

НОВЫЕ МЕТОДЫ И ТЕХНОЛОГИИ ИЗУЧЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СРЕДЫ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ

Оригинальная статья

УДК 622.276.5.001.5

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.17>

Гидродинамические исследования коллекторов с низким коэффициентом подвижности*

В.А. Иктисанов ✉

Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, Россия, 199106,
Санкт-Петербург, Васильевский остров, 21-я линия, д. 2

Аннотация. *Актуальность.* В связи с ухудшением структуры запасов и рядом негативных факторов, возникающих в процессе разработки месторождений, объектами разработки все чаще становятся низкопроницаемые коллекторы и коллекторы, содержащие высоковязкую нефть. В связи с этим существенно возрастает время выхода логарифмической производной давления на радиальный режим течения, что делает невозможным интерпретацию кривой восстановления давления при приемлемом времени исследований. *Цель работы.* Разработка и обобщение рекомендаций по исследованию скважин, эксплуатирующих коллекторы с низким коэффициентом подвижности. *Материалы и методы.* Для решения поставленной задачи использовались известные и разработанные автором методы интерпретации и проведения гидродинамических исследований. *Результаты.* Показано, что наиболее оптимальными методами являются следующие: снятие кривой откачки вместо снятия кривой восстановления давления, использование моделей потока, предшествующих радиальному потоку, при интерпретации кривых давления для скважин сложной геометрии и уже ставшая традиционной интерпретация длительной кривой изменения давления при использовании манометров, постоянно расположенных на забое скважин. *Выводы.* Предлагаемые методы позволяют уменьшить время запланированных остановок скважин на исследования и соответственно уменьшить потери в добыче нефти при решении задачи определения фильтрационных параметров пласта и призабойной зоны.

Ключевые слова: низкая проницаемость, высокая вязкость, кривая восстановления давления, кривая добычи, длительная кривая изменения давления, радиальный поток, фильтрационные параметры, скважины сложной геометрии

Финансирование: источники финансирования отсутствовали.

Для цитирования: Иктисанов В.А. Гидродинамические исследования коллекторов с низким коэффициентом подвижности // Актуальные проблемы нефти и газа. 2025. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.17>

* Статья написана на основе доклада на XIV Международном форуме исследователей скважин «Современные методы исследования скважин и пластов для повышения эффективности разработки нефтегазовых месторождений», 15–16 апреля 2025 г., Московский институт нефтегазового бизнеса, Клуб исследователей скважин, Экспоцентр, Москва, Россия.

✉ Иктисанов Валерий Асхатович, Iktisanov_VA@pers.spmi.ru

© Иктисанов В.А., 2025



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License

Введение

В связи с ухудшением структуры запасов объектами разработки все чаще становятся низкопроницаемые коллекторы и коллекторы, содержащие высоковязкую нефть¹, которые объединяет низкий коэффициент подвижности – отношение проницаемости пласта к вязкости продукции. Причины существования низкого коэффициента подвижности можно разделить на природные и техногенные. К первым, как это следует из закона Дарси, следует отнести плотные коллекторы низкой и сверхнизкой проницаемости, а также коллекторы, насыщенные высоковязкой нефтью. В общем случае наличие этих факторов приводит к нелинейной фильтрации, обусловленной либо нелинейно-вязкими свойствами нефти в связи с содержанием в ней парафинов, асфальтенов и смол, либо физико-химическим взаимодействием между жидкостью и высокой удельной поверхностью поровых каналов. Нелинейная фильтрация значительно усложняет процесс интерпретации кривых изменения давления – кривых восстановления давления (КВД), кривых откачки, длительных кривых изменения давления (ДКИД).

К техногенным причинам снижения коэффициента подвижности можно отнести:

- разгазирование нефти в призабойной зоне или в пласте, что значительно снижает фазовую проницаемость по нефти [1];

- возможное выпадение асфальтенов и/или парафинов в призабойной зоне и/или пласте в результате изменения термодинамических условий [2–4];

- снижение забойного давления ниже предельно-допустимого [5] и др.

Каждый из этих пунктов заслуживает особого внимания, но в основном эти негативные факторы связаны с разработкой месторождений. Для некоторых месторождений при вводе скважины в эксплуатацию, и соответственно изменении естественных температурных условий, происходят процессы кристаллизации парафинов, образования ассоциатов и агрегатов асфальтенов, что приводит к переходу от жидкоподобного состояния в твердоподобное. Эти процессы могут происходить как в стволе скважины, например, для условий Урало-Поволжья, так и в призабойной зоне [2]. Последнее наблюдается для некоторых месторождений Ирана, когда после пуска скважины через некоторое время образуются жесткие связи между агрегатами асфальтенов и дебит скважины снижается до нуля [6]. Считается, что закачка холодной воды также может привести к изменению фазового состояния нефти, резко увеличив ее вязкостные свойства [7].

При значительном снижении давления в соответствии с установкой «снижение забойного давления до нуля» в большинстве случаев вместо прироста наблюдается уменьшение дебитов (рис. 1). Как показали исследования в этом направлении, основная причина данной тенденции связана с возрастанием напряженного состояния коллектора и уменьшением проницаемости. Вторичной причиной, снижающей прирост дебита, но не приводящей к его уменьшению, является известное всем влияние выделившегося газа [8]. Более подробно эти вопросы рассмотрены в монографии [5], посвященной памяти проф. Р.Н. Дияшева – основоположника работ по определению предельно-допустимых давлений.

¹ Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года. URL: <http://static.government.ru/media/files/w4sigFOiDjGVDYT4IgsApssm6mZRb7wx.pdf> (дата обращения: 17.07.2025)

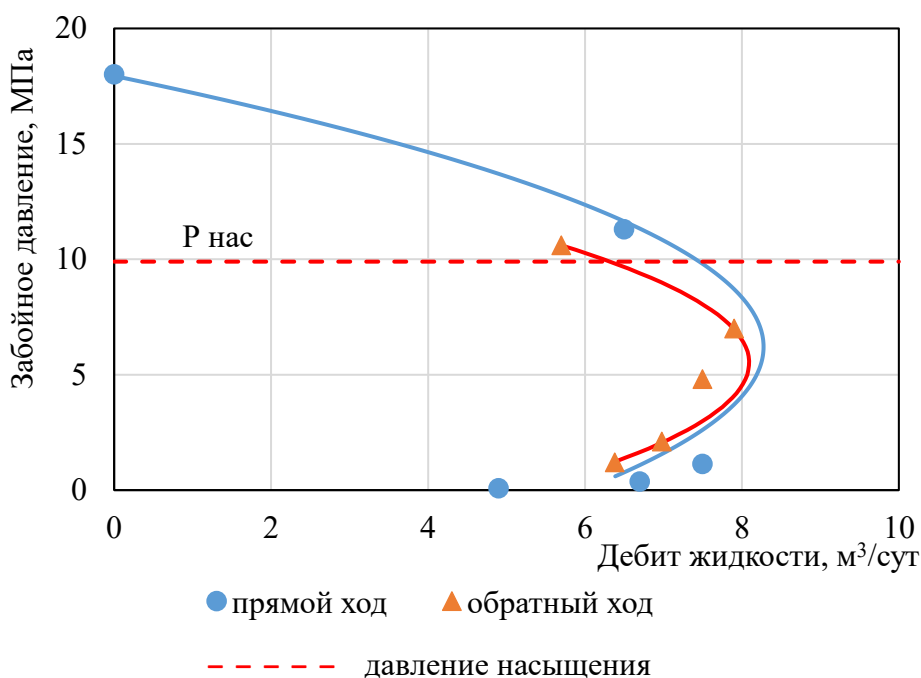


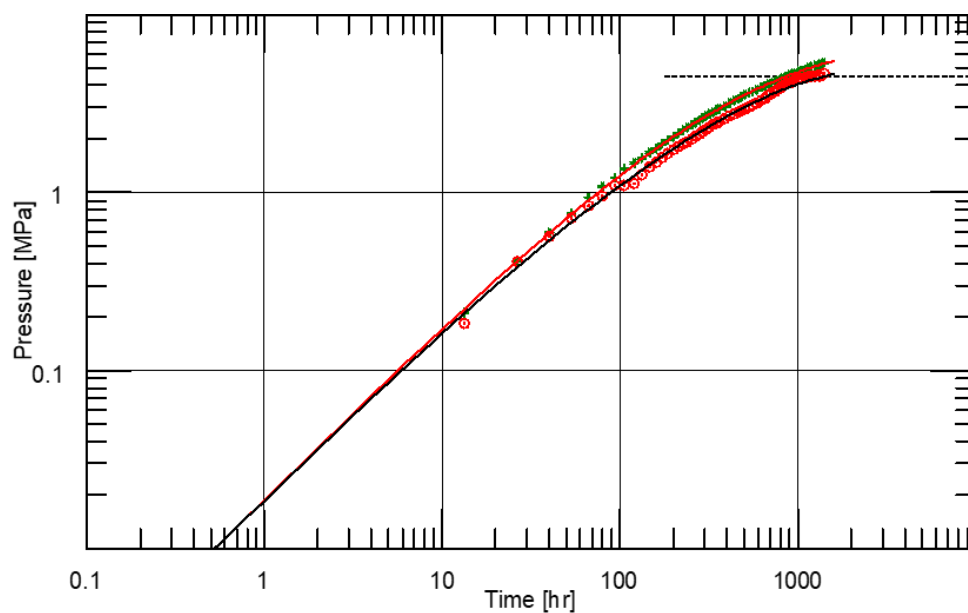
Рис. 1. Индикаторная диаграмма, иллюстрирующая результаты исследования скважины на установившихся режимах при прямом и обратном ходах (на примере одной из скважин кыновско-пашийских отложений)

Fig. 1. Inflow performance relationship curve illustrating the results of the well test at steady-state conditions during forward and reverse runs (evidence from a well of the Kynovian–Pashian deposits)

Таким образом, существует ряд причин, приводящих к низким фильтрационным параметрам пласта, либо к снижению этих параметров в процессе разработки. В связи с этим существенно возрастает время проведения гидродинамических исследований скважин (ГДИ), а точнее, время выхода логарифмической производной давления на постоянную величину, характеризующую радиальный поток к скважине, что делает невозможным достоверное определение фильтрационных параметров.

Данный процесс иногда дополнительно усугубляется высоким коэффициентом послепритока (влияния ствола скважины) из-за постепенного поступления газа

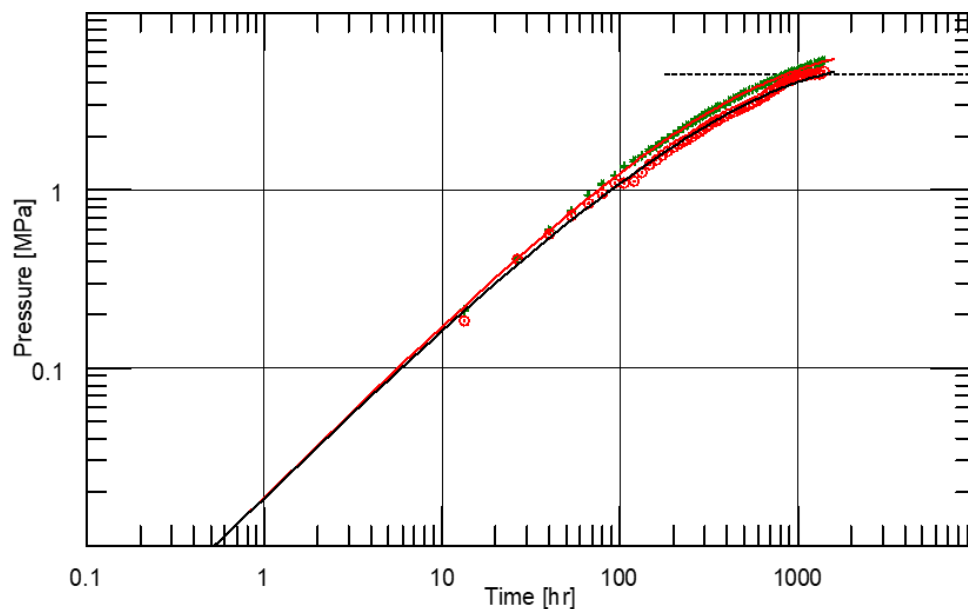
в скважину после ее остановки в случае низких забойных давлений. В частности, для скважин некоторых карбонатных залежей ПАО «Татнефть» коэффициент послепритока, в отличие от традиционных значений порядка $1 \text{ м}^3/\text{МПа}$, достигает нескольких десятков. Все это ведет к тому, что радиальный поток в ряде случаев появляется через несколько десятков дней или месяцев после остановки скважины (рис. 2, 3). Графики кривых восстановления давления, приведенные на рис. 2 и 3, и ряд других рисунков, размещенных в тексте статьи, построены с использованием программного обеспечения компании Карра Engineering.



●●● давление, ●●● производная давления, кривые – расчетные значения

Рис. 2. Билогарифмический график КВД, иллюстрирующий длительное восстановление давления (на примере одной из скважин башкирских отложений)

Fig. 2. Log-log plot of the PBU illustrating the prolonged pressure recovery (evidence from a well of the Bashkir deposits)



●●● давление, ●●● производная давления, кривые – расчетные значения

Рис. 3. Билогарифмический график КВД, иллюстрирующий длительное восстановление давления (на примере одной из скважин верейских отложений)

Fig. 3. Log-log plot of the PBU illustrating the prolonged pressure recovery (evidence from a well of the Vereyskian deposits)

Подтверждением данных тенденций может также служить анализ, выполненный для скважин карбонатных отложений Шегурчинского месторождения, который показал наличие двух максимумов распределения времени достижения радиального потока – 40 и 110 суток.

Естественно, что основная функция скважины – добывать нефть, а не простаивать все время для проведения исследований. В этой связи основной целью данной работы является обобщение рекомендаций по исследованию скважин, эксплуатирующих коллекторы с низким коэффициентом подвижности.

Материалы и методы

Для решения поставленной задачи рассмотрены и проанализированы три наиболее приемлемых метода решения задачи:

1) Снятие кривой откачки, которая обычно имеет гораздо большую продолжительность во времени в сравнении с КВД. При использовании данного подхода отсутствуют потери в добыче нефти.

2) Широко применяемый метод интерпретации длительной кривой изменения давления при помощи программ для интерпретации результатов гидродинамических исследований или программ для анализа добычи. В этом случае длительное время записи давления и дебитов позволяют получить ценную информацию по пласту, которую невозможно получить по отдельной КВД.

3) Применение моделей потока к скважинам сложной геометрии, предшествующим радиальному потоку. Данный подход позволяет на порядок сократить время исследования скважины по КВД. В его основе используются

промежуточные потоки между после-притоком и радиальным потоком для скважин сложной геометрии. Для вертикальных скважин с трещиной промежуточными потоками могут быть линейный, билинейный, эллиптический потоки, для многоствольных скважин – более сложные конфигурации потоков.

Результаты и обсуждение

Использование кривой откачки

Рассмотрим возможные способы решения задачи по снижению времени простоя скважин на исследования. Заметим, что схожая тема обсуждалась на одной из международных конференций в Индонезии – «Исследование скважин в условиях высокой цены на нефть» (2007 г.). Вначале обозначим, почему при исследованиях скважин необходимо достижение радиального потока для производной давления. Прежде всего, это вызвано необходимостью разделения скин-фактора и проницаемости или еще точнее, скин-фактора и коэффициента подвижности. В противном случае для невозстановленных КВД, которые не достигли радиального потока, возникает множество пар «скин-фактор – проницаемость», т. е. возникает множество решений вместо единственного.

Одним из способов решения поставленной задачи является снятие не кривой восстановления давления, а кривой откачки. Время снятия кривой откачки, которую иногда ошибочно называют кривой стабилизации давления или кривой падения давления, ограничивается только временем работы скважины. Данное время всегда больше времени простоя скважины. Заметим, что за этот период времени скважина работает, т. е. выполняет свою основную функцию.

Многие исследователи возражают против данного подхода, аргументируя это тем, что давление и, соответственно, производная давления зашумлены из-за работы насоса. Действительно, этот фактор мешает получению гладкой производной

даже при большом уровне ее сглаживания. Более того, даже газовые скважины, работающие без насоса, имеют больше шумов давления при работе, чем в остановленной скважине (рис. 4), причиной чего является турбулизация потока.

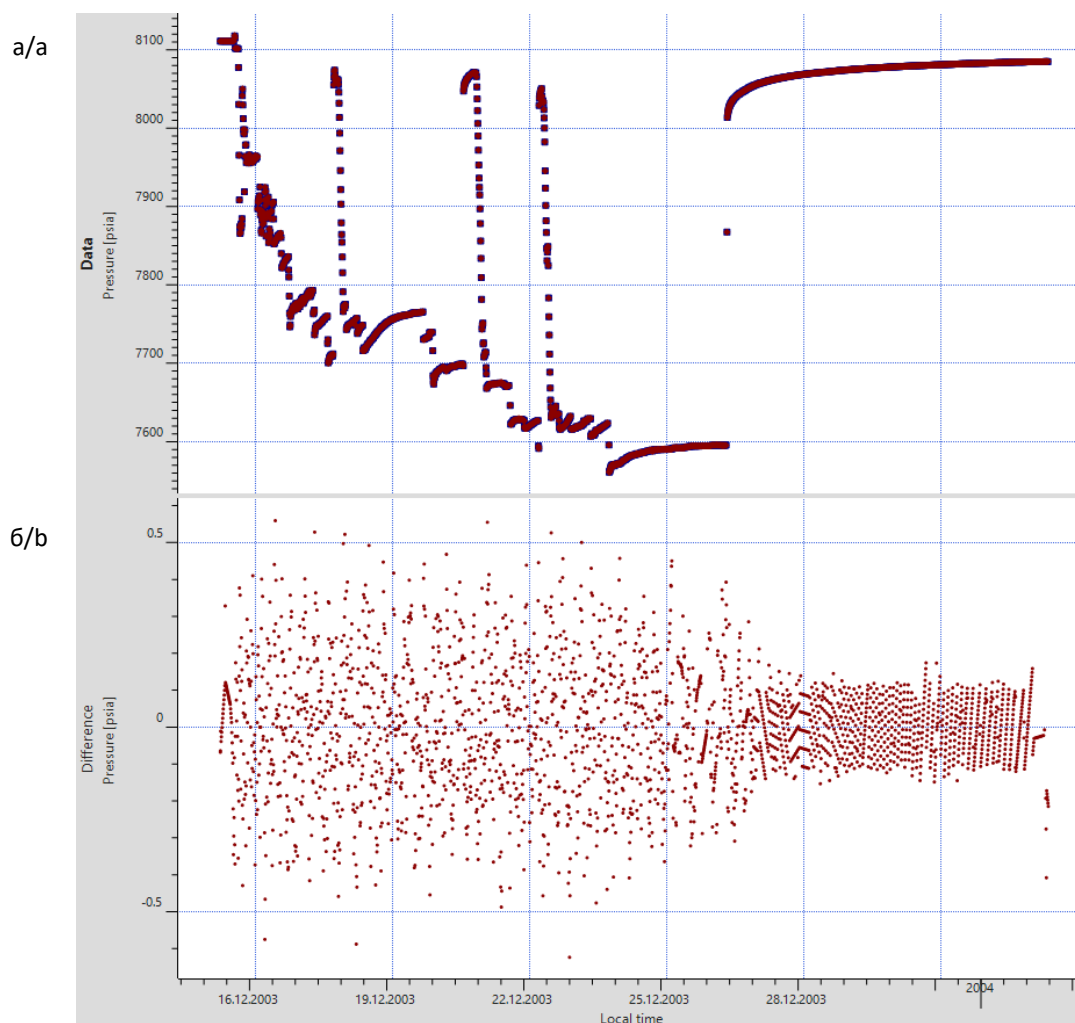


Рис. 4. Графики давления и уровней шумов давления при работе и снятии КВД газовой скважины: а – длительная кривая давления; б – отличия давления при его сглаживании

Fig. 4. Pressure plot and noise level plot during the operation and PBU recovery for a gas well: a – long-term pressure curve; b – differences in pressure at its relief

Источник: адаптировано из учебных материалов компании Kappa Engineering

Source: adapted from training resources by Kappa Engineering

Однако если за приемлемый период времени, например, 2–3 недели простоя для малодебитных скважин, не удалось снять КВД с выходом или стремлением

производной к радиальному потоку, то целесообразней снимать кривую откачки и применять высокий коэффициент сглаживания данных.

В большинстве случаев этот прием позволяет определить проницаемость (подвижность) и соответствующий ей скин-фактор. Для скважин средней и высокой продуктивности данный прием позволяет даже оценить расстояние и

конфигурацию до границ пласта, что неоднократно подтверждалось исследованиями и очень ценно на этапах поиска и разведки.

Пример интерпретации кривой откачки приведен на рис. 5.

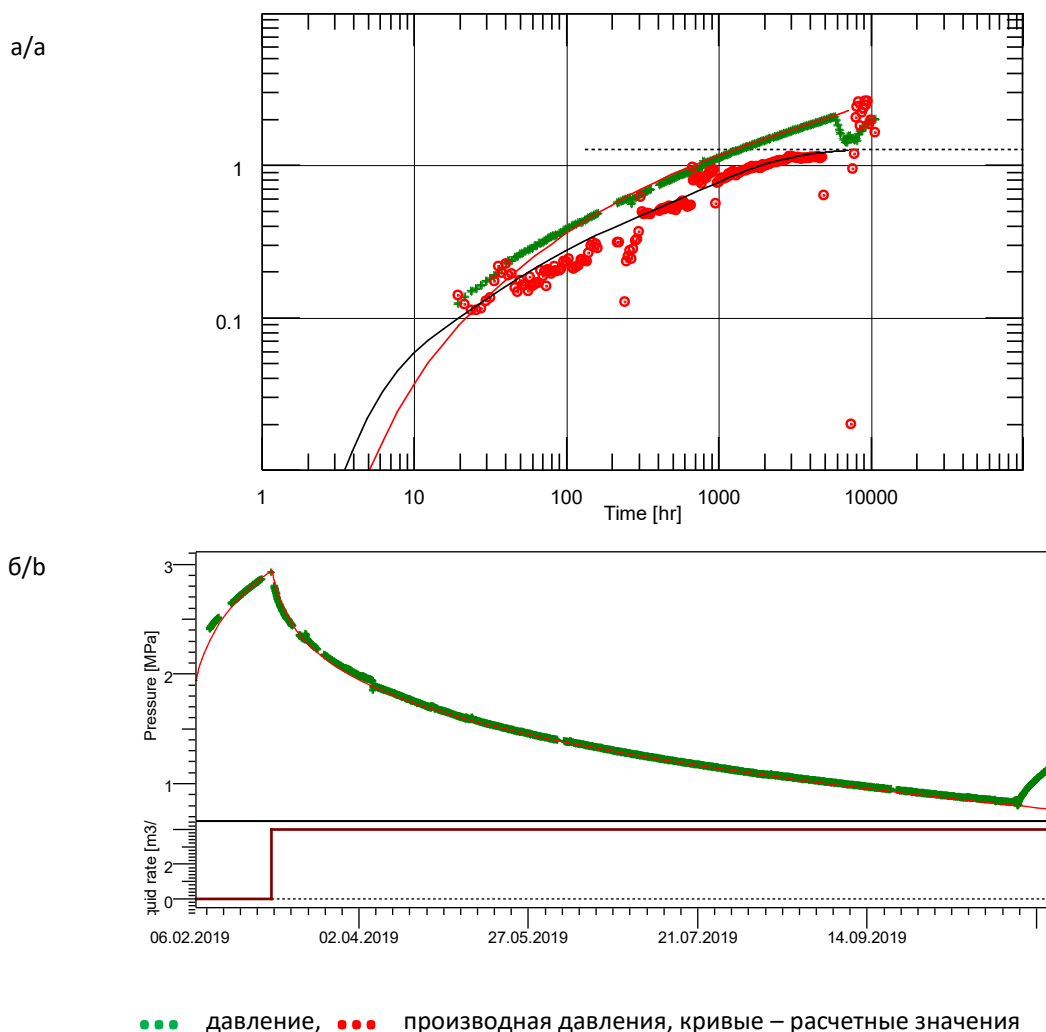


Рис. 5. Интерпретация кривой откачки (на примере одной из скважин турнейских отложений):
а – билогарифмический график; б – график истории

Fig. 5. Interpretation of the drawdown curve (evidence from a well of the Tournai deposits):
a – log-log plot; b – history plot

Для рассматриваемого случая логарифмическая производная давления устремилась к радиальному потоку только через полгода. Причинами столь длительного изменения давления явились:

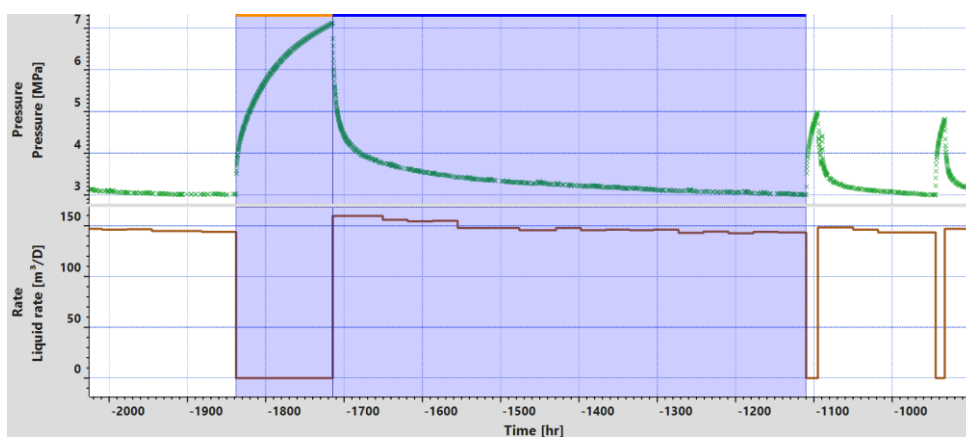
– низкая проницаемость пласта – $1,2 \cdot 10^{-4}$ мкм², в связи с наличием режима растворенного газа;

– высокий коэффициент притока – 70,6 м³/МПа, вызванный постоянным подтоком газа в скважину из призабойной зоны.

Заметим, что для ранних исследований скважин рассматриваемого объекта разработки проницаемость не опускалась ниже $5 \cdot 10^{-3}$ мкм² и восстановление КВД происходило за 2–3 недели. Картина изменилась в худшую сторону после значительного снижения забойного давления в скважинах.

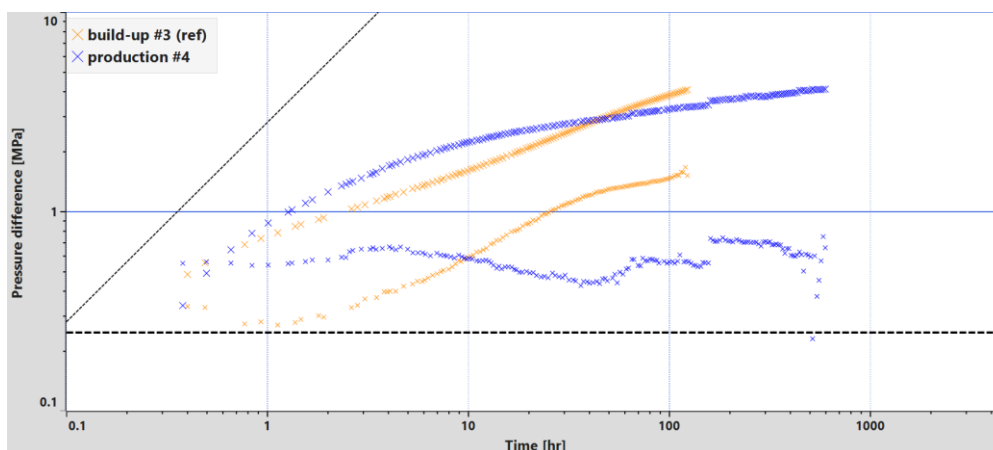
В ряде случаев отмечается примерно одинаковый радиальный поток по КВД и по кривой откачки, что является свидетельством

соблюдения линейного закона фильтрации. Но часто встречаются случаи, когда радиальный поток, определенный двумя способами, и, соответственно, коэффициент подвижности, явно различаются, что, по-видимому, объясняется проявлением нелинейной фильтрации. Графики КВД и кривой откачки, приведенные на рис. 6, иллюстрируют сложности выделения единственного радиального потока в этом случае.



●●● давление, ——— дебит

а/а



●●● давление и производная для кривой откачки, ●●● давление и производная для КВД

б/б

Рис. 6. Различия давлений и их производных для КВД и кривой откачки (на примере одной из скважин бобриковско-радаевских отложений): а – график истории; б – билогарифмический график

Fig. 6. Differences in pressures and their derivatives for PBU and the drawdown curves (evidence from a well of the Bobrikovian–Radaevian deposits): а – history plot; б – log–log plot

Данная тема требует отдельного изучения, частично эти вопросы рассмотрены в монографии [5]. Тем не менее, использование кривой откачки позволяет решить проблему определения фильтрационных параметров пласта и призабойной зоны для низкопроницаемых коллекторов и коллекторов, содержащих высоковязкую нефть. Причем кривую откачки можно получать не только при помощи глубинных манометров, но и приближенно с использованием стационарных эхолотов. Желательным элементом является отметка в базах данных, что фильтрационные параметры получены по кривой откачки.

Интерпретация длительной кривой изменения давления

Другим способом, позволяющим получить информацию о пласте, является

интерпретация длительной кривой изменения давления². Причем интерпретацию ДКИД можно выполнять как в программах для интерпретации результатов гидродинамических исследований, так и в программах по анализу добычи (рис. 7, 8), как с применением метода деконволюции, так и без нее, используя все данные по давлениям и дебитам. Данная тема довольно широко рассмотрена различными авторами, начиная с основополагающей работы М.М. Левитана [9], в связи с чем нет особого смысла останавливаться на ней подробно. Подчеркнем только, что наличие длительного времени записи давления и дебитов позволяют получить ценную информацию по пласту, которую невозможно получить интерпретацией отдельной КВД.

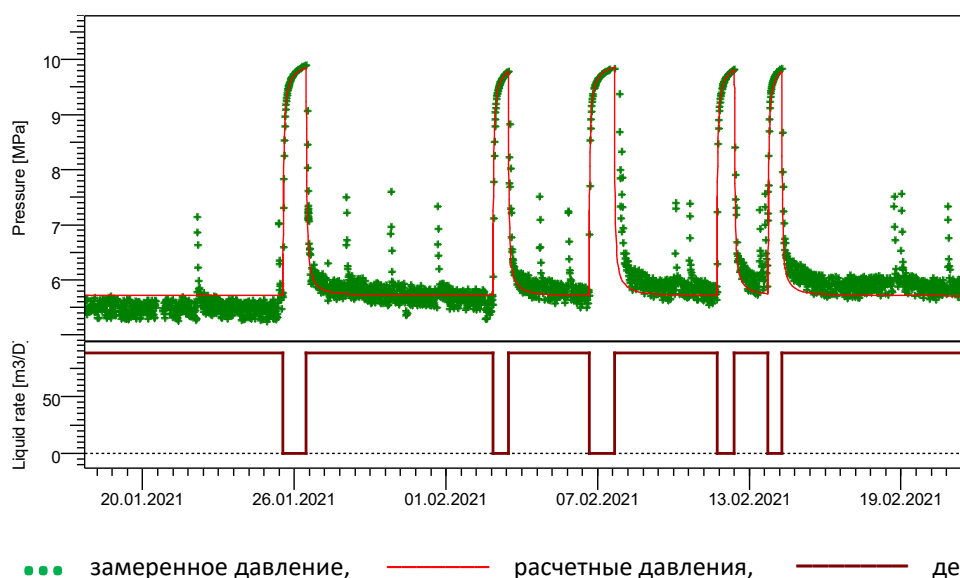


Рис. 7. Интерпретация ДКИД по программе интерпретации результатов гидродинамических исследований (на примере одной из скважин кыновско-пашийских отложений)

Fig. 7. Interpretation of long-term pressure according to pressure transient analysis program (evidence from a well of the Kynovian–Pashian deposits)

² Шипилова К.Ф. Интерпретация длительных кривых изменения давления: преимущества, вспомогательные средства // Труды молодых ученых института «ТатНИПИнефть», 2011. URL: https://tatnipi.tatneft.ru/storage/block_editor/files/ca93bb1baa4ee8e40194c0a76d341cb2f1951f34.pdf (дата обращения: 17.07.2025).

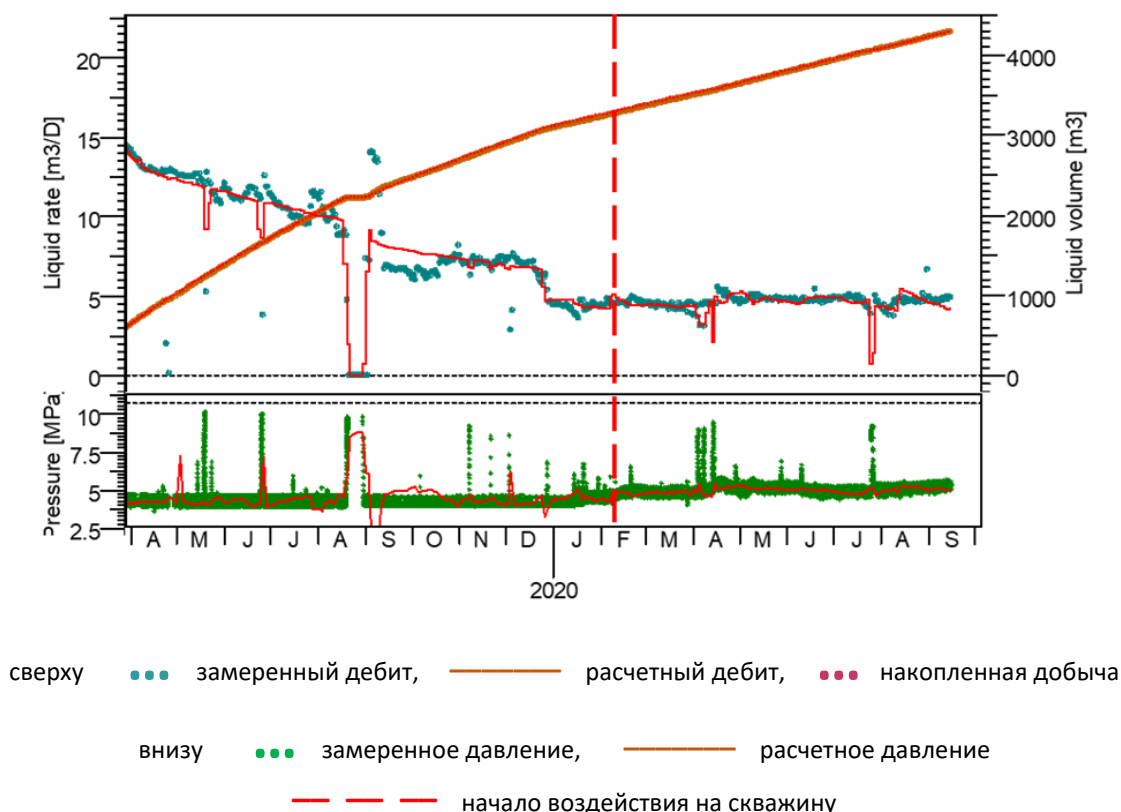


Рис. 8. Интерпретация ДКИД по программе для анализа добычи (на примере одной из скважин кыновско-пашийских отложений)

Fig. 8. Interpretation of long-term pressure according to rate transient analysis program (evidence from a well of the Kynovian–Pashian deposits)

Использование типов потока, предшествующих радиальному потоку для скважин сложной геометрии

Другим, на первый взгляд «крамольным» методом интерпретации кривых давления и дебитов для коллекторов с низким коэффициентом подвижности является использование типов потока, предшествующих радиальному потоку.

В сравнении с вертикальными скважинами для скважин сложной геометрии (вертикальные с трещиной или трещинами, горизонтальные, горизонтальные с множественными трещинами, многоствольные скважины и др.) время

достижения радиального потока чрезвычайно велико. Данная проблема дополнительно усугубляется тем, что именно скважины сложной геометрии применяются для разработки коллекторов с низкой и сверхнизкой проницаемостью [10–12], в том числе с учетом гидро-разрыва пласта [13, 14]. В этом случае время достижения радиального потока еще более возрастает и может достигать для горизонтальных скважин (ГС) с многостадийным гидроразрывом пласта, пробуренных в сланцах, нескольких тысяч лет. Естественно, что никто не будет, да и не сможет снимать ни КВД, ни кривую откачки в течение такого периода времени.

Возникшее противоречие можно разрешить следующим образом. Для этого следует обратить внимание на то, что для скважин сложной геометрии между послепритоком и радиальным потоком имеют место промежуточные потоки, в отличие от вертикальных скважин, где радиальный поток следует сразу за послепритоком. Например, считается, что для ГС или вертикальной скважины с проходящей через нее трещиной, существует линейный поток, характеризующийся в билогарифмических координатах углом наклона для давления и производной, равным $1/2$. В действительности, вместо линейного или плоско-параллельного потока существует эллипти-

ческий поток, так как концы трещины или ГС имеют наибольшую плотность притока. Более подробно данный вопрос рассмотрен в работах [15, 16]. Для горизонтальной скважины с трещинами или для многоствольных скважин естественно будет наблюдаться иной, более сложный поток (рис. 9). Но в целом, применяя уравнения для описания этих типов потока, можно определить фильтрационные параметры пласта и призабойной зоны без достижения радиального потока, которое, как уже отмечалось, наступает при очень большом времени исследования. Данный прием рекомендуется использовать только для скважин со сложной конфигурацией стволов, исключая вертикальные скважины.

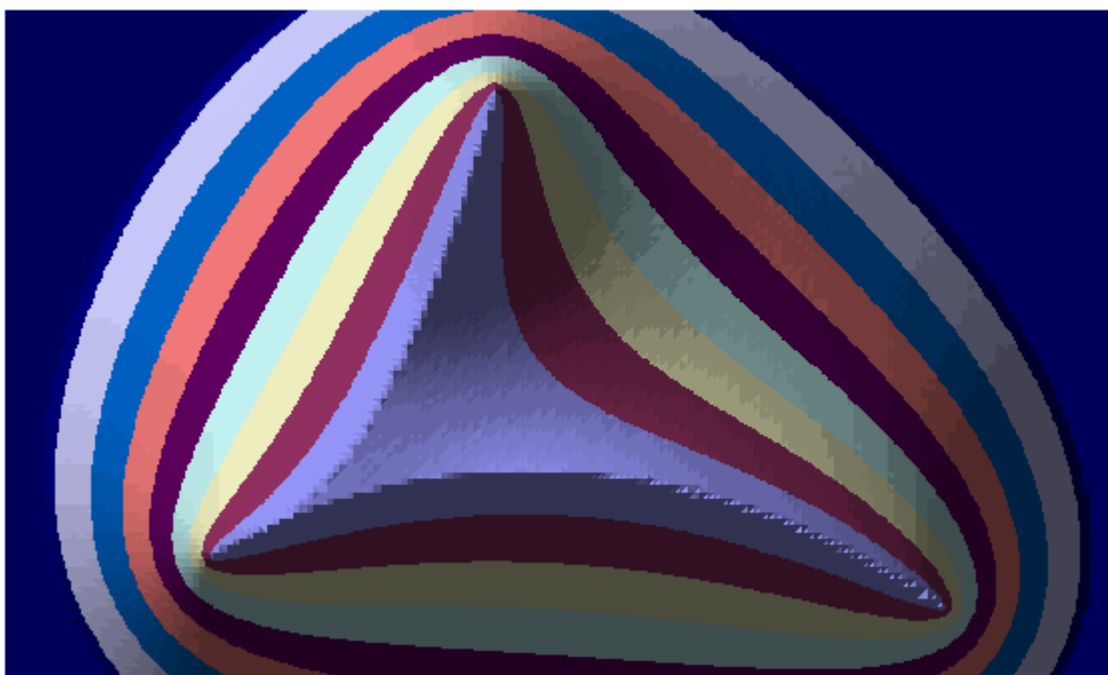
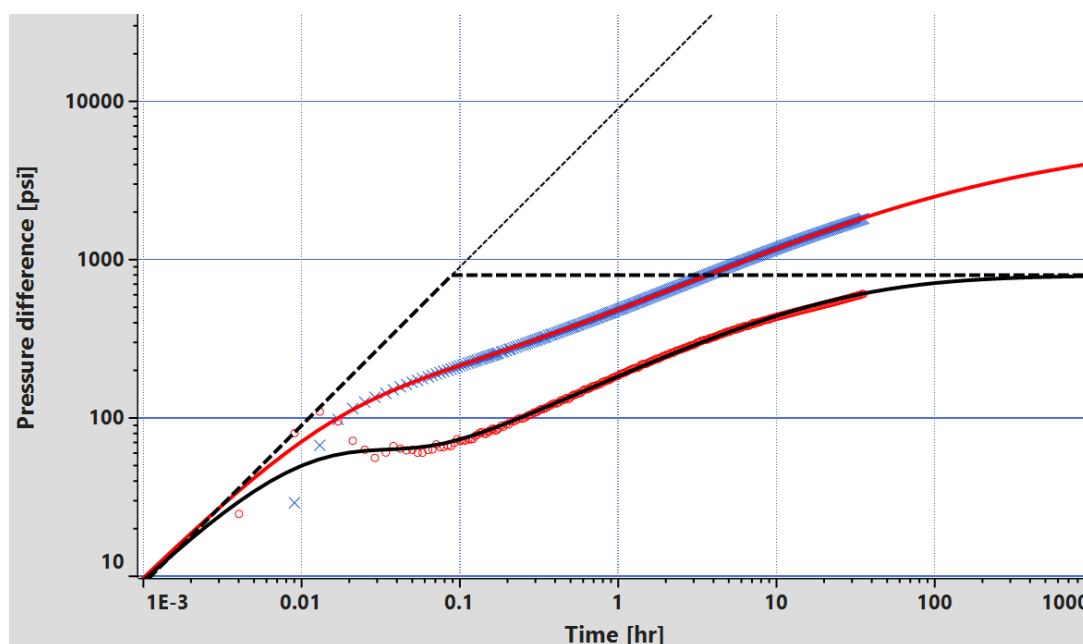


Рис. 9. Пример изобар для двуствольной скважины

Fig. 9. Example of isobar for a dual-lateral well

Для вертикальных и горизонтальных скважин с трещиной или трещинами этот прием не является новым и используется специалистами при подборе

модели без наличия «полочки» постоянной производной давления, характеризующей наступление радиального потока (рис. 10).



●●● давление, ●●● производная давления, — расчетное давление, — расчетная производная
 — — — — — горизонтальная – радиальный поток,
 — — — — — с единичным наклоном – влияние ствола скважины

Рис. 10. Билогарифмический график КВД без достижения радиального потока (на примере вертикальной скважины с трещиной)

Fig. 10. Log-log plot of PBU without achieving radial flow (evidence from a vertical well with a fracture)

Источник: адаптировано из учебных материалов компании Kappa Engineering

Source: adapted from training resources by Kappa Engineering

К новому можно отнести предложенное ранее обобщение описания этого промежуточного потока для скважин с самой различной конфигурацией стволов и заканчивания скважин при помощи набора сфер (рис. 11). Для этого решается система n уравнений с n неизвестными, описывающая сферический поток с учетом взаимодействия сфер-узлов [16]. Основная сложность решения этой системы уравнений заключается в необходимости суммирования от $-\infty$ до $+\infty$ для моделирования непроницаемых кровли и подошвы.

Однако данная проблема решается заданием некоторой точности поиска искомых сумм. Система уравнений решается при помощи итераций. Данный подход позволяет описать различные сложные типы потоков, предшествующие радиальному. Угол наклона производной в билогарифмических координатах для рассматриваемого типа потока может быть различным и определяется типом скважины, коэффициентом анизотропии, временем исследования и другими факторами.

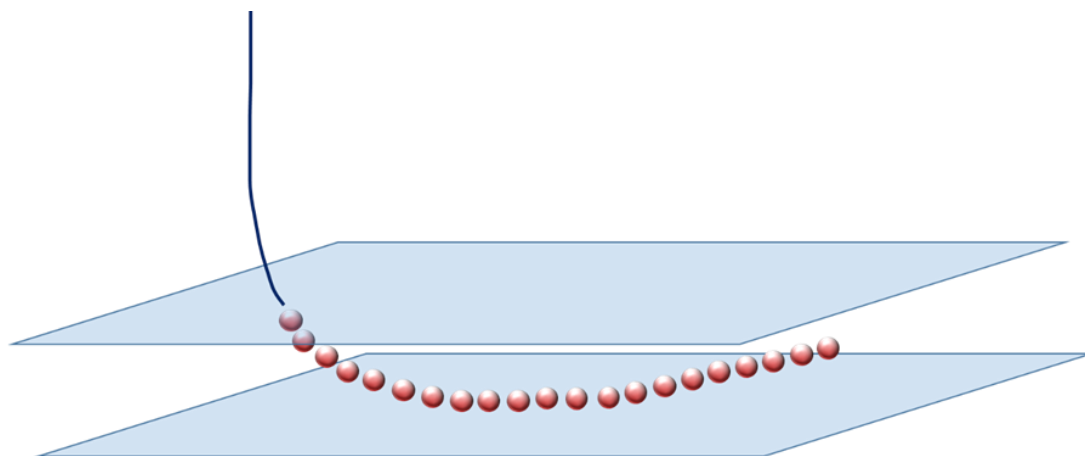


Рис. 11. Пример моделирования ствола скважины набором сфер-узлов между кровлей и подошвой пласта

Fig. 11. Example of modeling the wellbore with a set of sphere nodes between the roof and the base of the formation

Предлагаемый прием позволяет на порядок и более сократить время исследования скважины, но требует определенного мастерства интерпретатора при поиске решения обратной задачи. Закономерным образом точность определения фильтрационных параметров несколько снижается за счет выхода расчетной кривой за пределы исследуемого интервала времени, но как показала практика, в целом снижение точности не является критичным.

Таким образом, третьим вариантом решения задачи интерпретации результатов гидродинамических исследований для коллекторов с низким коэффициентом подвижности является применение моделей для скважин сложной геометрии, которые позволяют описать кривые еще до появления радиального потока. Для горизонтальных скважин и вертикальных скважин с трещиной достаточно известных традиционных моделей. Для более сложных скважин можно использовать апробированный ранее алгоритм моделирования ствола или

стволов скважины набором сфер-узлов. Для вертикальных скважин, в связи с отсутствием переходных режимов между послепритоком и радиальным потоком, данный способ не применим.

Заключение

Для низкопроницаемых коллекторов и коллекторов с высоковязкой нефтью время остановки скважин на исследования существенно возрастает. Задача осложняется тем, что для скважин сложной геометрии (вертикальные с трещиной или трещинами, горизонтальные, горизонтальные с множественными трещинами, многоствольные скважины и др.) радиальной поток достигается при большом времени исследования даже для традиционных коллекторов, но именно эти скважины в основном используются для разработки коллекторов с малым коэффициентом подвижности. В результате становится невозможным применение традиционных методов гидродинамических исследования скважин и интерпретации результатов.

В связи с этим выполнено обобщение различных методов решения задачи по определению фильтрационных параметров пласта и призабойной зоны для коллекторов с низким коэффициентом подвижности. Рекомендуется использование следующих подходов:

- снятие кривой откачки, которая обычно имеет гораздо большую продолжительность по времени в сравнении с КВД;
- интерпретация длительной кривой изменения давления (ДКИД);

– применение моделей потока, предшествующих радиальному потоку, для скважин сложной геометрии.

Рассмотрены возможности, преимущества и недостатки каждого их методов. Предлагаемые методы позволяют уменьшить время запланированных остановок скважин на исследования и соответственно уменьшить потери в добыче нефти при решении задачи определения фильтрационных параметров пласта и призабойной зоны.

Вклад автора

В.А. Иктисанов – концептуализация, администрирование данных, методология, проведение исследования, визуализация, создание рукописи и ее редактирование.

Конфликт интересов

Автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

Список источников

1. Саломатин Е.Н., Филипп А.А., Шульга Р.С. Определение относительных фазовых проницаемостей и кривых капиллярного давления методом центрифугирования в термобарических условиях // Нефтяная провинция. 2023. № 1(33). С. 1–15. <https://doi.org/10.25689/NP.2023.1.1-15>
2. Коробов Г.Ю., Парфенов Д.В., Нгуен Ван Тханг. Механизмы образования асфальтосмолопарафиновых отложений и факторы интенсивности их формирований // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2023. Т. 334, № 4. С. 103–116. <https://doi.org/10.18799/24131830/2023/4/3940>
3. Юдина Н.В., Лоскутова Ю.В., Чеканцева Л.В. Влияние термообработки на структурно-реологические свойства высокопарафинистой нефти // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2024. Т. 335, № 12. С. 18–28. <https://doi.org/10.18799/24131830/2024/12/4758>
4. Евдокимов И.Н., Елисеев Н.Ю., Фесан А.А. Изменение реологических свойств высоковязкой структурированной нефти при ультразвуковой обработке // Ученые записки физического факультета Московского университета. 2014. № 6. С. 146315-1–146315-5.
5. Иктисанов В.А. Контроль и регулирование разработки нефтяных месторождений: оптимизация добычи нефти регулированием забойных давлений. М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2024. 252 с.
6. Evdokimov I.N., Eliseev N.Yu., Eliseev D.Yu. Thermophysical properties and phase-behaviour of asphaltene-containing petroleum fluids // Fluid Phase Equilibria. 2003. Vol. 212, No. 1–2. P. 269–278. [https://doi.org/10.1016/S0378-3812\(03\)00267-X](https://doi.org/10.1016/S0378-3812(03)00267-X)

7. *Непримеров Н.Н.* Как природа обеспечивает КИН=100% // Георесурсы. 2000. № 1(2). С. 59.
8. *Vogel J.V.* Inflow performance relationships for solution gas drive wells // Journal of Petroleum Technology. 1968. Vol. 20, No. 1. P. 83–92. <https://doi.org/10.2118/1476-PA>
9. *Levitan M.M.* Practical application of pressure/rate deconvolution to analysis of real well tests // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. 2005. Vol. 8, No. 2. P. 113–121. <https://doi.org/10.2118/84290-PA>
10. *Давлетова А.Р., Бикбулатова Г.Р., Федоров А.И., Давлетбаев А.Я.* Геомеханическое моделирование направления и траектории развития трещин гидроразрыва пласта при разработке низкопроницаемых коллекторов // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». 2014. № 1(34). С. 40–43.
11. *Li J., Wang K., Su S. et al.* Well-test interpretation model of water-injection well in a low-permeability reservoir and its application // Energies. 2024. Vol. 17, No. 22. P. 5663. <https://doi.org/10.3390/en17225663>
12. *Zhang H., Cheng J., Zhang X. et al.* An evaluation of the applicability of the steady-state productivity approach for horizontal wells in low-permeability heterogeneous gas reservoirs // Processes. 2025. Vol. 13, No. 1. P. 173. <https://doi.org/10.3390/pr13010173>
13. *Майков Д.Н., Исупов С.В., Макаров С.С.* Расчетная модель вертикальной скважины с трещиной автоматического гидравлического разрыва пласта для интерпретации параметров при гидродинамических исследованиях скважин // Вестник Самарского государственного технического университета. Серия: Физико-математические науки. 2025. Т. 29, № 1. С. 92–109. <https://doi.org/10.14498/vsgtu2080>
14. *Копейкин Р.Р., Абдуллин Р.Ф., Калинин С.А. и др.* Моделирование гидродинамических исследований скважин с учетом автоГРП в рядной системе разработки // Нефтяное хозяйство. 2023. № 12. С. 30–35. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2023-12-30-35>
15. *Иктисанов В.А.* Гидродинамические исследования и моделирование многоствольных горизонтальных скважин. Казань: Плутон, 2007. 123 с.
16. *Иктисанов В.А.* Описание установившегося притока жидкости к скважинам различной конфигурации и различным частичным вскрытием // Записки Горного института. 2020. Т. 243. С. 305–312. <https://doi.org/10.31897/PMI.2020.3.305>

Информация об авторе

Валерий Асхатович Иктисанов – д.т.н., профессор, Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, Санкт-Петербург, Россия; SPIN-код: 3873-9777, <https://orcid.org/0009-0004-4295-909X>; e-mail: iktisanov_va@pers.spmi.ru

Поступила в редакцию 24.04.2025

Принята к публикации 11.07.2025

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

Original article

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.17>

Pressure transient analysis for reservoirs with low mobility coefficient*

Valery A. Iktissanov ✉

Empress Catherine II Saint Petersburg Mining University, 2 21st Line, Vasilievsky Island, St. Petersburg, 199106, Russia

Abstract. *Background.* Low-permeability reservoirs and reservoirs containing high-viscosity oil are increasingly becoming objects of development due to the deterioration of the reserve structure and a number of negative factors. As a result, the time for the logarithmic derivative of pressure to reach radial flow conditions significantly increases, making it impossible to interpret the pressure buildup curve within an acceptable research time. *Objective.* To develop and summarize recommendations for the pressure transient analysis in reservoirs with low mobility coefficients. *Materials and methods.* To solve the set task, known and author-developed methods of interpretation and hydrodynamic research were used. *Results.* It is shown that the most optimal methods are the following: the drawdown curve instead of pressure buildup curve, the usage of flow models preceding radial flow when interpreting pressure curves for wells with complex geometry and the already traditional interpretation of long-term pressure data using pressure downhole gauges. *Conclusions.* The proposed methods allow for a reduction in the scheduled shutdown time of well during well test and consequently reduce losses in oil production when solving the problem of determining the filtration parameters of the reservoir and the near-wellbore zone.

Keywords: low permeability, high viscosity, pressure buildup curve, production curve, long-term pressure curve, radial flow, filtration parameters, wells of complex geometry

Funding: the work received no funding.

For citation: Iktissanov V.A. Pressure transient analysis for reservoirs with low mobility coefficient. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2025. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.17>

* The article is based on the report presented at the 14th International Well Test Forum “Modern Well Test Analysis and Reservoir Testing Methods for Improving the Efficiency of Oil and Gas Field Development”, 15–16 April 2025, Moscow Petroleum Institute, Well Test Club, Expocentre, Moscow, Russia.

✉ Valery A. Iktissanov, Iktissanov_VA@pers.spmi.ru

© Iktissanov V.A., 2025



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

Author contributions

Valery A. Iktissanov – conceptualization, data curation, methodology, investigation, visualization, writing – review & editing.

Conflict of interests

The author declares no conflict of interests.

References

1. Salomatina E.N., Philipp A.A., Shulga R.S. Determination of relative permeability and capillary pressure by centrifuge experiments. *Neftyanaya provintsiya*. 2023. No. 1(33). P. 1–15. (In Russ.). <https://doi.org/10.25689/NP.2023.1.1-15>
2. Korobov G.Yu., Parfenov D.V., Nguen Van Thang. Mechanisms of the formation of asphalt-resin and paraffin deposits and factors influencing their intensity. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*. 2023. Vol. 334, No. 4. P. 103–116. (In Russ.). <https://doi.org/10.18799/24131830/2023/4/3940>
3. Yudina N.V., Loskutova Yu.V., Chekantseva L.V. Heat treatment impact on structural-rheological properties of high-paraffin oil. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*. 2024. Vol. 335, No. 12. P. 18–28. (In Russ.). <https://doi.org/10.18799/24131830/2024/12/4758>
4. Evdokimov I.N., Eliseev N.Yu., Fesan A.A. The change of rheological properties of high viscosity of the structured oil when ultrasonic processing. *Uchenye zapiski fizicheskogo fakulteta Moskovskogo universiteta*. 2014. No. 6. P. 146315-1–146315-5. (In Russ.).
5. Iktissanov V.A. *Control and Regulation of Oil Field Development: Oil Production Optimization by Downhole Pressure Control*. Moscow; Izhevsk: Institute of Computer Science, 2024. 252 p. (In Russ.).
6. Evdokimov I.N., Eliseev N.Yu., Eliseev D.Yu. Thermophysical properties and phase-behaviour of asphaltene-containing petroleum fluids. *Fluid Phase Equilibria*. 2003. Vol. 212, No. 1–2. P. 269–278. [https://doi.org/10.1016/S0378-3812\(03\)00267-X](https://doi.org/10.1016/S0378-3812(03)00267-X)
7. Neprimerov N.N. How nature provides oil recovery factor=100%. *Georesursy*. 2000. No. 1(2). P. 59. (In Russ.).
8. Vogel J.V. Inflow performance relationships for solution gas drive wells. *Journal of Petroleum Technology*. 1968. Vol. 20, No. 1. P. 83–92. <https://doi.org/10.2118/1476-PA>
9. Levitan M.M. Practical application of pressure/rate deconvolution to analysis of real well tests. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*. 2005. Vol. 8, No. 2. P. 113–121. <https://doi.org/10.2118/84290-PA>
10. Davletova A.R., Bikbulatova G.R., Fedorov A.I., Davletbaev A.Ya. Geomechanical simulation of hydraulic fractures growth direction and trajectory in the low permeability reservoirs development. *Nauchno-tekhnicheskiiy vestnik OAO NK Rosneft'*. 2014. No. 1(34). P. 40–43. (In Russ.).
11. Li J., Wang K., Su S. et al. Well-test interpretation model of water-injection well in a low-permeability reservoir and its application. *Energies*. 2024. Vol. 17, No. 22. P. 5663. <https://doi.org/10.3390/en17225663>

12. Zhang H., Cheng J., Zhang X. et al. An evaluation of the applicability of the steady-state productivity approach for horizontal wells in low-permeability heterogeneous gas reservoirs. *Processes*. 2025. Vol. 13, No. 1. P. 173. <https://doi.org/10.3390/pr13010173>
13. Maykov D.N., Isupov S.V., Makarov S.S. A computational model of a vertical well with waterflooding fracturing for pressure transient analysis. *Vestnik Samarskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta. Seriya fiziko-matematicheskie nauki*. 2025. Vol. 29, No. 1. P. 92–109. (In Russ.). <https://doi.org/10.14498/vsgtu2080>
14. Kopeykin R.R., Abdullin R.F., Kalinin S.A. et al. Well test simulation accounting induced fracture in a linear development system. *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*. 2023. No. 12. P. 30–35. (In Russ.). <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2023-12-30-35>
15. Iktissanov V.A. *Well Testing and Modeling of Multilateral Horizontal Wells*. Kazan: Pluton, 2007. 123 p. (In Russ.).
16. Iktissanov V.A. Description of steady inflow of fluid to wells with different configurations and various partial drilling-in. *Journal of Mining Institute*. 2020. Vol. 243. P. 305–312. <https://doi.org/10.31897/PMI.2020.3.305>

Information about the author

Valery A. Iktissanov – Dr. Sci. (Eng.), Professor, Empress Catherine II Saint Petersburg Mining University, St. Petersburg, Russia; <https://orcid.org/0009-0004-4295-909X>; e-mail: iktissanov_va@pers.spmi.ru

Received 24 April 2025

Accepted 11 July 2025