изменений производной давления в условиях замера на пределе разрешающей способности стандартных глубинных приборов. При сопоставлении с модельными расчетами удалось выявить аналогичные признаки и на фактических данных, что обосновывает возможность оперативного мониторинга подъема газоводяного контакта по данным гидродинамических исследований в случае использования высокоточных датчиков давления. *Заключение.* Подтверждены и уточнены диагностические признаки формирования конуса подошвенной воды на кривой восстановления давления в вертикальных газовых скважинах. Они представлены характерным наклонным участком производной давления, а также поэтапным вертикальным смещением графика производной вверх на повторных результатах гидродинамических исследований скважин относительно предыдущих замеров.

✉ Абрамов Тимур Алексеевич, TAAbramov@rn-gir.rosneft.ru
© Абрамов Т.А., Аккерман А.Ш., Индрупский И.М., Ягудин Р.А., Александров А.А., Головизнин А.Ю., Абзгильдин Р.Р. 2026
Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

Ключевые слова: гидродинамические исследования скважин; кривая восстановления давления; сеноманская залежь; газоводяной контакт; конус подошвенной воды

Финансирование: И.М. Индрупский выполнял работу в рамках государственного задания ИПНГ РАН (тема № 125020501405-1), для остальных соавторов источники финансирования отсутствовали.

Для цитирования: *Абрамов Т.А., Аккерман А.Ш., Индрупский И.М., Ягудин Р.А., Александров А.А., Головизнин А.Ю., Абзгильдин Р.Р.* Влияние подъема конуса подошвенной воды на отклик кривой восстановления давления в вертикальных сеноманских газовых скважинах // Актуальные проблемы нефти и газа. 2026. Т. 17, № 3. С. 356–375. EDN: FUNPWU

Введение

В процессе разработки газовых залежей с малой газонасыщенной толщиной критически важно осуществлять своевременный контроль динамики подъема газоводяного контакта (ГВК) для минимизации рисков раннего обводнения и преждевременного выбытия скважин. В теории снижение эффективной газонасыщенной толщины при поднятии ГВК должно обнаруживаться по результатам проведения повторных гидродинамических исследований скважин (ГДИ), однако примеры выявления подобных случаев на практике и в литературе встречаются достаточно редко.

Объектом исследования в работе являлась малоамплитудная залежь покурской свиты, разрез которой характеризуется наличием слабопроницаемых заглинизированных прослоев («перемычек»).

Изначально в геолого-гидродинамической модели (ГГДМ) перемычка, обладающая граничными значениями фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), рассматривалась как непроницаемый слой «неколлектора»[1]. По мере разработки залежи стали обнаруживаться различные косвенные признаки дренирования нижнего циклита через перемычку. В том числе такие признаки были выявлены по данным ГДИ и обоснованы результатами численного моделирования, представленными в работах [1, 2].

При проектировании полномасштабной разработки залежи наличие подошвенной воды определило задачу обеспечения максимальной длительности периода безводной эксплуатации, что должно было быть достигнуто за счет бурения горизонтальных скважин (ГС) в верхний циклит [1, 3]. Предполагалось, что непроницаемая перемычка будет служить барьером для продвижения воды к забоям добывающих скважин. Охват дренированием нижнего циклита должен был происходить через «окна слияния» первого и второго циклита в зонах с отсутствующей перемычкой. Факт проницаемого характера перемычки несет за собой необходимость пересмотра представлений о темпах охвата дренированием по разрезу, а также требует более детального изучения динамики подъема ГВК в процессе разработки. Эта информация, в свою очередь, необходима как для корректировки прогнозных показателей, так и для пересмотра стратегии разработки в целом с целью предупреждения раннего обводнения скважин и сохранения проектных уровней добычи [4, 5].

[1] Под «неколлектором» в контексте статьи понимается некондиционный коллектор с точки зрения принятого для рассматриваемого объекта граничного значения пористости. При этом из-за разброса фактических значений ФЕС относительно используемых петрофизических зависимостей в такую категорию попал определенный объем пропластков с достаточно высокой проницаемостью.

В связи с этим особую важность представляет оценка распределения фильтрационных свойств по разрезу, а также своевременное выявление и мониторинг формирования конуса подошвенной воды. Очевидно, что особая роль в этих исследованиях должна отводиться гидродинамическим методам.

На части кустовых площадок рассматриваемой залежи пробурены вертикальные скважины (ВС), забои которых располагаются по центру от разведения горизонтальных скважин (ГС). Основной целью бурения ВС был контроль динамики пластового давления в верхнем или нижнем циклитах путем перфорации в соответствующем интервале, а также динамики подъема ГВК. По мере их эксплуатации производится регулярный мониторинг продвижения ГВК с помощью промыслово-геофизических исследований (ПГИ) с записью импульсного нейтрон-нейтронного каротажа (ИННК).

Наличие постоянно обновляющихся данных о динамике ГВК, а также о геологическом строении разреза является важным преимуществом вертикальных скважин по сравнению с горизонтальными. Это определяет приоритет исследования ВС на первоначальном этапе изучения обозначенных выше особенностей дренирования пласта.

Стоит также отметить, что в настоящее время имеется аналогичная проблема эксплуатации скважин в условиях сниженных газонасыщенных толщин и близости подошвенной воды для «традиционных» сеноманских газовых залежей. Текущий этап их разработки связан с охватом дренированием периферийных частей за счет активного забуривания боковых горизонтальных стволов [6–8]. В связи с этим фактом рассматриваемые в данной работе вопросы являются актуальными и для залежей с высокими начальными газонасыщенными толщинами.

Целью работы является оценка влияния формирования конуса подошвенной воды на поведение кривой восстановления давления (КВД) путем комплексного анализа фактических данных проведения ИННК и ГДИ и численного моделирования.

Материалы и методы

В данной работе рассматривается малоамплитудная залежь покурской свиты (ПК1) в сеноманских отложениях. Пласт ПК1 характеризуется слоистым строением, где слабопроницаемые заглинизированные прослои служат естественным барьером между двумя циклитами: верхним (ПК1-1) и нижним (ПК1-2). Нижний циклит характеризуется наличием пластовой воды.

Исходя из литературных данных по особенностям ГДИ в скважинах с активной подошвенной водой[2] [9, 10], предполагалось, что для ВС, вскрывших нижний циклит, наличие аквифера может оказать влияние на КВД в виде границы постоянного давления. На конечном участке диагностического графика КВД ожидалось снижение производной давления, свидетельствующее о достижении зоны подпитки в подошве пласта. Однако такое поведение не обнаружилось по результатам выполненного комплекса ГДИ [1]. В свою очередь, активность аквифера проявилась по данным ИННК, согласно которым на различных участках залежи отмечались зоны локального подъема подошвенной воды.

[2] *Houzé O., Viturat D., Fjaere O.S.,* et al. Dynamic Data Analysis, v5.42. Paris: Kappa Engineering, 2021. 776 p.

Отсутствие влияния активности аквифера на КВД в скважинах, находящихся в зоне локального подъема ГВК, объясняется сложным механизмом его проявления [10]. Период проведения ГДИ является относительно кратковременным в масштабе разработки месторождения, поэтому в зависимости от степени активности аквифера его влияние на КВД возможно по трем вариантам:

1) граница постоянного давления;

2) непроницаемая граница – «подошва» для газонасыщенной части залежи;

3) некоторое промежуточное состояние между непроницаемой границей и границей постоянного давления.

Как отмечено в [10], в последнем случае анализ КВД требует численного моделирования, так как учет динамики подъема ГВК в процессе работы скважины и его влияния на восстановление давления выходит за рамки стандартных аналитических моделей. В работе воспроизведение полученных данных численными методами выполнялось в программном обеспечении tNavigator, обработка модельных и фактических кривых восстановления давления – в программном обеспечении Kappa Saphir.

Примером проявления аквифера средней интенсивности с формированием конуса подошвенной воды могут служить результаты исследований, представленные в работе [11] (рис. 1). Из рисунка видно, что при сопоставлении КВД на кривой 2014 г. отмечается более высокое положение горизонтального участка производной относительно предыдущих замеров. Данный факт объясняется снижением гидропроводности kh/μ (или ее частного параметра – проводимости пласта kh) вследствие уменьшения эффективной газонасыщенной толщины по мере роста конуса, что подтверждается данными ПГИ. Таким образом, явная работа аквифера отразилась на КВД не как граница постоянного давления, а как снижение эффективной толщины.

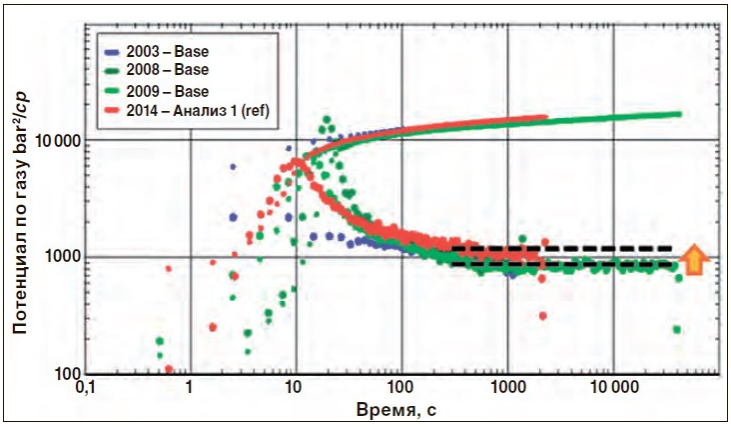


Рис. 1. Сопоставление диагностических графиков кривых восстановления давления, отображающее изменение положения газоводяного контакта

Fig. 1. Comparison of diagnostic plots of pressure buildup depicting the change of gas–water contact level

Источник / Source: [11]

В то же время следует отметить, что пример из работы [11] характеризуется незначительным смещением производной. Данный признак не всегда может быть однозначно идентифицирован при интерпретации, либо может быть списан на погрешность замера дебитов перед остановкой скважины. Поэтому при получении такого отклика на практике особенно важной становится его верификация с помощью численного моделирования. Она должна включать воспроизведение темпов подъема конуса подошвенной воды по данным ПГИ и анализ его влияния на поведение КВД на различные периоды исследования. Использование численного моделирования также позволяет учесть геологические особенности пласта, определяющие проявление сложных фильтрационных потоков на КВД. Данное обстоятельство имеет особую важность для рассматриваемой залежи, как показано на примере ряда скважин в работе [2].

Также необходимо учитывать, что активность аквифера может отражаться не только в виде эффекта влияния границ пласта. Так, в работе [12] на примере ГС, вскрывающей водоплавающую залежь с высоковязкой нефтью, показано, что до момента прорыва конуса подошвенной воды к забою добывающей скважины его влияние может проявиться на КВД в виде крайне высокого значения скин-фактора, обычно характерного для неполного вскрытия перфорацией продуктивной толщины.

В данной работе влияние подъема ГВК рассматривается на примере вертикальной скважины XX2. Формирование конуса подошвенной воды в ней было выявлено спустя ~3 года эксплуатации. Примерно в эти же сроки с целью поддержания уровней добычи на данной скважине, изначально вскрывавшей нижний циклит, было произведено приобщение («дострел») верхнего продуктивного интервала. Как и в случае со скважиной XX5, описанном в работе [2], после дострела не произошло увеличения проводимости пласта *kh*. Наглядным подтверждением данного факта является сопоставление диагностических графиков КВД до и после дострела, представленное на рис. 2.

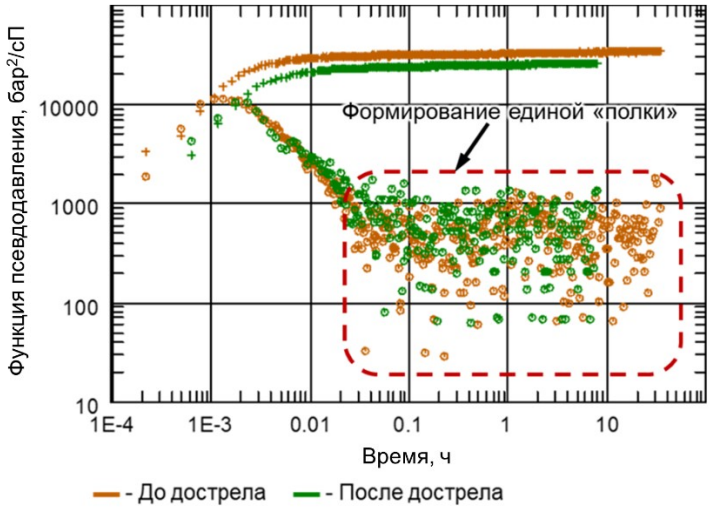


Рис. 2. Сопоставление диагностических графиков кривых восстановления давления до и после дострела по скв. XX2

Fig. 2. Comparison of diagnostic plots of pressure buildup before and after additional perforation in the well XX2

Несмотря на характерную для сеноманских скважин зашумленность данных, в период доминирования радиального режима (примерно с 0,04 ч замера) по производным обеих КВД угадывается тренд формирования горизонтального участка («полки»). В период замера второй КВД подъем ГВК оценивался равным 5 м, однако это не отразилось в виде смещения «полки» производной, аналогичного представленному на рис. 1.

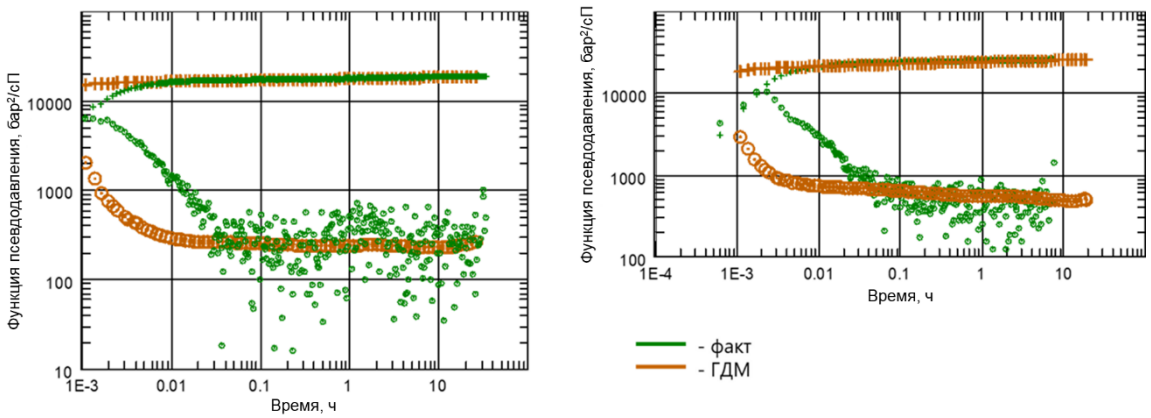
Для дальнейшего анализа использована комплексная методика работы [2], базирующаяся на сопоставительном анализе откликов КВД до и после дострела и их численном моделировании с учетом послойного распределения свойств коллектора и «неколлектора» (перемычки) согласно результатам интерпретации геофизических исследований скважин (РИГИС). На начальном этапе расчетов проницаемость слоев коллектора задается по данным РИГИС, «неколлектора» – 1–10 мД. Предшествующие расчеты показали, что для рассматриваемого пласта воспроизвести фактический отклик КВД, в основном, удается за счет подбора проницаемости «неколлектора». При этом по большей части слоев коллектора сохраняется соответствие между данными ГДИ и РИГИС.

Как известно, оценка проницаемости геофизическими методами носит косвенный характер, поскольку она основана на корреляционных петрофизических зависимостях [13–15] и соответствует малому радиусу исследования [16]. В отличие от геофизических исследований скважин (ГИС), гидродинамические методы позволяют оценить проницаемость непосредственно по отклику давления на фильтрационные процессы, протекающие в пласте [17–19]. Вместе с тем, рассматриваемая слоистая модель коллектора вносит существенную неопределенность, связанную с корректностью вычленения проницаемости для каждого интервала из общего интегрального значения kh [20, 21]. Отсюда полученная согласованность РИГИС с данными ГДИ подтверждает взаимную корректность оценок, рассчитанных двумя независимыми методами, и обоснованность методики.

Воспроизведение отклика КВД и динамики подъема ГВК в скважине ХХ2 было выполнено путем построения секторной гидродинамической модели (ГДМ). Модель учитывала фактическую работу всех скважин в пределах куста, куда помимо скважины ХХ2 были включены также четыре соседних горизонтальных скважины. Скважина ХХ2 расположена в центре сектора, в направлении от границ модели до центра реализовано логарифмическое сгущение сетки. Настройка ГДМ производилась в несколько этапов. На первом этапе воссоздавался отклик КВД до проведения дострела. На втором – проводилась верификация полученной модели по результатам ГДИ после приобщения дополнительного интервала. Конечный этап был связан с адаптацией на темпы снижения пластового давления и подъема ГВК в скважине ХХ2.

Результаты

Итоговые результаты настройки на КВД до и после дострела (с учетом адаптации модели на темпы подъема ГВК) представлены на рис. 3а и 3б соответственно. Как видно, обе модельные кривые достаточно точно описывают фактическое поведение давления за пределами периода влияния ствола скважины (ВСС).



а/a б/b

Рис. 3. Сопоставление фактических и модельных диагностических графиков кривой восстановления давления скв. XX2: а – до дострела; б – после дострела

Fig. 3. Comparison of actual and model diagnostic plots of pressure buildup for the well XX2:
a – before additional perforation; b – after additional perforation

При этом сопоставление с модельными кривыми позволяет выявить на фактических данных характерные тренды, которые не были отчетливыми при первичном анализе по причине зашумленности. На рис. 4 представлены увеличенные фрагменты графиков производных КВД из рис. 3.

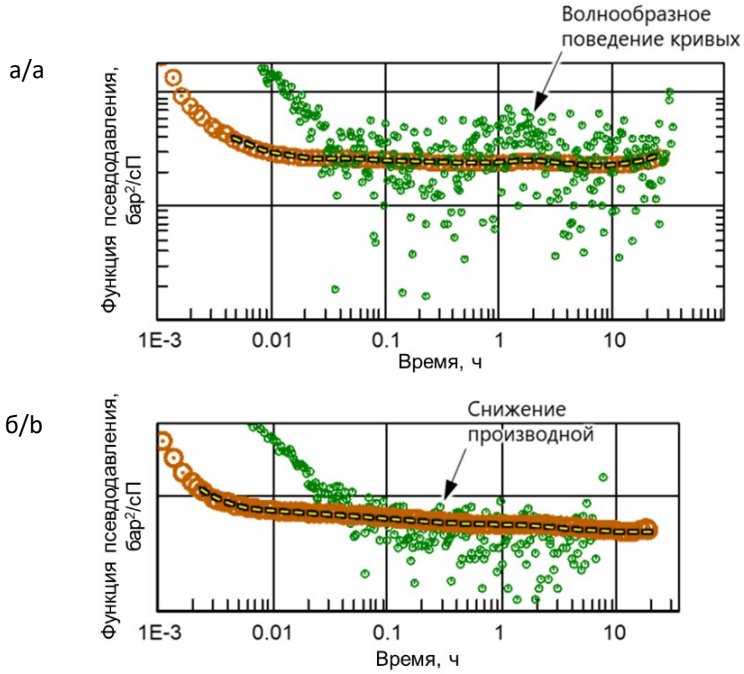


Рис. 4. Увеличенные фрагменты графиков производной кривой восстановления давления:
а – до дострела; б – после дострела

Fig. 4. Enlarged fragments of pressure buildup derivative plots:
a – before additional perforation; b – after additional perforation

При детальном рассмотрении на модельной производной КВД до проведения дострела (см. рис. 4а) удается идентифицировать волнообразное поведение, вызванное межпластовыми перетоками в процессе массообмена между высокопроницаемыми слоями через интервалы «неколлектора». При совместном рассмотрении с моделью волнообразный тренд (с более высокой амплитудой) угадывается и на зашумленных фактических данных. Подобное поведение практически отсутствует на модельной кривой после дострела, где отмечается снижение производной. Снижение также проявляется на фактических данных при их сопоставлении с моделью (см. рис. 4б). Причиной подобного поведения является подтягивание конуса подошвенной воды, которое подробнее будет рассмотрено ниже.

На рис. 5 представлено распределение проницаемости по разрезу по результатам адаптации ГДМ с пронумерованными пропластками. В табл. 1 сопоставлены свойства пропластков по РИГИС и ГДМ. Как видно, по результатам адаптации по основной части пропластков коллектора проницаемость осталась без изменения. В то же время для 4-го, 6-го и 8-го интервалов «неколлектора» потребовалось задать достаточно высокую проницаемость $k = 50$ мД. Однако следует отметить, что такие значения проницаемости (а также и существенно более высокие) встречаются и для керновых образцов, отнесенных по результатам петрофизических исследований к «неколлектору». Это указывает на то, что полученные результаты в целом не противоречат принятой петрофизической модели. Вместе с тем, помимо латеральной проницаемости, важен и коэффициент ее вертикальной анизотропии *kz/kr*. Для всех интервалов коллектора *kz/kr* принят равным 0,5. Для «неколлектора» его значение задавалось согласно петрофизической зависимости от латеральной проницаемости, полученной по керновым исследованиям для заглинизированных низкопроницаемых интервалов.

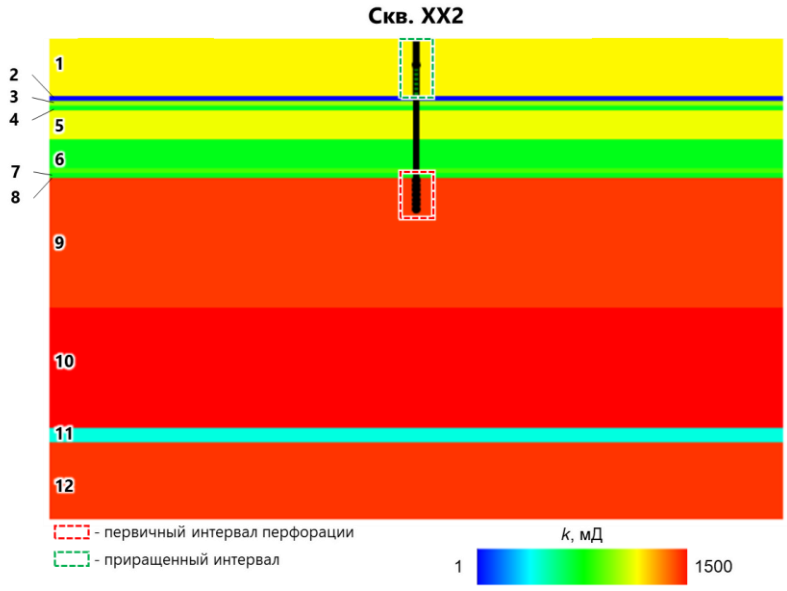


Рис. 5. Графическое представление распределения проницаемости по разрезу

Fig. 5. Graphical representation of cross-sectional permeability distribution

Табл. 1. Параметры пропластков по результатам интерпретации геофизических исследований скважин и гидродинамической модели

Table 1. Layer parameters based on well logging results and reservoir simulation model

№ п/п	Тип	Насыщение ГИС / ГДМ	*h*, м	*k* ГИС, мД	*k* ГДМ, мД	Δ *k*, мД	*δ k*, %	*kh* ГДМ, мД·м
1	коллектор	газ / газ	6,1	1110	500	-610	-55	3050
2	«неколлектор»	- / газ	0,7	-	1	-	-	0.7
3	коллектор	газ / газ	0,7	217	217	0	0	151,9
4	«неколлектор»	- / газ	0,4	-	50	-	-	20
5	коллектор	газ / газ	2,7	422	422	0	0	1139,4
6	«неколлектор»	- / газ	3,1	-	50	-	-	155
7	коллектор	газ / газ	0,6	105	105	0	0	63
8	«неколлектор»	- / газ	0,3	-	50	-	-	15
9	коллектор	газ / газ	13,4	2341	2341	0	0	31 369,4
10	коллектор	вода / вода	12,4	3711	3711	0	0	46 016,4
11	«неколлектор»	- / вода	1,3	-	10	-	-	13
12	коллектор	вода / вода	8	2440	2440	0	0	19 520

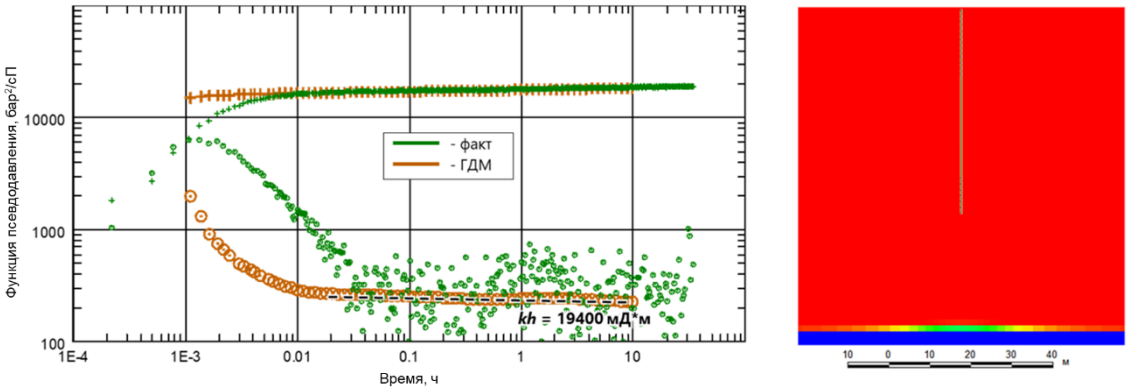
Вместе с тем, необходимо обратить внимание на одно отклонение от общих тенденций. В ходе адаптации проницаемость для интервала 1 пришлось занизить почти в два раза, а следующему слою «неколлектора» задать заниженное относительно других «неколлекторов» значение $k = 1$ мД. Данная корректировка была вызвана необходимостью настройки на первичную КВД и явилась объяснением отсутствия видимых различий в поведении производной после проведения дострела. Так, по данным табл. 1, суммарная величина *kh* по первым двум пропласткам составляет менее 10 % от общего значения по газонасыщенной части разреза, непосредственно охваченной дренированием.

С учетом уже полученного распределения фильтрационных свойств по разрезу, адаптация на темпы снижения пластового давления и подъема ГВК проводилась только путем подбора размеров сектора и активности аквифера. При этом достичь удовлетворительной настройки удалось за достаточно малое количество итераций, что также подтверждает адекватность полученных параметров модели.

Финальный этап моделирования заключался в сопоставлении модельных и фактических откликов КВД, представленных на одну дату замера, с динамикой подъема конуса подошвенной воды.

Обсуждение

На рис. 6а представлено сопоставление диагностических графиков модельной и фактической КВД на начальный период отработки скважины. На рис. 6б приведен разрез вдоль скважины ХХ2 по кубу водонасыщенности из ГДМ. Конус подошвенной воды в этот период в явном виде не обнаруживается, но имеются незначительные изменения насыщенности в ближайших от ГВК ячейках. Вертикальное положение «полки» на производной модельной КВД определяет величину *kh* равной 19 400 мД·м. Это значение близко к точному интегральному значению 19 520 мД·м для распределения проницаемости в адаптированной модели (см. табл. 1). Погрешность составляет менее 1 % и связана с особенностями визуальной оценки положения «полки» на производной КВД.

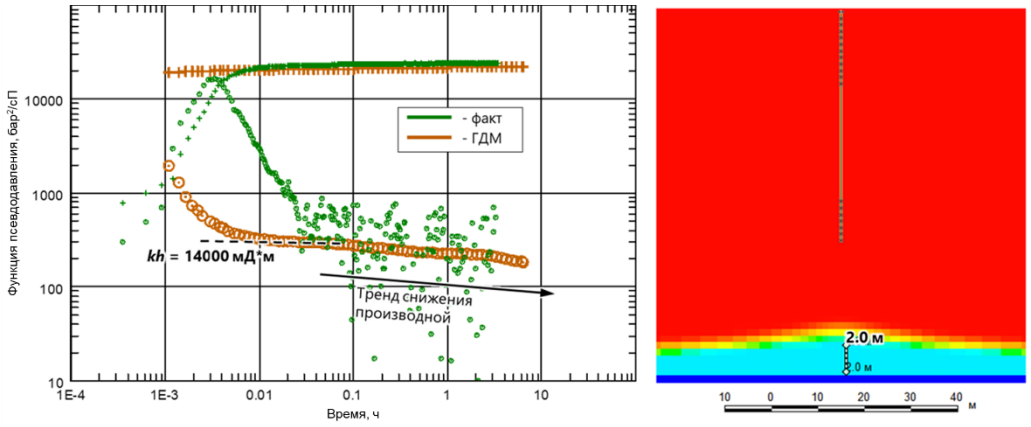


а/a б/b

Рис. 6. Результаты расчета кривой восстановления давления
в гидродинамической модели в начальный период времени:
а – сопоставление модельного и фактического диагностических графиков кривой восстановления давления;
б – разрез вдоль скважины XX2 по кубу водонасыщенности в гидродинамической модели

Fig. 6. Pressure buildup simulation results at initial time period:
a – comparison of model and actual diagnostic plots of pressure buildup;
b – cross-section of reservoir simulation model along the well XX2 with water saturation distribution

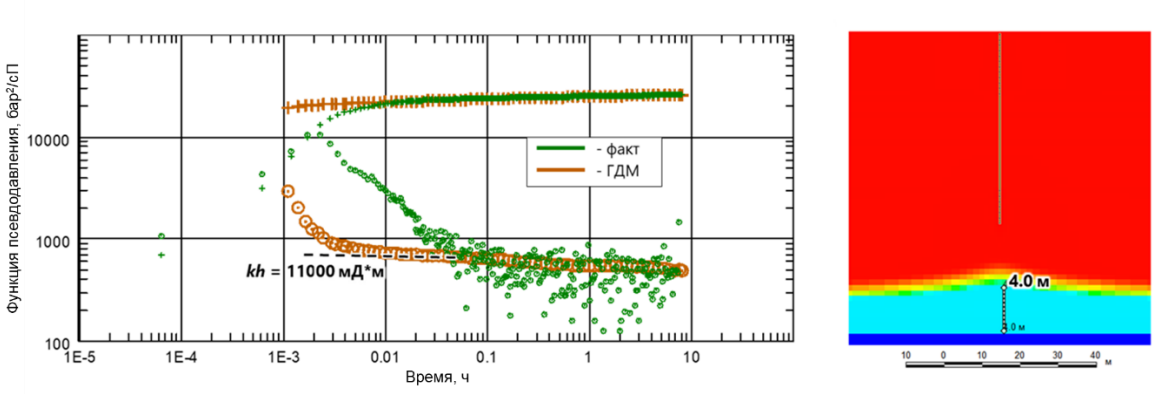
На рис. 7а, 8а и 9а представлено сопоставление модельных и фактических КВД на различные периоды подъема ГВК. На рис. 7б, 8б и 9б приведены разрезы вдоль скважины XX2 по кубу водонасыщенности в ГДМ на моменты остановки скважины для записи КВД с отмеченной высотой сформированного конуса подошвенной воды относительно начального положения ГВК.



а/a б/b

Рис. 7. Результаты расчета кривой восстановления давления в гидродинамической модели
на момент подъема конуса подошвенной воды на 2 м:
а – сопоставление модельного и фактического диагностических графиков кривой восстановления давления;
б – разрез вдоль скважины XX2 по кубу водонасыщенности в гидродинамической модели

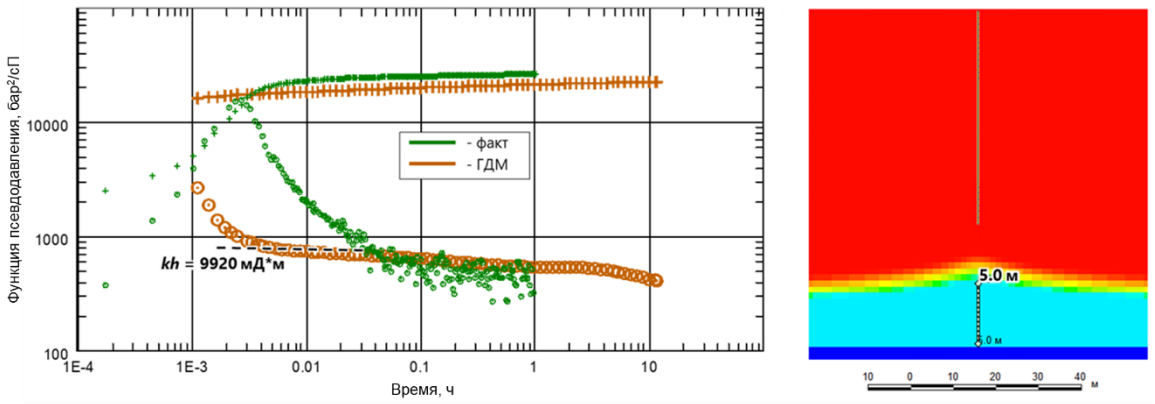
Fig. 7. Pressure buildup simulation results at the moment the water cone moved up by 2 m:
a – comparison of model and actual diagnostic plots of pressure buildup;
b – cross-section of reservoir simulation model along the well XX2 with water saturation distribution



а/a б/b

Рис. 8. Результаты расчета кривой восстановления давления в гидродинамической модели на момент подъема конуса подошвенной воды на 4 м:
а – сопоставление модельного и фактического диагностических графиков кривой восстановления давления;
б – разрез вдоль скважины XX2 по кубу водонасыщенности в гидродинамической модели

Fig. 8. Pressure buildup simulation results at the moment the water cone moved up by 4 m:
a – comparison of model and actual diagnostic plots of pressure buildup;
b – cross-section of reservoir simulation model along the well XX2 with water saturation distribution



а/a б/b

Рис. 9. Результаты расчета кривой восстановления давления в гидродинамической модели на момент подъема конуса подошвенной воды на 5 м:
а – сопоставление модельного и фактического диагностических графиков кривой восстановления давления;
б – разрез вдоль скважины XX2 по кубу водонасыщенности в гидродинамической модели

Fig. 9. Pressure buildup simulation results at the moment the water cone moved up by 5 m:
a – comparison of model and actual diagnostic plots of pressure buildup;
b – cross-section of reservoir simulation model along the well XX2 with water saturation distribution

В модели подъем конуса подошвенной воды оценивался по зоне с максимальной водонасыщенностью $S_w = 0{,}81$ (голубая зона на рис. 7–9), соответствующей остаточной насыщенности газом. Как видно из этих рисунков, размер переходной желто-зеленой зоны с промежуточными значениями насыщенности является незначительным относительно голубой зоны остаточной газонасыщенности. Исходя из этого предполагалось, что по данным ИННК текущий подъем конуса подошвенной воды выявляется именно по зоне максимальной водонасыщенности.

Как и для рис. 4, сопоставление модельных данных с фактическими кривыми позволило выявить ранее не заметные особенности. На рис. 7а представлена повторная КВД спустя 4 месяца отработки, подъем конуса подошвенной воды согласно данным ГДМ составил 2 м (см. рис. 7б). На модельной КВД данный факт отразился в виде снижения *kh* в начальный период замера до значения 14 000 мД·м с последующим формированием наклонного тренда снижения производной. Данный тренд визуально показывает достаточно хорошее соответствие облаку точек фактической производной, несмотря на ее зашумленность. Следует отметить, что период максимального снижения *kh* на модельной кривой отображает уменьшение эффективных толщин в ближайшей от ствола скважины зоне. На фактической КВД данный период скрыт ВСС, который заканчивается приблизительно на 0,3 ч замера. Выход производной на устойчивый тренд снижения, наблюдаемый на 0,1 ч, соответствует радиусу условного влияния около 60 м. На этом расстоянии подъем конуса подошвенной воды по данным модели оценивается равным 1 м. На конец замера фактической КВД модельная кривая формирует «полку», положение которой практически соответствует начальному *kh*. Радиус условного влияния на этот момент времени составляет порядка 250 м, что соответствует минимальному подъему конуса – 0,5 м.

Таким образом, благодаря модельным данным становятся очевидными признаки формирования конуса подошвенной воды на фактической КВД, которые было невозможно выявить при первичном анализе. Также, помимо указанного в работе [11] снижения *kh*, модельная КВД демонстрирует еще один характерный отклик в виде формирования наклонного участка производной. Он указывает на постепенный рост эффективных газонасыщенных толщин по мере удаления условного радиуса распространения возмущения от скважины, что определяется геометрическими особенностями конуса.

При дальнейших ГДИ, когда подъем конуса подошвенной воды последовательно составил 4 и 5 м (см. рис. 8 и 9 соответственно), корреляция между фактической и модельной КВД становится более явной. Представленная на рис. 8 КВД была записана после дострела и частично рассмотрена ранее. Видно, что подъем конуса также отражается на кажущейся величине *kh* на начальном участке модельных кривых. Так, на момент подъема ГВК на 4 м *kh* «ближней зоны» снизился до значения 11 000 мД, на момент подъема на 5 м – до 9920 мД. На всех фактических кривых начальный период скрыт маскирующим влиянием ствола скважины. Несмотря на это, начиная примерно с 0,03 ч на фактических производных отчетливо наблюдается тренд снижения при наложении на модельные отклики. Данный факт не был столь очевиден при первичном рассмотрении каждой фактической КВД в отдельности, что наглядно отображает примеры по КВД до и после дострела (см. рис. 2).

Отмеченное выше формирование желто-зеленой переходной зоны на рис. 7–9 может иметь некоторое дополнительное влияние на интегральное снижение *kh*. Однако небольшая ее протяженность по модельным данным определяет непринципиальный вклад данного фактора. Поэтому факт успешной настройки модели на данные КВД позволяет сделать вывод о корректности воспроизведения процесса конусообразования.

На рис. 10 представлено сопоставление модельных КВД на различные этапы формирования конуса подошвенной воды, которое позволяет наиболее наглядно отследить динамику изменения КВД по мере его роста. Как видно, несмотря на очевидные признаки изменения в поведении давления, их проявление характеризуется малой амплитудой вертикального смещения производной и небольшим наклоном тренда. Такое поведение является дополнительным подтверждением сложности диагностирования подъема конуса по КВД в случае получения зашумленных данных замера давления.

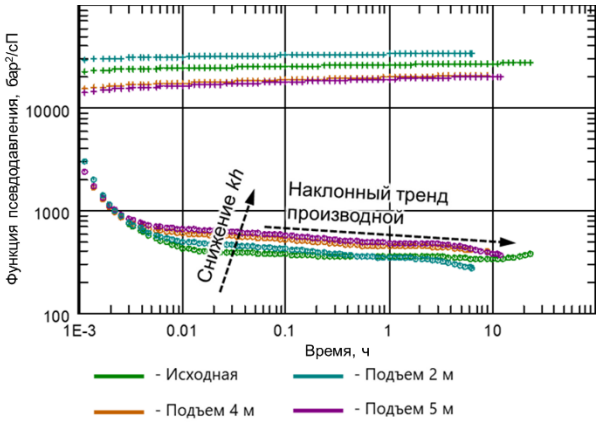


Рис. 10. Сопоставление диагностических графиков модельных кривых восстановления давления

Fig. 10. Comparison of diagnostic plots of model pressure buildup

Таким образом, результаты моделирования показали, что подъем конуса подошвенной воды имеет свои диагностические признаки на повторных КВД, и они находили свое отражение на фактических замерах. Вместе с тем, без сравнения с результатами численного моделирования эти тренды являются практически неразличимыми в формирующемся облаке точек.

Выполненные исследования с привлечением ГДМ и междисциплинарного анализа показывают принципиальную возможность использования результатов повторных ГДИ для контроля динамики подъема ГВК и дренирования запасов газа. Применение высокоточных датчиков позволит существенно снизить возникающие неопределенности и напрямую использовать данные ГДИ как диагностический инструмент для оперативного анализа динамики конусообразования.

Заключение

Полученные результаты расширяют возможности применения комплексной методики гидродинамического контроля разработки, являющейся эффективным способом изучения особенностей дренирования маломощных газовых залежей. На примере малоамплитудной залежи в пласте покурской свиты (ПК1) использованием секторной ГДМ, ее детальной настройки на фактические данные ГДИ и сопоставления с данными ИННК подтверждены и уточнены диагностические признаки подъема конуса подошвенной воды на повторных КВД. Показана возможность с высокой степенью точности контролировать темп подъема конуса по повторным ГДИ в вертикальной газовой скважине.

Диагностическим признаком формирования конуса подошвенной воды на КВД в вертикальной скважине является уменьшение газонасыщенных толщин и снижение проводимости пласта в прискважинной зоне. Это отображается на диагностическом графике повторных КВД в виде подъема производной давления выше ее положения на первоначальной кривой, с дальнейшим трендом снижения до исходной «полки».

Вклад авторов

Т.А. Абрамов – формальный анализ, проведение исследования, концептуализация, визуализация, создание черновика рукописи.

А.Ш. Аккерман – формальный анализ, проведение исследования, визуализация, создание черновика рукописи.

И.М. Индрупский – концептуализация, методология, создание рукописи и ее редактирование.

Р.А. Ягудин – администрирование проекта, концептуализация, методология, руководство исследованием, создание рукописи и ее редактирование.

А.А. Александров – концептуализация, формальный анализ, создание рукописи и ее редактирование.

А.Ю. Головизнин – методология, формальный анализ.

Р.Р. Абзгильдин – руководство исследованием, формальный анализ.

Все авторы одобрили окончательную версию публикации.

Конфликт интересов

И.М. Индрупский является членом редколлегии журнала «Актуальные проблемы нефти и газа».

Использование искусственного интеллекта

Инструменты искусственного интеллекта не использовались при подготовке данной рукописи.

Список источников

1. *Аккерман А.Ш.* Проблематика гидродинамических исследований сеноманских скважин в условиях наличия проницаемой перемычки // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 8(101). С. 70–74. https://doi.org/10.24412/2076-6785-2023-8-70-74

2. *Абрамов Т.А., Аккерман А.Ш., Александров А.А.* и др. Анализ гидродинамических исследований маломощной сеноманской газовой залежи при наличии проницаемой глинистой перемычки // Актуальные проблемы нефти и газа. 2024. Т. 15, № 4. С. 381–400. https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-4.art5

3. *Орлов А.Ю., Шехонин Р.С., Кунаккужин И.А.* и др. Накопленный опыт планирования и геологического сопровождения бурения горизонтальных скважин в сеноманских отложениях Харампурского месторождения // Нефтепромысловое дело. 2019. № 11(611). С. 5–14. https://doi.org/10.30713/0207-2351-2019-11(611)-5-14

4. *Дубив И.Б., Курин К.К., Фирулев Н.С., Инякин В.В.* Опыт автоматизации процесса адаптации положения газоводяного контакта сеноманской залежи Юбилейного месторождения // Газовая промышленность. 2023. № 7(851). С. 16–25. EDN: AJCFOE

5. *Супрун А.Н., Кунаккужин И.А., Гарифуллин А.Р.* и др. Геохимический анализ воды как инструмент прогнозирования газоводяного контакта // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 7(92). С. 88–92. https://doi.org/10.24412/2076-6785-2022-7-88-92

6. *Корякин А.Ю., Сопнев Т.В., Юнусов А.А.* и др. Определение граничных критериев эффективности восстановления продуктивности сеноманских газовых скважин зарезкой боковых стволов на Уренгойском и Северо-Уренгойском месторождениях // Газовая промышленность. 2025. № 5(881). С. 54–61. EDN: UAJFGF

7. *Сафронов М.Ю., Абзалов А.А., Кондратьев К.И.* и др. Метод обоснования целевого объекта для строительства бокового ствола в условиях эксплуатации многопластового месторождения // Нефть. Газ. Новации. 2025. № 10(299). С. 76–84. EDN: FOBYUH

8. *Сопнев Т.В., Бригадиренко С.В., Юнусов А.А.* и др. Комплекс решений по повышению эффективности управления разработкой Песцовой площади Уренгойского НГКМ // Нефть. Газ. Новации. 2025. № 11(300). С. 77–82. EDN: CZBUWT

9. *Bourdet D.* Well Test Analysis: The Use of Advanced Interpretation Models. Amsterdam: Elsevier, 2002. 426 p.

10. Transient Well Testing / Ed. by M.M. Kamal. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers, 2009. 849 p. https://doi.org/10.2118/9781555631413

11. *Чепкасова Е.В.* Диагностирование перемещения газоводяного контакта с помощью результатов газодинамических исследований скважин // Газовая промышленность. 2017. № 5(752). С. 42–45. EDN: YZBHSJ

12. *Кричевский В.М., Каешков И.С., Гайнутдинова Л.И.* Ранняя диагностика конусообразования на водоплавающих залежах с высоковязкими нефтями с помощью мониторинга скин-фактора горизонтальных скважин // PROнефть. Профессионально о нефти. 2025. Т. 10, № 4(38). С. 66–76. EDN: MAFGEA

13. *Выговский Т.В., Выговский С.В.* Фильтрационно-емкостные свойства пород туронского возраста Русско-Часельского мегавала // Нефтяное хозяйство. 2026. № 1. С. 24–29. https://doi.org/10.24887/0028-2448-2026-1-24-29

14. *Добрыдень С.В., Туренко С.К., Семёнова Т.В.* Прогноз проницаемости в терригенно-карбонатном разрезе с учетом литологической принадлежности горных пород // Нефтяное хозяйство. 2025. № 2. С. 6–10. https://doi.org/10.24887/0028-2448-2025-2-6-10

15. *Кучурина О.Е., Мастин А.В., Воронина А.Н.* и др. Типизация терригенного разреза высокой степени неоднородности для прогноза петрофизических свойств на примере отложений нижней подсвиты покурской свиты // Нефтяное хозяйство. 2025. № 3. С. 20–24. https://doi.org/10.24887/0028-2448-2025-3-20-24

16. *Орехов А.Н., Амани М.М.М.* Возможности геофизических методов для прогнозирования трещиноватости коллекторов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2019. Т. 330, № 6. С. 198–209. https://doi.org/10.18799/24131830/2019/6/2140

17. *Кременецкий М.И., Никонорова А.Н., Бахмутов А.В.* и др. Гидродинамический контроль производительности горизонтальных скважин с большим количеством стадий ГРП, вскрывающих слабо дренируемые низкопроницаемые коллекторы // Экспозиция Нефть Газ. 2025. № 1. С. 46–54 https://doi.org/10.24412/2076-6785-2025-1-46-54

18. *Gao Y., Jiang R., Xu X.,* et al. The pressure buildup well test analysis considering stress sensitivity effect for deepwater composite gas reservoir with high temperature and pressure // Geofluids. 2021. Vol. 2021. P. 5054246. https://doi.org/10.1155/2021/5054246

19. *Кременецкий М.И., Ипатов А.И.* Применение промыслово-геофизического контроля для оптимизации разработки месторождений нефти и газа: В 2 т. Т. 1. Основы гидродинамико-геофизического контроля разработки и мониторинга добычи. М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2020. 676 с.

20. *Davarpanah A., Mirshekari B., Jafari Behbahani T., Hemmati M.* Integrated production logging tools approach for convenient experimental individual layer permeability measurements in a multi-layered fractured reservoir // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. 2018. Vol. 8, No. 3. P. 743–751. https://doi.org/10.1007/s13202-017-0422-3

21. *Кременецкий М.И., Ипатов А.И.* Применение промыслово-геофизического контроля для оптимизации разработки месторождений нефти и газа: В 2 т. Т. 2. Роль гидродинамико-геофизического мониторинга в управлении разработкой. М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2020. 756 с.

Информация об авторах

Тимур Алексеевич Абрамов – руководитель группы, ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия; SPIN-код: 5671-4440, https://orcid.org/0009-0003-5766-9565; e-mail: TAAbramov@rn-gir.rosneft.ru

Анель Шалхаровна Аккерман – главный специалист, ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия; SPIN-код: 9263-3531, https://orcid.org/0009-0004-2534-8510; e-mail: ASh_Akkerman@rn-gir.rosneft.ru

Илья Михайлович Индрупский – д-р техн. наук, профессор РАН, заместитель директора по научной работе, главный научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия; SPIN-код: 3003-9701, https://orcid.org/0000-0002-0038-6279; e-mail: i-ind@ipng.ru

Радик Аслямович Ягудин – канд. техн. наук, главный геолог, ООО «Харампурнефтегаз», Тюмень, Россия; https://orcid.org/0009-0000-5842-586X; e-mail: YagudinRA@kharampurneftegaz.ru

Александр Александрович Александров – начальник отдела, ООО «Харампурнефтегаз», Тюмень, Россия; https://orcid.org/0009-0005-1491-1571; e-mail: AleksandrovAA@kharampurneftegaz.ru

Антон Юрьевич Головизнин – начальник отдела, ООО «Харампурнефтегаз», Тюмень, Россия; https://orcid.org/0009-0006-4246-1245; e-mail: GolovizninAYu@kharampurneftegaz.ru

Рустам Ринатович Абзгильдин – начальник отдела, ООО «Харампурнефтегаз», Тюмень, Россия; https://orcid.org/0009-0009-7721-537X; e-mail: AbzgildinRR@kharampurneftegaz.ru

Поступила в редакцию 06.05.2026
Принята к публикации 12.08.2026

NEW METHODS AND TECHNOLOGIES OF STUDYING THE GEOLOGICAL ENVIRONMENT OF OIL AND GAS BASINS

Original article

Influence of water coning on pressure buildup response in vertical Cenomanian gas wells

Timur A. Abramov[1] ✉, Anel Sh. Akkerman[1], Ilya M. Indrupskiy[2], Radik A. Yagudin[3], Aleksandr A. Aleksandrov[3], Anton Yu. Goloviznin[3], Rustam R. Abzgildin[3]
1 – RN-Geology Research Development LLC, 42 Maksima Gorkogo St., Tyumen, 625048, Russia
2 – Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, 3 Gubkina St., Moscow, 119333, Russia
3 – Kharampurneftegaz LLC, 7B Odesskaya St., Tyumen, 625023, Russia

Abstract. *Introduction*. To minimize the risks of early water breakthrough and premature well abandonment during the development of formation with a small gas-saturated thickness, it is critically important to monitor the dynamics of the gas–water contact rise in a timely manner. In theory, a reduction in effective gas-saturated thickness due to water coning should be detectable through the repeated pressure transient well test analysis; however, examples of identifying of such cases in practice and in the literature are quite rare. *Objective*. To evaluate the influence of water coning on pressure buildup behavior based on actual pulsed neutron–neutron logging and pressure transient analysis data and numerical simulation. *Materials and methods.* Research using pulsed neutron–neutron logging and pressure buildup analysis of a low-amplitude reservoir of the Pokur Formation in Cenomanian deposits, numerical simulation of the obtained data in the tNavigator software, and processing of model and actual pressure buildup data in the Kappa Saphir software. *Results.* Numerical simulation on a sector model made it possible to unmask characteristic trends on the pressure buildup curve that were not initially identifiable from the actual data due to the subtle changes in the pressure derivative, which were under measurement conditions at the limit of standard downhole gauge resolutions. By comparison with the model calculations, similar signs were identified in the actual data. This justifies the possibility of operational monitoring of the gas–water contact rise based on the data from well tests with the use of high-precision gauges. *Conclusion.* This study confirms and clarifies the diagnostic signs of water coning on the pressure buildup curve in vertical gas wells. These are represented by characteristic derivative slope period, as well as gradual vertical upward shift of the pressure derivative in repeated well test results relative to previous tests.

Keywords: well tests; pressure buildup; Cenomanian Formation; gas–water contact; water coning

Funding: the work of Ilya M. Indrupskiy was funded by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (State Assignment No. 125020501405-1); the other coauthors received no funding.

For citation: Abramov T.A., Akkerman A.Sh., Indrupskiy I.M., Yagudin R.A., Aleksandrov A.A., Goloviznin A.Yu., Abzgildin R.R. Influence of water coning on pressure buildup response in vertical Cenomanian gas wells. *Actual Problems of Oil and Gas.* 2026. Vol. 17, No. 3. P. 356–375. (In Russ.).

✉ Timur A. Abramov, TAAbramov@rn-gir.rosneft.ru
© Abramov T.A., Akkerman A.Sh., Indrupskiy I.M., Yagudin R.A., Aleksandrov A.A., Goloviznin A.Yu., Abzgildin R.R., 2026
The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

Author contributions

Timur A. Abramov – formal analysis, investigation, conceptualization, visualization, writing – original draft.

Anel Sh. Akkerman – formal analysis, investigation, visualization, writing – original draft.

Ilya M. Indrupskiy – conceptualization, methodology, writing – review & editing.

Radik A. Yagudin – project administration, conceptualization, methodology, supervision, writing – review & editing.

Aleksandr A. Aleksandrov – conceptualization, formal analysis, writing – review & editing.

Anton Yu. Goloviznin – methodology, formal analysis.

Rustam R. Abzgildin – supervision, formal analysis.

All the authors approved the final version of the publication.

Conflict of interests

Ilya M. Indrupskiy is a member of the Editorial Board of the journal *Actual Problems of Oil and Gas*.

Use of artificial intelligence

No artificial intelligence tools were used in the preparation of this manuscript.

References

1. Akkerman A.Sh. Well test problems of Cenomanian reservoir with the presence of a permeable barrier. *Exposition Oil Gas.* 2023. No. 8(101). P. 70–74. (In Russ.). https://doi.org/10.24412/2076-6785-2023-8-70-74

2. Abramov T.A., Akkerman A.Sh., Aleksandrov A.A., et al. Well test analysis of a low-thickness Cenomanian gas reservoir with permeable shale layer. *Actual Problems of Oil and Gas.* 2024. Vol. 15, No. 4. P. 381–400. (In Russ.). https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-4.art5

3. Orlov A.Yu., Shekhonin R.S., Kunakkuzhin I.A., et al. The accumulated experience of planning and geological support of horizontal wells drilling in the Cenomanian sediments of the Kharampur field. *Oilfield Engineering.* 2019. No. 11(611). (In Russ.). P. 5–14. https://doi.org/10.30713/0207-2351-2019-11(611)-5-14

4. Dubiv I.B., Kurin K.K., Firulev N.S., Inyakin V.V. Automation of the gas-water contact history matching in Cenomanian reservoir of Yubileynoye field. *Gazovaya promyshlennost.* 2023. No. 7(851). P. 16–25. (In Russ.).

5. Kunakkuzhin I.A., Suprun A.N., Garifullin A.R., et al. Geochemical analysis of water as an instrument for gas-water contact predicting. *Exposition Oil Gas.* 2022. No. 7(92). P. 88–92. (In Russ.). https://doi.org/10.24412/2076-6785-2022-7-88-92

6. Koryakin A.Yu., Sopnev T.V., Yunusov A.A., et al. Defining boundary performance criteria to recover the productivity of Cenomanian gas wells by branching at Urengoyskoye and Severo-Urengoyskoye fields. *Gazovaya promyshlennost.* 2025. No. 5(881). P. 54–61. (In Russ.).

7. Safronov M.Yu., Abzalov A.A., Kondratiev K.L., et al. Method to substantiate target object to construct side-track while operating multi-layer field. *Neft'. Gaz. Novatsii.* 2025. No. 10(299). P. 76–84. (In Russ.).

8. Sopnev T.V., Brigadirenko S.V., Yunusov A.A., et al. Set of solutions to improve management efficiency while developing Pestsovaya area at Urengoy OGC field. *Neft'. Gaz. Novatsii.* 2025. No. 11(300). P. 77–82. (In Russ.).

9. Bourdet D. *Well Test Analysis: The Use of Advanced Interpretation Models.* Amsterdam: Elsevier, 2002. 426 p.

10. Kamal M.M., ed. *Transient Well Testing.* Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers, 2009. 849 p. https://doi.org/10.2118/9781555631413

11. Chepkasova E.V. Diagnostics of the shift of a gas-water contact with the use of the results of gas and dynamic research of wells. *Gazovaya promyshlennost.* 2017. No. 5(752). P. 42–45. (In Russ.).

12. Krichevsky V.M., Kaeshkov I.S., Gainutdinova L.I. Early diagnosing of water coning on bottom water-drive high-viscosity fields by means of monitoring skin of horizontal wells. *PROneft.* 2025. *Professionally about Oil.* Vol. 10, No. 4(38). P. 66–76. (In Russ.).

13. Vygovskiy T.V., Vygovskiy S.V. Reservoir properties of Turonian age rocks of the Russko-Chasel megaswell. *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry.* 2026. No. 1. P. 24–29. (In Russ.). https://doi.org/10.24887/0028-2448-2026-1-24-29

14. Dobryden S.V., Turenko S.K., Semenova T.V. Prediction of permeability in the terrigenous-carbonate section taking into account the lithological affiliation of rocks. *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry.* 2025. No. 2. P. 6–10. (In Russ.). https://doi.org/10.24887/0028-2448-2025-2-6-10

15. Kuchurina O.E., Mastin A. V., Voronina A.N., et al. Typification of a highly heterogeneous terrigenous deposits for the prediction of petrophysical properties in case of deposits of the Pokurskaya formation. *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry.* 2025. No. 3. P. 20–24. (In Russ.). https://doi.org/10.24887/0028-2448-2025-3-20-24

16. Orekhov A.N., Amani M.M.M. Possibilities of geophysical methods for predicting reservoir fracrures. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering.* 2019. Vol. 330, No. 6. P. 198–209. (In Russ.). https://doi.org/10.18799/24131830/2019/6/2140

17. Kremenetsky M.I., Nikonorova A.N., Bakhmutov A.V., et al. Pressure transient analysis of pressure and rate surveillance results in horizontal wells with a large number of hydraulic fractures in poorly drained low-permeability reservoirs. *Exposition Oil Gas.* 2025. No. 1. P. 46–54. (In Russ.). https://doi.org/10.24412/2076-6785-2025-1-46-54

18. Gao Y., Jiang R., Xu X., et al. The pressure buildup well test analysis considering stress sensitivity effect for deepwater composite gas reservoir with high temperature and pressure. *Geofluids.* 2021. Vol. 2021. P. 5054246. https://doi.org/10.1155/2021/5054246

19. Kremenetsky M.I., Ipatov A.I. *Application of Field Geophysical Control to Optimize the Development of Oil and Gas Fields.* Vol. 1. *Fundamentals of Hydrodynamic and Geophysical Control of Development and Monitoring of Production.* Moscow; Izhevsk: Institute of Computer Science, 2020. 676 p. (In Russ.).

20. Davarpanah A., Mirshekari B., Jafari Behbahani T., Hemmati M. Integrated production logging tools approach for convenient experimental individual layer permeability measurements in a multi-layered fractured reservoir. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology.* 2018. Vol. 8, No. 3. P. 743–751. https://doi.org/10.1007/s13202-017-0422-3

21. Kremenetsky M.I., Ipatov A.I. *Application of Field Geophysical Control to Optimize the Development of Oil and Gas Fields.* Vol. 2. *The Role of Well Testing and Production Logging in Reservoir Development.* Moscow; Izhevsk: Institute of Computer Science, 2020. 756 p. (In Russ.).

Information about the authors

Timur A. Abramov – Head of Group, RN-Geology Research Development LLC, Tyumen, Russia, https://orcid.org/0009-0003-5766-9565; e-mail: TAAbramov@rn-gir.rosneft.ru

Anel Sh. Akkerman – Chief Specialist, RN-Geology Research Development LLC, Tyumen, Russia, https://orcid.org/0009-0004-2534-8510; e-mail: ASh_Akkerman@rn-gir.rosneft.ru

Ilya M. Indrupskiy – Dr. Sci. (Eng.), Professor of the Russian Academy of Sciences, Deputy Director for Research, Chief Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; https://orcid.org/0000-0002-0038-6279; e-mail: i-ind@ipng.ru

Radik A. Yagudin – Cand. Sci. (Eng.), Chief Geologist, Kharampurneftegaz LLC, Tyumen, Russia; https://orcid.org/0009-0000-5842-586X; e-mail: YagudinRA@kharampurneftegaz.ru

Aleksandr A. Aleksandrov – Head of Department, Kharampurneftegaz LLC, Tyumen, Russia, https://orcid.org/0009-0005-1491-1571; e-mail: AleksandrovAA@kharampurneftegaz.ru

Anton Yu. Goloviznin – Head of Department, Kharampurneftegaz LLC, Tyumen, Russia, https://orcid.org/0009-0006-4246-1245; e-mail: GolovizninAYu@kharampurneftegaz.ru

Rustam R. Abzgildin – Head of Department, Kharampurneftegaz LLC, Tyumen, Russia, https://orcid.org/0009-0009-7721-537X; e-mail: AbzgildinRR@kharampurneftegaz.ru

Received 6 May 2026
Accepted 12 August 2026