

## НОВЫЕ МЕТОДЫ И ТЕХНОЛОГИИ ИЗУЧЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СРЕДЫ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ

Оригинальная статья

УДК 622.279.23

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-4.art5>

### Анализ гидродинамических исследований маломощной сеноманской газовой залежи при наличии проницаемой глинистой перемычки

Т.А. Абрамов<sup>1</sup>, А.Ш. Аккерман<sup>1</sup> ✉, А.А. Александров<sup>2</sup>, Р.Р. Абзильдин<sup>2</sup>, Л.А. Лузан<sup>2</sup>

1 – ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

2 – ООО «Харампурнефтегаз», Тюмень, Россия

**Аннотация.** *Актуальность.* Для эффективной разработки месторождений необходимо понимание охвата дренированием залежи как по площади, так и по разрезу. Эта задача особенно актуальна для маломощных объектов, подстилаемых подошвенной водой, каким является рассматриваемая в работе газонасыщенная залежь покурской свиты (пласт ПК-1). *Цель работы.* Оценка характера проницаемости алевролитовой перемычки, разделяющей циклиты ПК1-1 и ПК1-2. *Материалы и методы.* Гидродинамические методы исследования скважин: анализ и интерпретация фактических данных записи кривых восстановления давления и гидропрослушивания, их сопоставление с результатами численного и аналитического моделирования, реализованного в программном модуле Saphir программного комплекса Карра Workstation. *Результаты.* Выявлены диагностические признаки кривой восстановления давления, позволяющие установить подключение нескрытого продуктивного интервала через низкопроницаемый слой. Обнаружено, что охват дренированием всего продуктивного интервала происходит за достаточно короткий промежуток времени, находящийся в пределах 1 ч для вертикальной скважины, и 10 ч – для горизонтальной. Выполненные оценки подтверждаются данными гидропрослушивания. *Выводы.* Установлен проницаемый характер алевролитовой перемычки, обеспечивающий полный охват дренированием по разрезу. Полученные результаты дают необходимую информацию для оценки темпов выработки запасов, динамики внедрения воды, а также для формирования технологических режимов работы скважин.

**Ключевые слова:** гидродинамические исследования скважин, сеноманская залежь, слабопроницаемая перемычка, кривая восстановления давления, гидропрослушивание, горизонтальная скважина, вертикальная скважина с частичным вскрытием пласта

**Финансирование:** источники финансирования отсутствовали.

**Для цитирования:** Абрамов Т.А., Аккерман А.Ш., Александров А.А., Абзильдин Р.Р., Лузан Л.А. 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>

✉ Аккерман Анель Шалхаровна, e-mail: ASH\_Akkerman@tnnc.rosneft.ru

© Абрамов Т.А., Аккерман А.Ш., Александров А.А., Абзильдин Р.Р., Лузан Л.А., 2024



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

## Введение

Рассматриваемая в работе маломощная залежь пласта покурской свиты (ПК1) характеризуется наличием глинистой алевролитовой перемычки, разделяющей пласт на два циклита: верхний (ПК1-1) и нижний (ПК1-2). Нижний циклит при этом характеризуется наличием подошвенной воды. Как известно, эффективная разработка таких коллекторов обеспечивается за счет бурения горизонтальных скважин (ГС) [1–3], что легло в основу решений при проектировании разработки залежи. С целью предупреждения раннего обводнения траектории горизонтальных стволов были проведены по верхнему циклиту. Непроницаемая перемычка, в силу своих значений ниже граничных фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), при построении геолого-гидродинамической модели (ГГДМ) выделялась как неколлектор, что в свою очередь переносилось в виде исходных данных, используемых для интерпретации гидродинамических исследований (ГДИ). При этом задействование нижнего циклита в процессе разработки предполагалось за счет дренирования через окна слияния – зоны отсутствия перемычки, выделяемые по данным сейсмоки и корреляций скважин.

Однако по мере накопления данных о динамике охвата дренированием запасов и анализа повторных ГДИ начало меняться представление о характере проницаемости перемычки [4]. Как следует из работ [1, 5], непроницаемых пород в природе не существует, и неколлектор может участвовать в вертикальных перетоках, не внося при этом значительного вклада в общую продуктивность скважины. Такой сценарий вполне ожидаем на рассматриваемой залежи, с учетом высокой

подвижности флюида в газонасыщенном продуктивном интервале, а также проницаемости, близкой по различным оценкам к заглинизированным туронским отложениям (порядка 1 мД), которые на данный момент уже активно разрабатываются компаниями-операторами [6–8].

В целом вопрос о характере проницаемости глинистых включений является актуальным для сеноманских отложений. Проблемы подобного рода поднимались на Медвеьем месторождении для оценки участков залежи линзовидного характера, где встречались формы алевролитистой разности, в связи с чем происходило более медленное продвижение контактов [9]. Для рассматриваемой в работе залежи ключевой проблемой является отсутствие петрофизических исследований неколлектора, и, как следствие, значений его ФЕС.

Очевидно, что оценка фильтрации через перемычку играет важную роль для получения представлений о строении пласта, достоверно отображающих выработку запасов газа и являющихся базой для корректировки проектных решений и режимов эксплуатации скважин. Основным способом решения данной задачи в таком случае являются ГДИ. При этом поиск и анализ характерных диагностических признаков связан с необходимостью учета в расчетах сложной геометрии (расчлененности) пласта по разрезу и горизонтальных стволов скважин. Такой подход в большинстве случаев требует использования инструментов численного моделирования, так как он выходит за рамки стандартного набора аналитических моделей, используемых для интерпретации «рядовых» ГДИ.

В работе Аккерман А.Ш. [4] был представлен ряд тезисов, касающихся преимущественно теоретических аспектов дренирования перемычки. В настоящей статье представлены результаты интерпретации данных фактических исследований, дополняющие и подтверждающие ранее сделанные выводы.

Целью данной работы является оценка характера проницаемости алевролитовой перемычки, разделяющей циклиты ПК1-1 и ПК1-2, получение дополнительной информации о характерных откликах кривой восстановления давления (КВД), указывающих на охват дренированием всего продуктивного разреза, и ее подтверждение результатами практических исследований.

#### **Материалы и методы**

В работе представлены результаты анализа и сопоставления фактических и модельных данных гидродинамических исследований скважин, выполненных методом записи КВД и кривой гидропрослушивания. Данные КВД анализировались путем построения диагностических графиков в билогарифмическом масштабе, кривая гидропрослушивания – путем оценки динамики забойного давления на графике истории.

Моделирование выполнялось численным и аналитическим методами в программном модуле Saphir программного комплекса Карра Workstation. Для учета неоднородности коллектора по разрезу численная модель задавалась в виде трехслойного коллектора. По результатам адаптации модели на фактические данные выявлен характерный вид отклика КВД

для дренировании пласта при наличии слабопроницаемой перемычки, для которой также установлен возможный диапазон ее проницаемости.

#### **Результаты исследований методом восстановления давления в вертикальных скважинах**

##### ***Анализ результатов ГДИ после приращения вскрытого интервала***

В работе [4] было высказано предположение о том, что наличие сферического течения в вертикальных скважинах (ВС) является диагностическим признаком дренирования всей газонасыщенной толщины. Оно основывалось на том, что через относительно небольшой интервал перфорации происходит охват дренированием значительно большей толщины, включающей перемычку и отсеченный ею циклит, что, как известно, является необходимым условием для проявления сферического течения. Признаки сферического течения отмечались в двух из пяти пробуренных вертикальных скважин, вторичное вскрытие в которых производилось либо в первый, либо во второй циклит.

С момента публикации работы [4] в скважине ХХ5 с целью поддержания уровня добычи газа было выполнено приобщение интервала перфорации в верхнем циклите («дострел»), разделенного с ранее проперфорированным нижним интервалом перемычкой толщиной 2,8 м. По результатам сопоставления диагностических графиков кривой восстановления давления до и после дострела на производной давления отмечается формирование единой «полки» радиального режима (рис. 1).

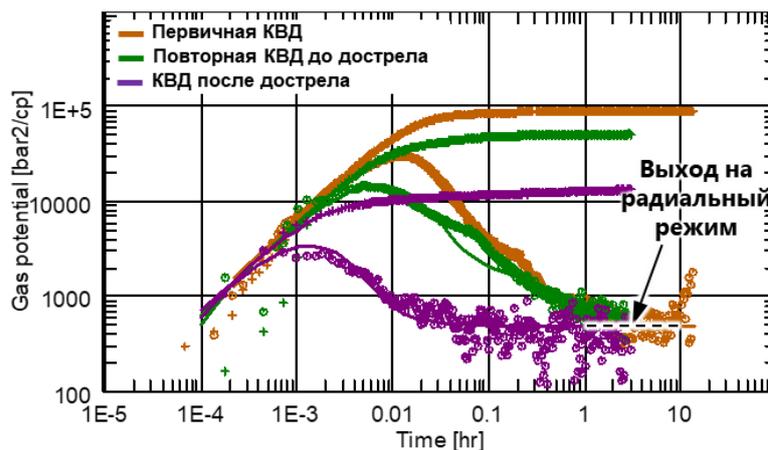


Рис. 1. Диагностический график КВД скв. XX5 до и после дострела

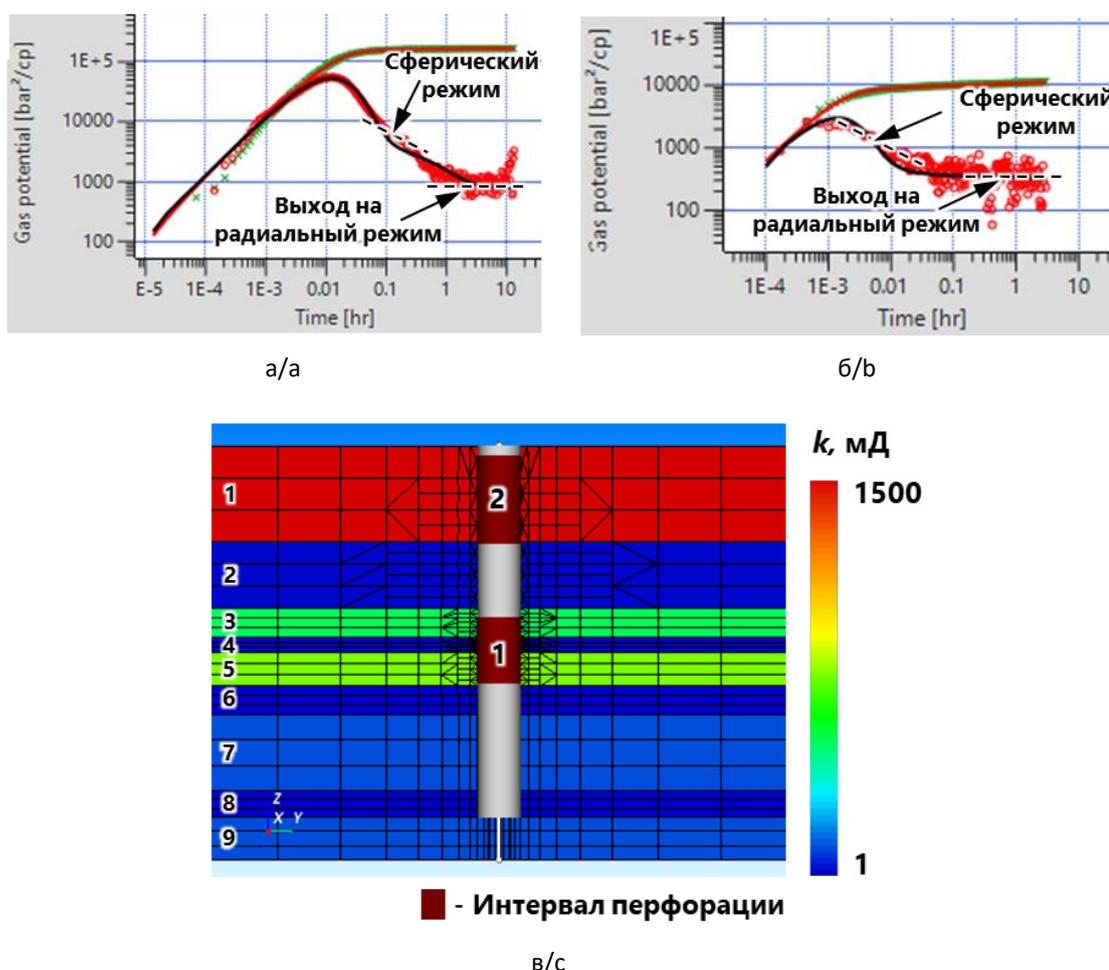
Fig. 1. Diagnostic graph of the pressure build-up curve of the XX5 well before and after additional perforation

При этом после дострела наблюдается исчезновение характерного отрицательного наклона в интервале до 10 ч, а также снижение полного скин-фактора, проявляющегося в виде уменьшения расстояния между «полкой» производной давления и билигарифмическим графиком давления. Все это предположительно указывает на то, что до и после дострела дренированием была охвачена одинаковая газонасыщенная толщина, т. е. до дострела верхний циклит уже был вовлечен через проницаемую перемычку.

С учетом сложного характера разреза проверка данного предположения возможна только путем проведения численного моделирования КВД. Модель пласта была задана в виде слоистого коллектора с коэффициентом перетока между слоями, равным 1. Количество слоев и их толщина задавались согласно данным результатов интерпретации геофизических исследований скважин (РИГИС), по которым продуктивный интервал по скважине XX5 представлен девятью пропластками, среди которых выделяется пять интервалов коллектора, перемежающихся четырьмя интервалами неколектора.

Первый этап настройки производился по КВД до дострела как наиболее явно характеризующей неоднородность пласта по разрезу. Настройка производилась путем вариации проницаемостей по пропласткам, после чего была выполнена верификация полученной модели на КВД после дострела с учетом приобщения дополнительного интервала. Результаты настройки представлены на рис. 2.

Как видно, полученное распределение проницаемости по разрезу (см. рис. 2в) достаточно точно описывает поведение КВД до и после дострела (см. рис. 2а и 2б соответственно). Результаты настройки показывают, что исходно вскрытые пропластки коллектора 3 и 5 интервала 1 характеризуются значениями проницаемости 500 мД и 750 мД соответственно, что в несколько раз меньше, чем в пропластке 1 (1500 мД), приобращенном в результате дострела (интервал 2). В свою очередь, нижележащие коллекторы 7 и 9, не вскрытые перфорацией, характеризуются еще меньшей проницаемостью, равной 100 мД. Полученное распределение проницаемости по интервалам коллекторов на качественном уровне коррелирует с РИГИС.



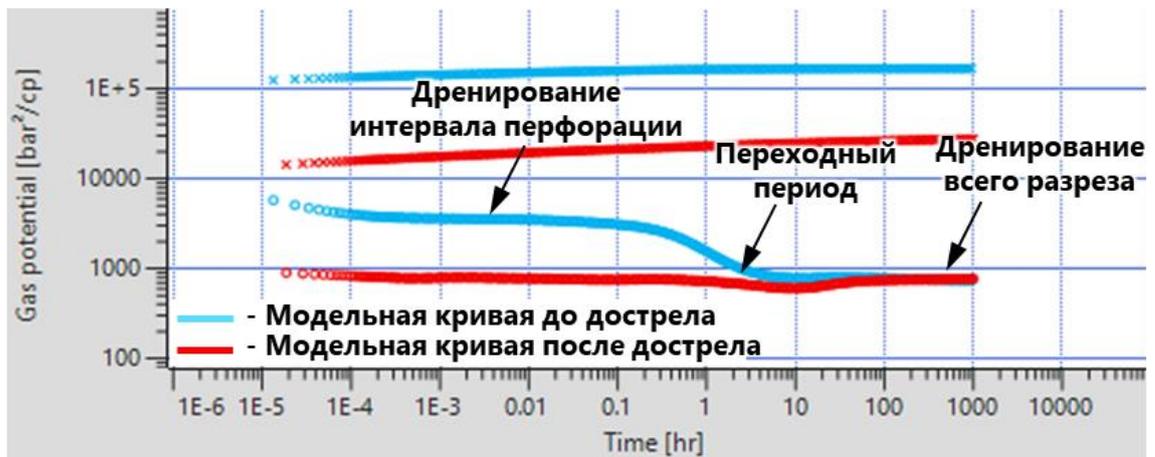
**Рис. 2.** Результаты настройки параметров численной модели:  
 а – КВД до дострела;  
 б – КВД после дострела;  
 в – распределение проницаемости по интервалам коллекторов

**Fig. 2.** Results of adjusting the parameters of the numerical model:  
 а – pressure build-up curve before additional perforation;  
 б – pressure build-up curve after additional perforation;  
 с – permeability distribution by reservoir intervals

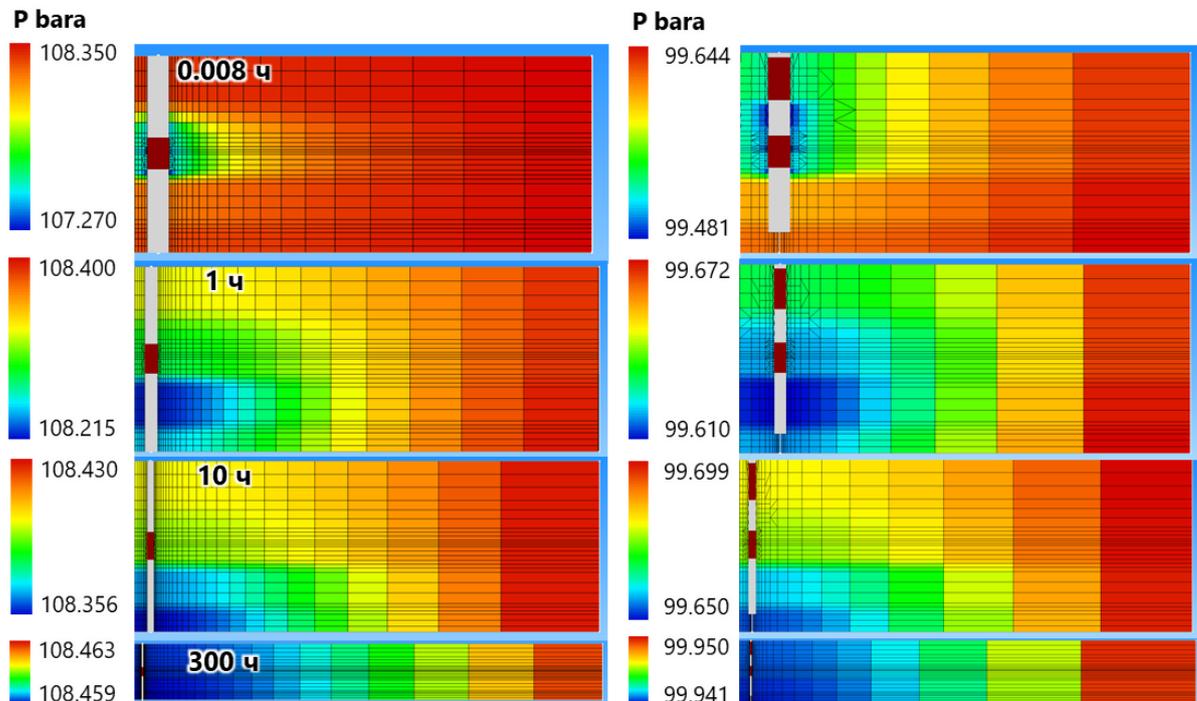
В контексте рассматриваемой задачи немаловажной является оценка проницаемости неколектора (пропластки 2, 4, 6, 8). По результатам настройки отмечается более высокая проницаемость для пропластков 2 и 4, равная 10 мД. Для нижележащих пропластков 6 и 8 значение проницаемости составило 1 мД.

Результаты численного моделирования также позволили уточнить поведение зашумленного конечного участка производ-

ной для обеих КВД, где по данным модели наблюдается продолжающееся снижение производной с небольшим отрицательным наклоном. Для уточнения причин подобного поведения были построены синтетические КВД для длительного замера. Для уточнения характера дренирования пласта в начальный период расчет КВД производился без учета влияния ствола скважины (ВСС). Результаты расчета представлены на рис. 3.



а/а



■ область минимального давления  
 ■ область максимального давления

б/б

**Рис. 3.** Результаты расчета численной модели на характерных этапах дренирования пласта для двух вариантов вскрытия:  
 а – сопоставление диагностических графиков синтетических КВД;  
 б – распределение давления по разрезам на характерных временных периодах

**Fig. 3.** Results of the numerical model calculation at characteristic stages of formation drainage for the two perforation scenarios:  
 a – comparison of diagnostic graphs of the synthetic pressure build-up curves;  
 b – pressure distribution in cross-sections at characteristic time periods

По результатам сопоставления диагностических графиков синтетических КВД ожидаемо наблюдается различный характер поведения давления. В условиях отсутствия ВСС производная для варианта с исходной перфорацией формирует две «полки» с переходным периодом в интервале от 0,1 ч до 10 ч. Для варианта после дострела производная находится на одном уровне с формированием небольшого прогиба, также около отметки 10 ч. Подобное поведение уже ранее было описано в работе [4] для синтетических кривых в условиях наличия непроницаемой перемычки и в целом является характерным признаком двойной среды, в данном случае – двойной проницаемости. В конечном периоде замера (после 100 ч) производные для обоих вариантов выходят на единую «полку». Таким образом, при реальных временах замера КВД, составляющих до 13 ч, производные еще находятся на разных уровнях и не являются строго горизонтальными, что было не очевидно на первый взгляд при сопоставлении фактических данных на рис. 1 вследствие их зашумленности. Также отметим, что «полки» на начальном этапе замера не являются строго горизонтальными, что логично объясняется постоянным приращением гидропроводности дренируемой части разреза со временем.

Ключевая причина различий между КВД для исходной перфорации и после дострела заключается в высокой проницаемости верхнего циклита. По результатам интерпретации проводимость  $kh$  верхнего циклита составляет 73% от интегрального значения проводимости по всему разрезу  $(kh)_{umm}$ . С учетом нижнего циклита, для варианта с перфорацией после дострела в начальный момент

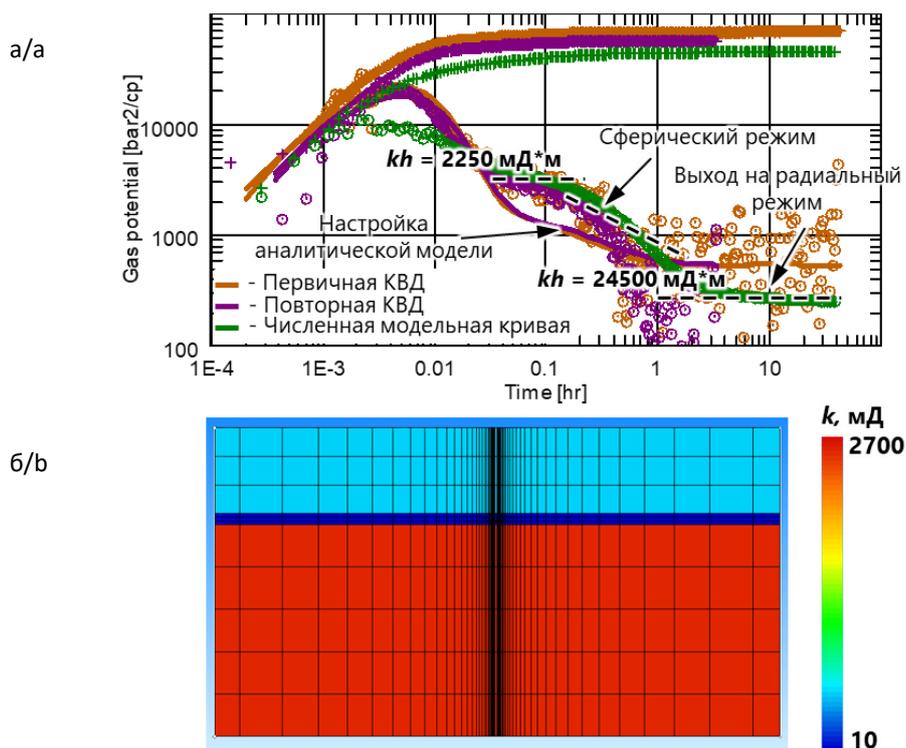
времени уже дренируется 93% от  $(kh)_{umm}$ , поэтому приобщения нижележащих интервалов проявляются как несущественный наклон производной.

Более явное объяснение поведения кривых возможно за счет построения разрезов с распределением давления по различным характерным временным периодам поведения КВД, что представлено на рис. 3б. В связи с особенностями программного обеспечения для более наглядного отображения особенностей распределения давления на каждом характерном этапе использовалась разная шкала давления. Как видно из рис. 3б, для исходного варианта перфорации в начальный период замера охвачена дренированием только средняя часть пласта, соответствующая 20% от  $(kh)_{umm}$ . Спустя 0,3 ч на производной отмечаются признаки формирования сферического течения, в период доминирования которого наблюдается постепенный охват дренированием всего разреза. При замере через 10 ч для обоих вариантов уже имеет место одинаковый характер дренирования пласта по разрезу с охватом всей его толщины. Однако для варианта после дострела в этот момент наблюдается прогиб производной, являющийся признаком вертикальных перетоков между пропластками, в то время как для исходного варианта перфорации этот эффект скрыт окончанием более доминирующего процесса подключения верхнего циклита. Наконец, с момента образования единой «полки», соответствующей формированию радиального течения по всему разрезу, отмечается отсутствие различий по характеру дренирования между двумя вариантами, и в этот период отсутствует градиент давления по вертикали.

**Результаты интерпретации скважины XX10 с проницаемой перемычкой**

Результаты анализа скважины XX5 послужили основой для пересмотра поведения КВД по скважине XX10 (рис. 4). Данная скважина вскрывает первый циклит и аналогично скважине XX5 демонстрирует снижение производной на среднем этапе замера (см. рис. 4а). Такое поведение изначально было воспринято как признак длительно доминирующего сферического течения. Однако более детальное рассмотрение характера диагностического графика показывает, что отклик на данное течение

доминирует непродолжительное время – примерно в течение половины логарифмического периода. В целом рассматриваемую КВД можно разделить на три характерных участка после окончания ВСС: пологого снижения, сферического течения и выхода на радиальный режим. Иными словами, наблюдается эффект проявления двух «полок», аналогичный описанному ранее на рис. 3. Логично предположить, что первая «полка» указывает на дренирование верхнего циклита, к которому спустя некоторое время через перемычку подключается второй циклит, вследствие чего формируется вторая «полка», соответствующая  $(kh)_{\text{итт}}$ .



**Рис. 4.** Результаты интерпретации ГДИ скв. XX10:

- а – сопоставление модельного и фактического диагностических графиков КВД;
- б – распределение проницаемости по разрезу в численной модели

**Fig. 4.** Results of well testing interpretation for the XX10 well:  
 а – comparison of the model and the actual diagnostic graphs of the pressure build-up curves;

- б – permeability distribution in the cross-section in the numerical model

На более сложный характер дренирования разреза также указывает тот факт, что достигнуть приемлемого совмещения между модельными и фактическими данными на среднем этапе замера КВД при использовании аналитической модели скважины с ограниченным вскрытием не представляется возможным.

Также отметим, что оценка интегральной гидропроводности по конечному участку КВД является приблизительной из-за значительной степени его зашумленности, что является характерной проблемой при исследованиях сеноманских скважин с помощью пьезорезистивных датчиков [4]. При этом поведение скважины является устойчивым и дублируется при повторном замере.

По данным РИГИС разрез по скважине ХХ10 является более однородным по сравнению со скважиной ХХ5 и сформирован всего тремя пропластками, представленными верхним и нижним циклитами и перемычкой. В данном случае эффективная газонасыщенная толщина и проницаемость второго циклита имеют значения в несколько раз выше, чем у первого. Перемычка является относительно тонкой, с толщиной 0,8 м.

Аналогично предыдущему случаю поведение КВД было воспроизведено с помощью численной модели. По результатам итерационного расчета с подбором величин проницаемостей по слоям была получена модельная кривая (зеленая линия на рис. 4а), достаточно близко воспроизводящая поведение фактической производной, особенно по сравнению с аналитической моделью. Полученные по данным расчетов значения проницаемости первого и второго циклитов различаются примерно в 5 раз и составляют 480 мД и 2550 мД соответ-

ственно, проницаемость перемычки – 10 мД. Схема распределения проницаемости по разрезу представлена на рис. 4б.

На рис. 5 представлены аналогичные скважине ХХ5 распределения давления на моменты времени проявления трех отмеченных выше характерных этапов поведения производной: 0,02 ч, 0,8 ч и 30 ч. Как видно, на момент 0,02 ч процесс дренирования по разрезу также ограничивается только первым циклитом и частью перемычки. При этом, как и в предыдущем примере, происходит непрерывное увеличение охвата дренированием по разрезу, в первую очередь за счет включения перемычки, что также обуславливает формирование наклонного участка производной после ВСС. При замере через 0,8 ч в момент доминирования сферического течения отмечается включение в работу нижнего циклита. На момент формирования радиального режима, как и по скважине ХХ5, наблюдается выравнивание градиента давления по вертикали. При этом выравнивание носит неоконченный характер, в связи с чем производная на конец замера аналогично не является строго горизонтальной.

Таким образом, результаты переинтерпретации КВД по вертикальным скважинам ХХ5 и ХХ10 с использованием инструментов численного моделирования подтверждают проницаемый характер перемычки, вследствие которого возникает сложная динамика дренирования разреза. Слабопроницаемые (относительно коллектора) перемычки проявляют себя как флюидоупоры крайне непродолжительное время (менее 1 ч), формируя на производной КВД участки пониженной гидропроводности, которые сменяются признаками сферического течения по мере охвата дренированием разреза.

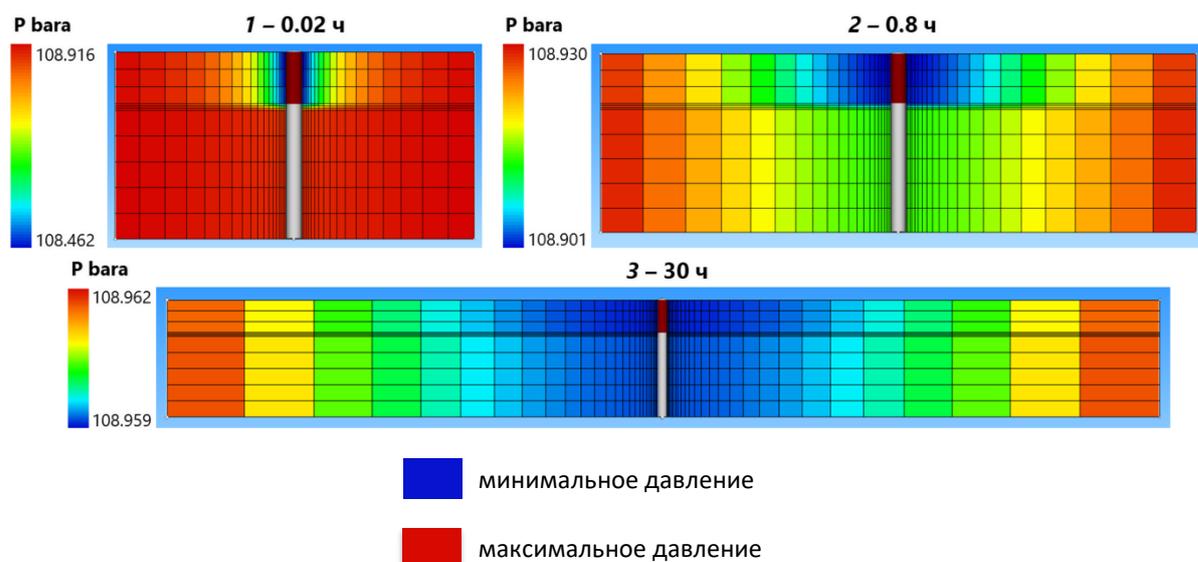


Рис. 5. Распределение давления по разрезу на моменты доминирования характерных режимов

Fig. 5. Pressure distribution in the cross-section at the moments of dominance of characteristic modes

### Результаты ГДИ горизонтальной скважины

В конечном итоге понимание о проницаемости перемычки закрепилось после ГДИ, выполненных на скважинах нового куста после разбуривания.

Бурение новых скважин производилось поочередно, по ранее упомянутой схеме с проводкой стволов в первый цикллит над

перемычкой. Исследование первой горизонтальной скважины охарактеризовалось весьма любопытными результатами (рис. 6): на диагностическом графике КВД после ожидаемых участков работы ГС (1) и выхода на радиальный режим (2), примерно с замера через 10 ч, наблюдается снижение производной давления с последующим ее падением к 0 при замере примерно через 100 ч.

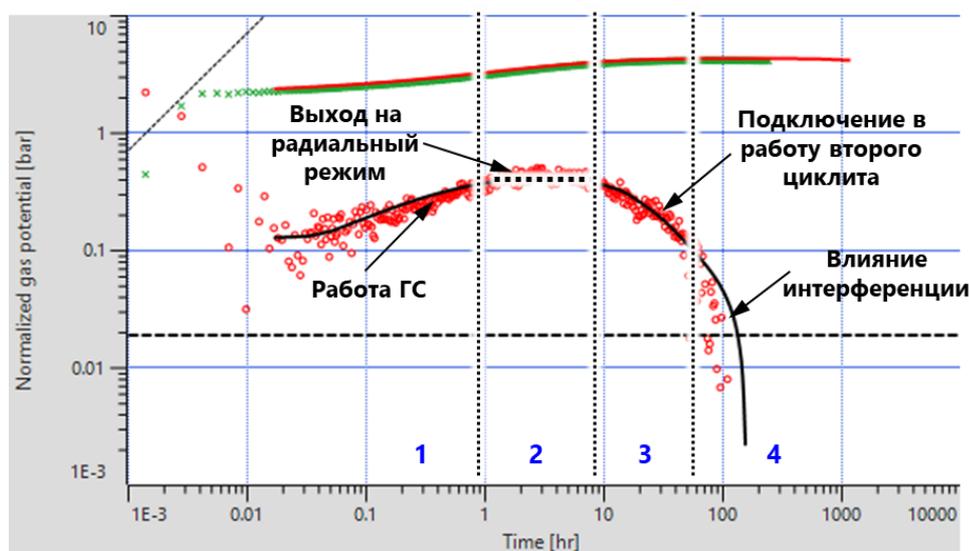


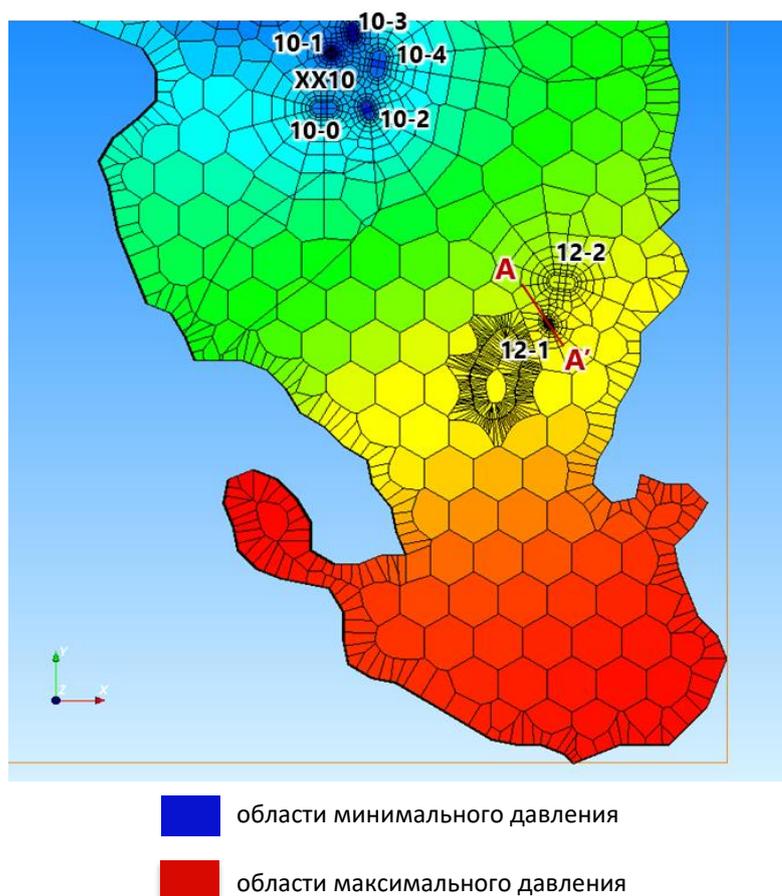
Рис. 6. Диагностический график КВД скв. ГС1 с настройкой численной модели

Fig. 6. Diagnostic graph of the pressure build-up curve of the GS1 well with the numerical model adjustment

Такое поведение производной при отсутствии влияния граничных эффектов (например, таких как граница постоянного давления или непроницаемый разлом [10]), как правило, может быть вызвано интерференцией со скважинами окружения. На первый взгляд это противоречит ситуации на момент замера, так как ближайшие эксплуатируемые скважины находились на соседнем кусте, удаленном на значительное расстояние в 6 км, в то время как полученная скорость реакции более характерна для внутрикустовой интерференции. Тем не менее, по результатам замера пластовое давление снижено на 5 бар относительно начального, что подтверждает нахождение

скважины в существенно расширенной области питания скважин соседнего куста.

С учетом того, что все рассматриваемые на данном участке скважины представлены горизонтальным окончанием и имеют длительную историю эксплуатации, единственно возможным способом установления причин быстрой реакции является проведение численного моделирования [8]. Использованная численная модель учитывала горизонтальный профиль и историю отработки скважин соседних кустов и представляла собой залежь, замкнутую непроницаемыми границами. Контур этих границ соответствовал фактическому контуру газоводяного контакта (рис. 7).



XX10, 10-0 ... 10-4, 12-1, 12-2 – скважины; А–А' – разрез

**Рис. 7.** Распределение давления по фрагменту численной модели залежи при замере КВД через 24 ч

**Fig. 7.** Pressure distribution over the fragment of the numerical model of the deposit when measuring the pressure build-up curve after 24 h

После добавления границ модельная производная показала более быстрое снижение. Ускорение было вызвано за счет того, что в кратковременной перспективе, соответствующей периоду замера КВД, подошвенная или законтурная вода проявляет себя как естественная граница [4]. Новый куст расположен в южной части пласта, ранее не охваченной разработкой. Для залежи, вытянутой с севера на юг, возник эффект «направленного продвижения» области снижения давления вдоль непроницаемых границ – контуров залежи – в сторону нового куста. Это в конечном итоге и вызвало высокую скорость интерференции на КВД.

Несмотря на ускоренную реакцию, учет фактических контуров не позволил получить приемлемой настройки модельной кривой на конечный участок производной. В таком случае логичным следующим этапом моделирования явился учет всей эффективной газонасыщенной толщины и

проницаемой перемычки, т. е. использование трехслойной модели. Исходя из ранее выполненных расчетов, было очевидно, что выход на «полку» при замере КВД примерно через 3 ч связан с дренированием верхнего циклита, что определяется известным значением его проницаемости. При этом по данным геологической модели отмечалось высокое значение проницаемости нижнего циклита, на порядок превышающее значение для верхнего. Эти данные легли в основу подбора значений проницаемости при настройке модели. В конечном итоге произвести настройку модели на факт удалось при использовании модели пласта со следующими значениями проницаемости: 350 мД (верхний циклит), 2,5 мД (перемычка) и 5500 мД (нижний циклит).

На рис. 8 представлено дренирование пласта по разрезу А–А' вдоль скважины 12-1, отмеченном на рис. 7, на различные характерные этапы КВД.

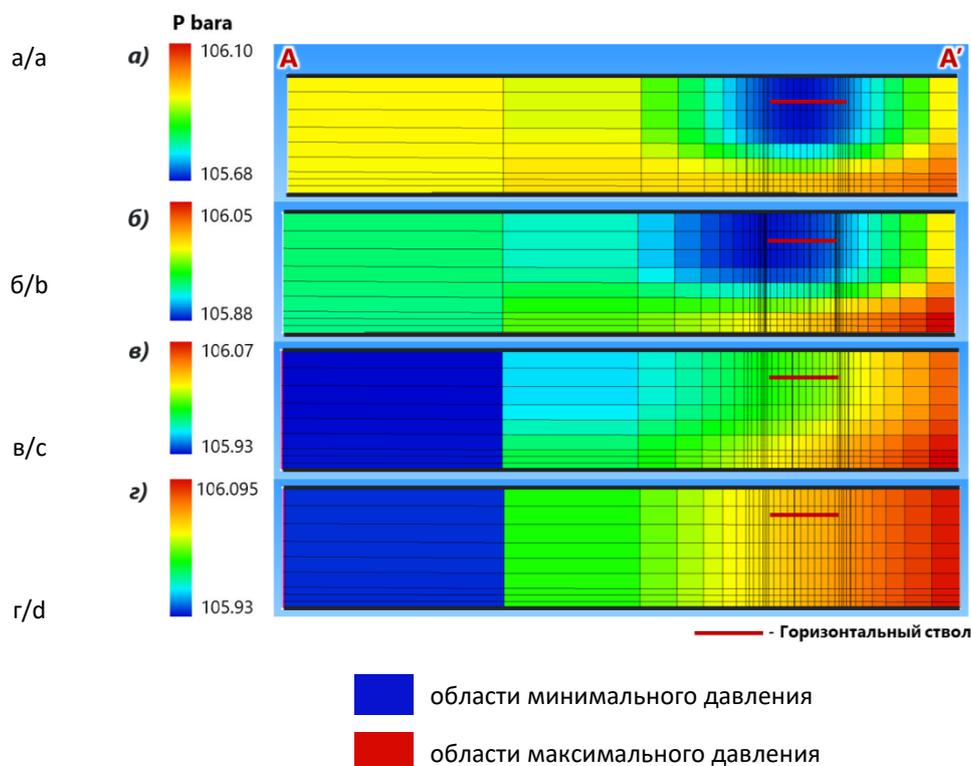


Рис. 8. Результаты дренирования пласта по разрезу А–А': а – 3 ч; б – 10 ч; в – 24 ч; г – 100 ч

Fig. 8. Results of formation drainage along the A-A' section: a – 3 h; b – 10 h; c – 24 h; d – 100 h

В момент выхода скважины на радиальный режим (через 3 ч) дренированием преимущественно охвачены верхний циклит и перемычка, что объясняет необходимость корректировки проницаемости в процессе настройки. Как и в примерах выше, момент начала снижения производной (через 10 ч) является следствием увеличения охвата дренированием по разрезу, что также ранее было отмечено в [4]. На момент увеличения темпа падения производной (через 24 ч) область минимального давления отмечается уже не в окрестности ГС, а для ячеек, расположенных ближе к эксплуатируемым кустам. И наконец, в момент достижения минимума производной в распределении давления по разрезу не отмечается признаков дренирования пласта горизонтальной скважиной. В этот период отмечается только латеральная изменчивость давления, соответствующая распределению на рис. 7.

Таким образом, полученные результаты показывают, что на первый взгляд «нелогичные» и «сверхбыстрые» отклики КВД могут соответствовать данным актуальной ГГДМ, если в процессе интерпретации учитываются контур залежи и особенности охвата дренированием по разрезу.

#### **Результаты внутрикустового гидропрослушивания**

После проведения первичных ГДИ по результатам бурения планировалась длительная остановка скважины на период обустройства куста. С учетом полученных результатов возник интерес оценить характер взаимодействия скважин при внутрикустовой интерференции, в связи с чем было решено произвести гидропрослушивание. Для этого на скважине продолжился замер динамики забойного давления до момента освоения и исследования соседней скважины. Результаты замера представлены на рис. 9.

При замере, начиная со 140 ч, скважина стала демонстрировать снижение забойного давления, что, как объяснено выше, вызвано влиянием соседних кустов (см. рис. 9а).

Спустя 1 месяц с момента освоения соседней возмущающей скважины, при замере наблюдается отчетливая реакция скважины 12-1, которая заключается в увеличении темпа падения давления после запуска с последующим его возвращением к исходному тренду снижения после остановки. Время реакции составило 12,6 ч, что, как отмечалось выше, является характерным временем для внутрикустового взаимодействия сеноманских скважин (см. рис. 9б). При этом отмечается характерная для высокосжимаемого флюида реакция только на интегральные изменения режимов (запуск–остановка), в то время как по факту отработка возмущающей скважины происходила с более сложной историей, включающей освоение, промежуточное исследование методом КВД, отработку скважины на установившихся режимах монотонно-ступенчатым методом (запись индикаторной диаграммы) и получение финальной КВД, на которую и отреагировала скважина при конечном замере.

Стандартная на сегодняшний день методика обработки и интерпретации данных гидропрослушивания заключается в построении билогарифмического графика линейного источника [11]. Однако в данном случае использование такой методики не представляется возможным ввиду ряда причин, а именно сложной истории отработки возмущающей скважины, наличия фонового снижения давления, а также горизонтального профиля наблюдательной и возмущающей скважин, в результате влияния которых билогарифмический график гидропрослушивания является зашумленным и не отображает характерного режима, используемого для интерпретации данных.

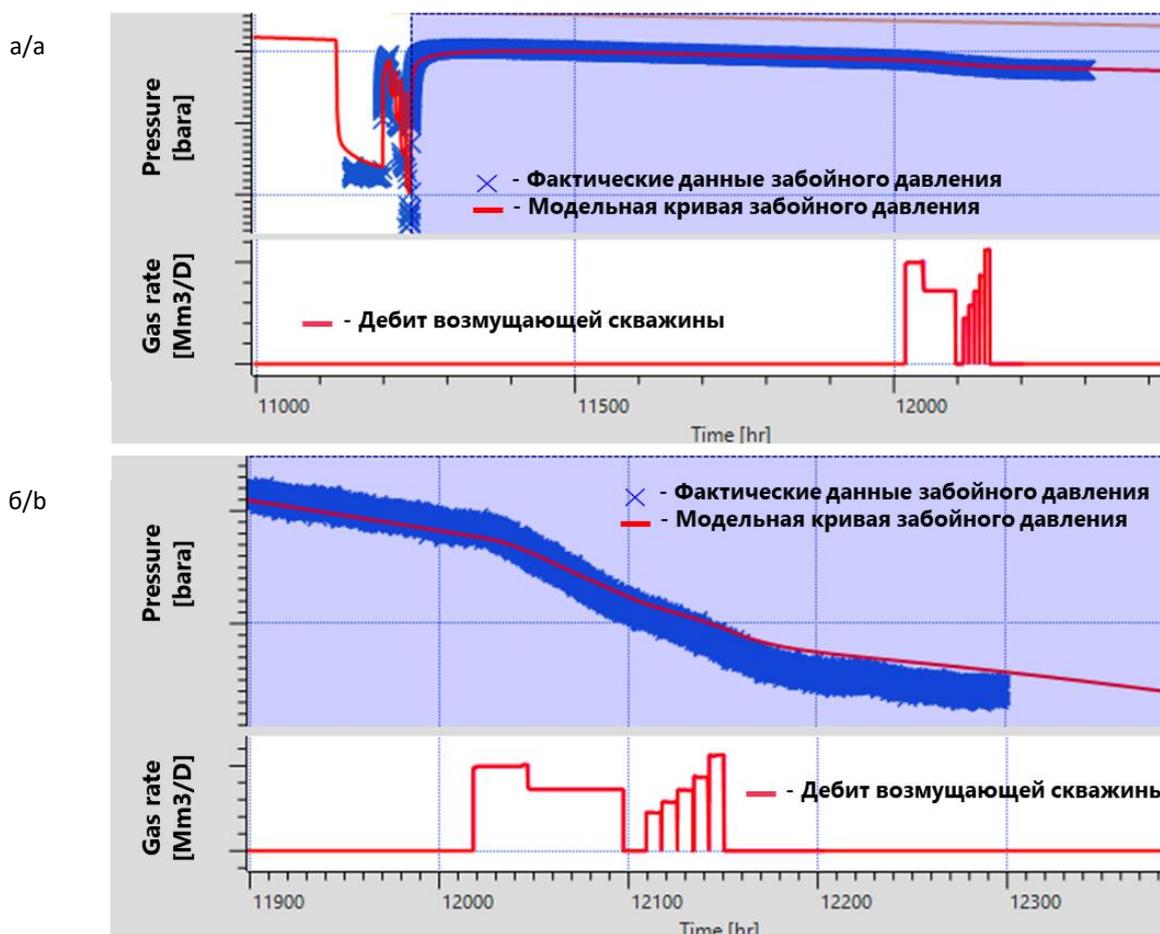


Рис. 9. Динамика забойного давления наблюдательной скважины при гидропрослушивании: а – настройка на всю историю; б – увеличенный масштаб гидропрослушивания

Fig. 9. Bottomhole pressure dynamics of the observation well during interference testing: а – total history matching; б – enlarged scale of interference testing

При этом настройка модели на «обычный» диагностический график КВД скважины 12-1 также не представляется возможной ввиду уже имеющегося падения производной к 0, вызванного влиянием соседних кустов.

В такой ситуации единственно возможной методикой интерпретации данных гидропрослушивания является настройка модели на фактическую динамику забойного давления на графике истории. Наличие непрерывно снижающегося забойного давления также требовало задействования ранее полученной слоистой модели, учитывающей контур залежи и работу скважин соседних кустов. Однако

использование постоянных значений толщин и проницаемости не позволяло настроиться на момент реакции на возмущение соседней скважины. Достичь этого удалось при использовании данных распределения толщин и проницаемости по первому и второму циклитам, полученных по построению 2D-карт соответствующих свойств гидродинамической модели. Проницаемость перемычки при этом являлась постоянной и была принята согласно настройке КВД. В результате удалось достичь приемлемого совмещения фактической и модельной кривых, представленного на рис. 9б.

Таким образом, по результатам выполненного комплекса КВД и гидропрослушивания на скважине 12-1:

- 1) подтвержден проницаемый характер перемычки;
- 2) получено практическое обоснование характерного отклика для подключения второго циклита в ГС;
- 3) выявлено влияние удаленного соседнего куста, которое подтверждает контур залежи и дренирование всего разреза;
- 4) подтверждена актуальность параметров ГГДМ.

Полученные результаты интерпретации ГДИ по скважинам с выявленными проводящими перемычками использовались для корректировки гидродинамической модели (ГДМ). В районах скважин, где зафиксирована проводящая перемычка по ГДИ, внесены регионы выклинивания в ГДМ для проводимости флюида через неколлектор. Данные модификации позволили адаптировать динамику падения пластового давления и подъема газовой контакта по скважинам. Внесенные корректировки позволили уточнить прогнозные технологические показатели по залежи и заложить ГТМ для поддержания плановых уровней добычи.

В дальнейшем планируется выполнение комплекса работ по изучению проводимости глинистых перемычек, направленных на определение ФЕС и повышение качества прогноза уровней добычи: проведение исследований на керне, корректировка петрофизической фильтрационной модели, реализация в геологической модели и ГДМ концепции «сплошного

коллектора», в котором глины будут представлены как коллектор с очень низкими ФЕС.

### **Выводы**

1. Проведение интерпретации гидродинамических исследований с использованием средств численного моделирования и построением распределения давления по характерным временным этапам позволяет получить более полное понимание особенностей дренирования продуктивных пластов по разрезу.

2. Выполненные исследования подтверждают ранее опубликованные диагностические признаки дренирования разреза при наличии слабопроницаемой перемычки.

3. Согласно результатам выполненных исследований, установлен диапазон проницаемости глинистой перемычки маломощной сеноманской газовой залежи, составляющий 1–10 мД.

4. Охват дренированием всего продуктивного интервала происходит за достаточно короткий промежуток времени, находящийся в пределах 1 ч для ВС и 10 ч для ГС. Ожидается, что указанный диапазон может ранжироваться в зависимости от расчлененности и распределения проницаемости по разрезу, но в целом должен находиться в указанном порядке значений.

5. Полученные результаты дают необходимую информацию для оценки темпов выработки запасов, динамики внедрения воды, а также для формирования технологических режимов работы скважин.

### **Конфликт интересов**

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

**Список источников**

1. *Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С.* и др. Особенности разработки тонких водоплавающих залежей газа с неоднородными коллекторами // Нефтепромысловое дело. 2013. № 5. С. 5–10.
2. *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](https://doi.org/10.30713/0207-2351-2019-11(611)-5-14)
3. *Ильин А.В., Дубив И.Б.* Опыт разработки газовой залежей системой горизонтальных скважин // Вести газовой науки. 2023. № 2(54). С. 214–220.
4. *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>
5. *Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С.* и др. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. Ч. 2. М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2009. 484 с.
6. *Запорожец В.В., Зайцев А.В.* Оценка перспектив разработки коньякских и туронских газовых залежей Западной Сибири на примере ипатовской свиты // Территория Нефтегаз. 2021. № 1–2. С. 64–71.
7. *Выломов Д.Д., Шульгин П.А., Снохин А.А.* Оптимизация способов заканчивания скважин для низкопроницаемого газового коллектора туронского яруса // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 3(88). С. 48–52. <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2022-3-48-52>
8. *Толкачева Е.О., Александров А.А., Самсонов И.В.* и др. Особенности проведения гидропрослушивания на туронской газовой залежи // Газовая промышленность. 2021. № 4(815). С. 40–47.
9. *Indrupskiy I.M., Arkhipov Yu.A., Anikeyev D.P.* et al. Influence of permeability distribution on gas recovery from massive reservoir with bottom water // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, 16–18 October 2017. Paper SPE-187860-MS. <https://doi.org/10.2118/187860-MS>
10. *Мажар В.А., Ридель А.А., Колесников М.В.* и др. Опыт гидродинамических исследований в скважинах со сложной конструкцией // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. Вып. 2(37). С. 127–138. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-37.art9>
11. Transient Well Testing / Ed. by M.M. Kamal. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers, 2009. 849 p. <https://doi.org/10.2118/9781555631413>

**Информация об авторах**

*Тимур Алексеевич Абрамов* – главный специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия; SPIN-код: 5671-4440, <https://orcid.org/0009-0003-5766-9565>; e-mail: [taabramov@tnnc.rosneft.ru](mailto:taabramov@tnnc.rosneft.ru)

*Анель Шалхаровна Аккерман* – ведущий специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия; <https://orcid.org/0009-0004-2534-8510>; e-mail: [ASh\\_Akkerman@tnnc.rosneft.ru](mailto:ASh_Akkerman@tnnc.rosneft.ru)

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

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

*Леонид Александрович Лузан* – менеджер, ООО «Харампурнефтегаз», Тюмень, Россия; <https://orcid.org/0009-0003-9130-253X>; e-mail: LuzanLA@kharampurneftegaz.ru

**Поступила в редакцию 08.11.2024**

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

Original article

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-4.art5>

### Well test analysis of a low-thickness Cenomanian gas reservoir with permeable shale layer

T.A. Abramov<sup>1</sup>, A.Sh. Akkerman<sup>1</sup>✉, A.A. Aleksandrov<sup>2</sup>, R.R. Abzgildin<sup>2</sup>, L.A. Luzan<sup>2</sup>

1 – Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, Russia

2 – Kharampurneftegaz LLC, Tyumen, Russia

**Abstract.** *Background.* Effective oil and gas field development requires understanding of the drainage of the reservoir both by area and by vertical direction. This task is especially relevant for low-thickness objects underlain by bottom water, such as the gas-saturated reservoir of the Pokur suite (PK-1 formation) considered in this work. *Objective.* To identify the permeability of the siltstone thin layer separating the PK1-1 and PK1-2 cyclites. *Materials and methods.* The article uses well testing methods: analysis and interpretation of the actual data of the pressure build-up curve registration and interference testing and their comparison with the results of numerical and analytical modeling performed in the Saphir module of the Kappa Workstation software. *Results.* Pressure build-up behavior was identified, allowing to establish the drainage through a low-permeability layer of an untapped productive layer. We found that the drainage covers the entire productive interval in a fairly short period of time: within 1 hour for a vertical well and 10 hours for a horizontal one. These estimations are proved by the data of interference testing. *Conclusions.* The permeable nature of the siltstone thin layer was established, through which the whole productive interval is drained during well production. The obtained results are necessary for reserve recovery and water influx dynamics estimation and calculation of well operation parameters.

**Keywords:** well testing, Cenomanian reservoir, low-permeability layer, pressure build-up curve, interference testing, horizontal well, limited entry well

**Funding:** the work received no funding.

**For citation:** Abramov T.A., Akkerman A.Sh., Aleksandrov A.A., Abzgildin R.R., Luzan L.A. 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>

---

✉ Anel Sh. Akkerman, e-mail: [ASh\\_Akkerman@tnnc.rosneft.ru](mailto:ASh_Akkerman@tnnc.rosneft.ru)

© Abramov T.A., Akkerman A.Sh., Aleksandrov A.A., Abzgildin R.R., Luzan L.A., 2024



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

### Conflict of interests

The authors declare no conflict of interests.

### References

1. Zakirov S.N., Indrupsky I.M., Zakirov E.S. et al. Some specific features of development of thin water-floating gas deposits with heterogeneous collectors. *Oilfield Engineering*. 2013. No. 5. P. 5–10. (In Russ.).
2. 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). P. 5–14. (In Russ.). [https://doi.org/10.30713/0207-2351-2019-11\(611\)-5-14](https://doi.org/10.30713/0207-2351-2019-11(611)-5-14)
3. Ilin A.V., Dubiv I.B. Practice of developing a Cenomanian gas deposit by a system of horizontal wells. *Vesti gazovoy nauki*. 2023. No. 2(54). P. 214–220. (In Russ.).
4. 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>
5. Zakirov S.N., Indrupskiy I.M., Zakirov E.S. et al. *New Principles and Technologies of Oil and Gas Field Development*. Part 2. Moscow; Izhevsk: Institute of Computer Science, 2009. 484 p. (In Russ.).
6. Zaporozhets V.V., Zaitsev A.V. Assessment of the prospects for the development of the Coniacian and Turonian gas deposits in Western Siberia on the example of the Ipatovskaya suite. *Territorija Neftegaz*. 2021. No. 1–2. P. 64–71. (In Russ.).
7. Vylomov D.D., Shulgin P.A., Snohin A.A. Optimization of the well completion methods for low permeability gas reservoir Turonian. *Exposition Oil Gas*. 2022. No. 3(88). P. 48–52. (In Russ.). <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2022-3-48-52>
8. Tolkacheva E.O., Aleksandrov A.A., Samsonov I.V. et al. Specific features of well-interference testing at Turonian gas deposit. *Gazovaya promyshlennost*. 2021. No. 4(815). P. 40–47. (In Russ.).
9. Indrupskiy I.M., Arkhipov Yu.A., Anikeyev D.P. et al. Influence of permeability distribution on gas recovery from massive reservoir with bottom water. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, Moscow, Russia, 16–18 October 2017. Paper SPE-187860-MS. <https://doi.org/10.2118/187860-MS>
10. Mazhar V.A., Ridel A.A., Kolesnikov M.V. et al. The practice of hydrodynamic surveys in complex design wells. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2022. No. 2(37). P. 127–138. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-37.art9>
11. Kamal M.M., ed. *Transient Well Testing*. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers, 2009. 849 p. <https://doi.org/10.2118/9781555631413>

### Information about the authors

Timur A. Abramov – Chief Specialist, Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, Russia; <https://orcid.org/0009-0003-5766-9565>; e-mail: [taabramov@tnnc.rosneft.ru](mailto:taabramov@tnnc.rosneft.ru)

*Anel Sh. Akkerman* – Leading Specialist, Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, Russia; <https://orcid.org/0009-0004-2534-8510>; e-mail: [ASh\\_Akkerman@tnnc.rosneft.ru](mailto:ASh_Akkerman@tnnc.rosneft.ru)

*Aleksandr A. Aleksandrov* – Head of Department, Kharampurneftegaz LLC, Tyumen, Russia; <https://orcid.org/0009-0005-1491-1571>; e-mail: [AleksandrovAA@kharampurneftegaz.ru](mailto:AleksandrovAA@kharampurneftegaz.ru)

*Rustam R. Abzgildin* – Head of Department, Kharampurneftegaz LLC, Tyumen, Russia; <https://orcid.org/0009-0009-7721-537X>; e-mail: [AbzgildinRR@kharampurneftegaz.ru](mailto:AbzgildinRR@kharampurneftegaz.ru)

*Leonid A. Luzan* – Manager, Kharampurneftegaz LLC, Tyumen, Russia; <https://orcid.org/0009-0003-9130-253X>; e-mail: [LuzanLA@kharampurneftegaz.ru](mailto:LuzanLA@kharampurneftegaz.ru)

**Received 08.11.2024**