НОВЫЕ МЕТОДЫ И ТЕХНОЛОГИИ ИЗУЧЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СРЕДЫ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ

Оригинальная статья
УДК 622.276.031.011
https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.13

Уточнение геологического строения газовой залежи с помощью гидродинамических исследований скважин*

П.В. Крыганов ✉, Е.С. Крижова, С.Г. Федотов, О.И. Савицкая, А.Р. Бухаров
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Россия, 129110, Москва, ул. Щепкина, д. 61/2, стр. 12

Аннотация. *Актуальность.* При проектировании разработки месторождения и для уточнения геолого-гидродинамической модели необходима информация о проводимости разломов, выделенных при помощи сейсмических исследований, для оценки взаимодействия скважин, находящихся в разных блоках. Учитывая сложное строение залежи (многочисленные разломы), большое расстояние между скважинами, многовариантность решений при отклике отраженного от нескольких границ сигнала, решение данной задачи методами гидродинамических исследований скважин существенно затруднено. *Цель работы*. Выработка подходов, существенно снижающих неопределенность в оценке конфигурации и проводимости разломов в зоне влияния скважин. *Материалы и методы*. Использовалась информация, полученная в результате длительного мониторинга дебита и забойного давления по двум скважинам. Оценка наличия и проводимости разломов выполнялась с применением методов гидродинамических исследований скважин и специализированного программного обеспечения для их интерпретации. Введены критерии качества, по соответствию/несоответствию которым принималось решение о корректности использования той или иной модели. *Результаты*. На примере двух скважин показано применение факторного анализа для исключения наименее вероятных моделей конфигурации и проводимости разломов. Методом исключения неподходящих или менее достоверных интерпретационных моделей для этих скважин решена задача подтверждения наличия разломов, их количества, расстояния до них и степени их проводимости. *Выводы.* Представленный подход демонстрирует возможности существенного расширения области применения аналитических моделей для решения сложных геолого-гидродинамических задач.

Ключевые слова: гидродинамические исследования, комплексирование, фильтрационные свойства, разломы, гидродинамическое моделирование, расстояние до границ

Финансирование: источники финансирования отсутствовали.

* 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.

✉ Крыганов Павел Викторович, Pavel.Kryganov@lukoil.com

© Крыганов П.В., Крижова Е.С., Федотов С.Г., Савицкая О.И., Бухаров А.Р., 2025
Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License

Для цитирования: *Крыганов П.В., Крижова Е.С., Федотов С.Г., Савицкая О.И., Бухаров А.Р.* Уточнение геологического строения газовой залежи с помощью гидродинамических исследований скважин // Актуальные проблемы нефти и газа. 2025. https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.13

Введение

Гидродинамические исследования важны с точки зрения изучения геологического строения нефтяных и газовых залежей [1, 2] и увеличения эффективности информационного обеспечения их разработки [3].

Особенностью рассматриваемой в данной работе газовой залежи является большое количество разломов, выделяемых по результатам интерпретации сейсмических исследований. Следует отметить, что качество сейсмических исследований в данном случае не позволяет однозначно ответить на вопросы фактического наличия и точного местоположения разломов. В работах [4, 5] приведены оценки влияния выявления дизъюнктивных нарушений и их характеристик на эффективность проектирования разработки, в том числе и с экономической точки зрения. Ряд работ [2, 6] направлен на изучение проводимости разломов. В связи с этим в рамках уточнения геолого-гидродинамической модели для проектирования разработки залежи поставлена задача оценить наличие и проводимость разломов с помощью методов гидродинамических исследований скважин (ГДИ).

В последнее время для решения подобных задач активно используются подходы, связанные с комплексированием различных видов исследований [7–9], которые доказали свою эффективность. Кроме того, самым очевидным способом обнаружения разломов являются ГДИ методом гидропрослушивания [10, 11]. Однако задача, решаемая в данной работе, была осложнена как большим количеством разломом, особенностями самих скважин (наличие трещин гидроразрыва пласта – ГРП), так и большими расстояниями между скважинами, что не позволяет напрямую оценить факт взаимовлияния скважин.

Целью работы является выработка подходов, существенно снижающих неопределенность в оценке конфигурации и проводимости разломов в зоне влияния скважин.

Материалы и методы

Для решения задачи использовалась информация, полученная в результате длительного мониторинга дебита и забойного давления по двум скважинам. Оценка наличия и проводимости разломов выполнялась с использованием таких методов ГДИ, как анализ кривой восстановления давления и анализ добычи и давления, а также специализированного программного обеспечения для интерпретации материалов ГДИ.

Были введены критерии качества, по соответствию/несоответствию которым принималось решение о корректности использования той или иной геолого-гидродинамической модели. На примере двух скважин показано применение факторного анализа для исключения наименее вероятных моделей конфигурации и проводимости разломов.

Исходные данные представлены длительным мониторингом забойного давления и дебита (в течение нескольких лет). Периодичность замеров дебита и давления на всем протяжении мониторинга показателей работы скважины составляет 1 замер в сутки, за исключением отдельных краткосрочных периодов проведения ГДИ, во время которых периодичность замеров увеличивалась до 1 замера в 5 минут. Низкая частота замеров накладывает существенные ограничения на возможности комплексного анализа с помощью методов интерпретации кривой восстановления давления (КВД, Pressure Transient Analysis – PTA) и анализа добычи и давления (АДД, Rate Transient Analysis – RTA). История работы скважины требует значительных корректировок по приведению в соответствие друг с другом суточных замеров дебита и забойного давления (например, замер дебита произведен на режиме, а замер давления после остановки скважины). Также редкие замеры давления не позволяют описать начальный период восстановления давления на диагностическом графике [12].

Результаты и обсуждение

На примере двух скважин, схема расположения которых представлена на рис. 1, продемонстрированы возможности ГДИ в задаче уточнения наличия разломов и их проводимости при использовании аналитических моделей. В каждом случае был проведен ряд расчетов с разным сочетанием определяемых параметров пласта и при использовании моделей с различной конфигурацией разломов [13–15]. Были исключены наименее вероятные и выявлены наиболее достоверные решения для каждой из исследуемых скважин.

Рис. 1. Схема расположения скважин и разломов

Fig. 1. Layout of wells and faults

Источник: по материалам ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
Source: based on research by LUKOIL-Engineering LLC

Скважина № 1. Исходные данные

В рамках изучения геологического строения с помощью ГДИ рассмотрена вертикальная скв. № 1, вскрывающая газовую залежь (эффективная толщина 55 м). Схема расположения скважины в пласте была приведена на рис. 1. По результатам сейсмических исследований в окрестности скв. № 1 находятся 3 дизъюнктивных нарушения: на расстоянии 600 м на восток, 600 м на запад, 600 м на юг, на севере разлом не отмечается.

На рис. 2 показаны кривые изменения дебита и давления в период с 2015 до 2023 гг. За указанный период для анализа были отобраны шесть наиболее информативных КВД. За время эксплуатации дебит скв. № 1 снизился с 650 тыс.м^3/сут в 2015 г. до 40 тыс. м^3/сут в 2022 г. (см. рис. 2). В 2022 г. с целью интенсификации добычи газа была проведена соляно-кислотная обработка (СКО), которая позволила увеличить дебит газа до 400 тыс.м^3/сут.

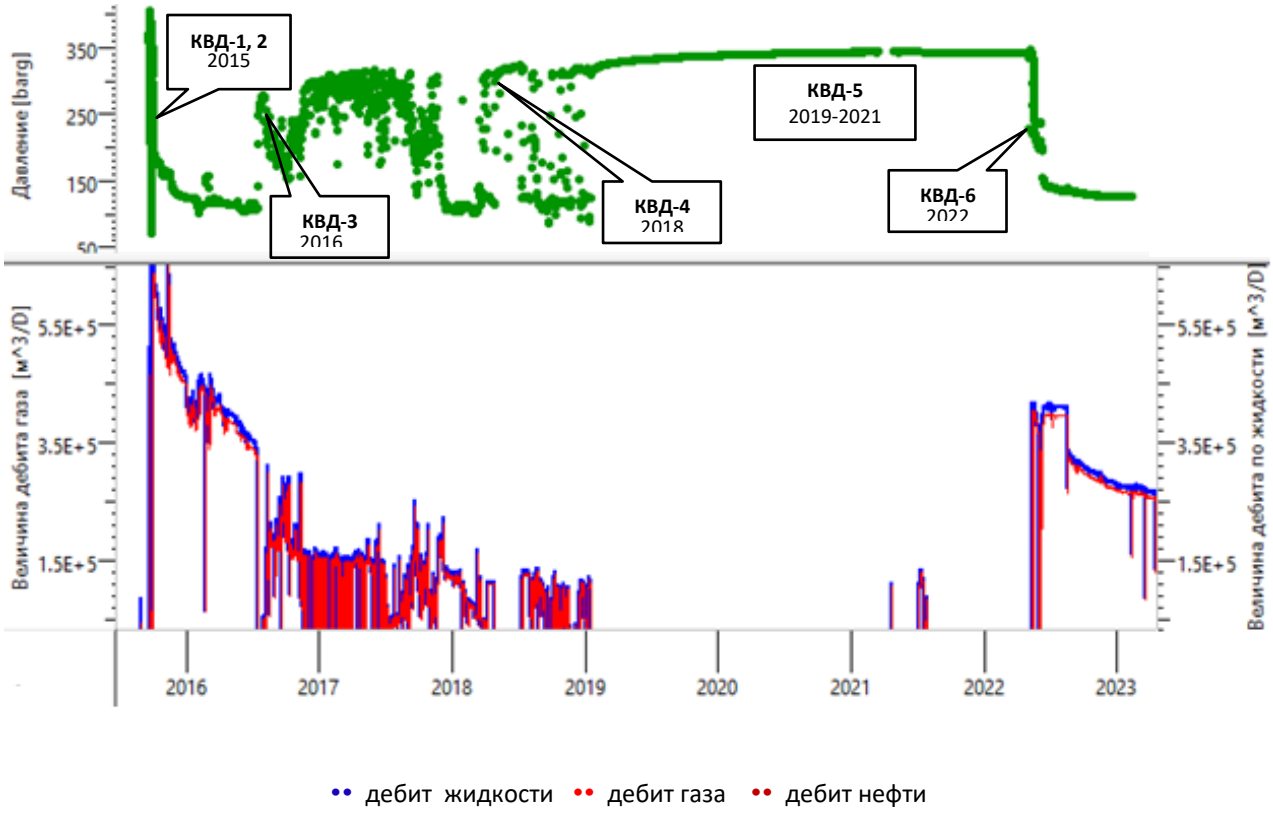


Рис. 2. Кривые изменения давления и дебита для скв. № 1

Fig. 2. Pressure and flow rate curves for the well No. 1

Интерпретация материалов исследований

Для каждой из анализируемых кривых восстановления давления были построены диагностические графики (рис. 3), которые условно можно разделить на 2 типа: короткие КВД-1,2,6 (до 10–20 часов) с частыми замерами давления, либо длительные КВД-3,4,5 (до 2 лет) с замерами давления 1 раз в сутки.

Из-за недостаточной частоты замера на длительных КВД отсутствует возможность построения начала диагностического графика на временах до 100 часов, как это видно на наиболее продолжительной производной КВД-5. При этом уникально длительная продолжительность производной КВД-5 позволила выделить 2 участка радиальной фильтрации с проводимостью, различающейся в 2 раза: 1-й участок с kh = 22 мД·м, 2-й участок с kh = 11 мД·м, что однозначно свидетельствует о наличии одного разлома. Данный разлом является наиболее удаленным от скважины (2-я стабилизация производной – более 20000 часов). 1-й участок подтверждается сразу 3 кривыми – КВД-3,4,5. Отмечается существенное снижение скин-фактора после проведения СКО по сравнению с КВД-5 (до СКО) и по КВД-6 (после СКО).

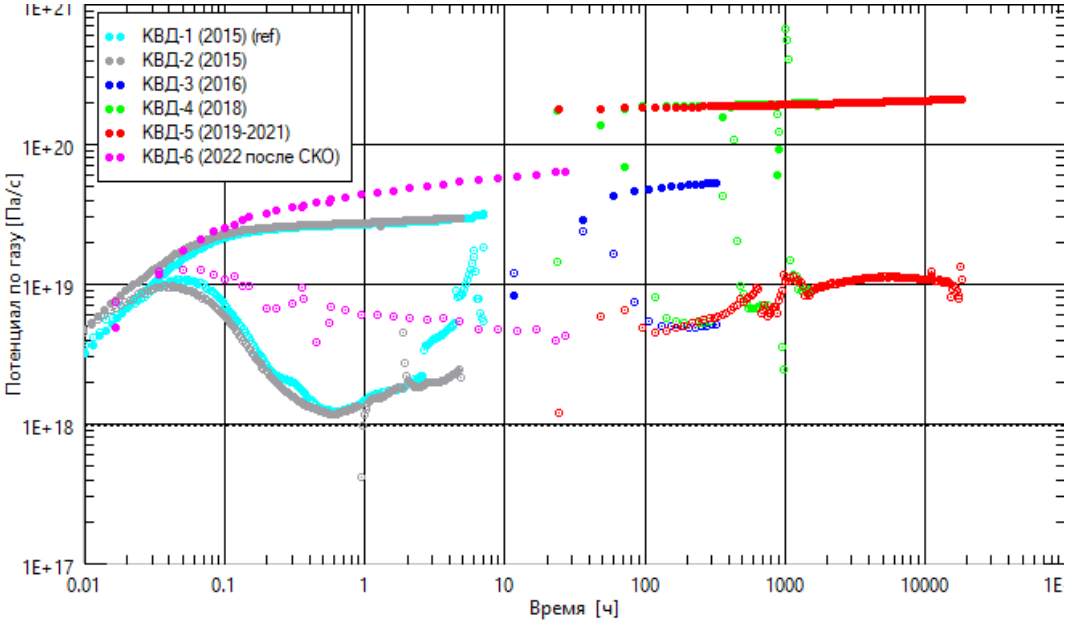


Рис. 3. Диагностические графики кривых восстановления давления для скв. № 1

Fig. 3. Log–log plots of pressure buildup curves for the well No. 1

Анализ добычи и давления оказался неинформативен по причине несоответствия дебита давлению во время работы скважины, а также ввиду наличия множества остановок с отсутствием подробной динамики давления во время них.

Поэтому был проведен анализ всех КВД, основанный прежде всего на КВД-1,2, характеризующих начало диагностического графика, и на самой длительной КВД-5, где были зафиксированы основные информативные участки. При анализе этих КВД были рассмотрены аналитические модели с возможными конфигурациями разломов. При этом учитывалось влияние разломов на возможность использования зафиксированных участков стабилизации и участков роста на производной. Анализ возможных положений границ и их проводимость были протестированы рядом расчетов на аналитических моделях. В каждом конкретном случае вывод был сделан с учетом модельных производных (табл. 1). Методом исключения определена модель, наиболее достоверно описывающая все зарегистрированные процессы изменения давления.

Табл. 1. Рассматриваемые модели для скважины № 1

Table 1. Models considered for the well No. 1

№	Рассматриваемая модель границ	Критерии применимости модели				Применимость модели	Комментарии
		Критерий 1. Совмещение на «log–log графике»	Критерий 2. Совмещение кривых на графике «history»	Критерий 3. Сопоставление результатов с сейсмическими данными	Критерий 4. Мониторинг исторических данных/соответствие с модельной кривой		
1	с 1 непроницаемой границей	+	+/-	+/-	+	+	Критерий 1. – На производных зафиксированы 2 участка стабилизации с проводимостью, различающейся в 2 раза (см. рис. 3). Подтверждено наличие одного разлома на расстоянии не менее 125 м. Критерий 2. – Хорошее совмещение по интерпретируемой КВД-5. Плохое совмещение по остальной истории по причине изменяющегося скин-фактор. Критерий 3. – Расстояние по модели значительно меньше, чем по карте (см. рис. 1). При меньшей фактической Нэф расстояние до границы может быть больше. Критерий 4. – Соответствие изменений ФЕС пласта и скин-фактора скважины хронологии исследований.
2	с 1 проницаемой границей	+	+/-	-	-	-	Критерии 1, 2. – Аналогичны предыдущей модели. Критерий 3, 4 – В случае проницаемой границы расстояние до разлома будет значительно меньше 125 м (модель 1), что оценивается маловероятным.
3	с 2 пересекающимися границами	+/-	+/-	+/-	-	-	Критерий 1. – Подтвержденный наиболее удаленный разлом на расстоянии не менее 125 м и отсутствие подтверждения отражения от более близкого разлома. Критерий 2. – Аналогично предыдущей модели. Критерий 3. – По сейсмическим данным около скважины могут находиться до 3 разломов, расположенных на равном удалении от скважины. Наиболее удаленный разлом проявляется на расстоянии 125 м и более. Наличие разлома в непосредственной близости от скважины (около 25 м) оценивается маловероятным. Критерий 4. – Производные 2015 г. искажены скважинными процессами и не фиксируют стабилизацию в начальный период КВД. Кроме того, КВД-6, зарегистрированная после СКО, не имеет характерную для отраженного сигнала форму.
4	с 2 параллельными границами	-	-	+	-	-	Предполагается наличие роста в конце производной, отсутствующего на фактической кривой (см. рис. 3).
5	с 3 непроницаемыми границами	-	-	+	-	-	Предполагается наличие роста в конце производной, отсутствующего на фактической кривой (см. рис. 3).

Таким образом, среди всего множества рассматриваемых вариантов был выбран один – наиболее вероятный. Результаты интерпретации по данной модели (с одной непроницаемой границей) представлены на рис. 4.

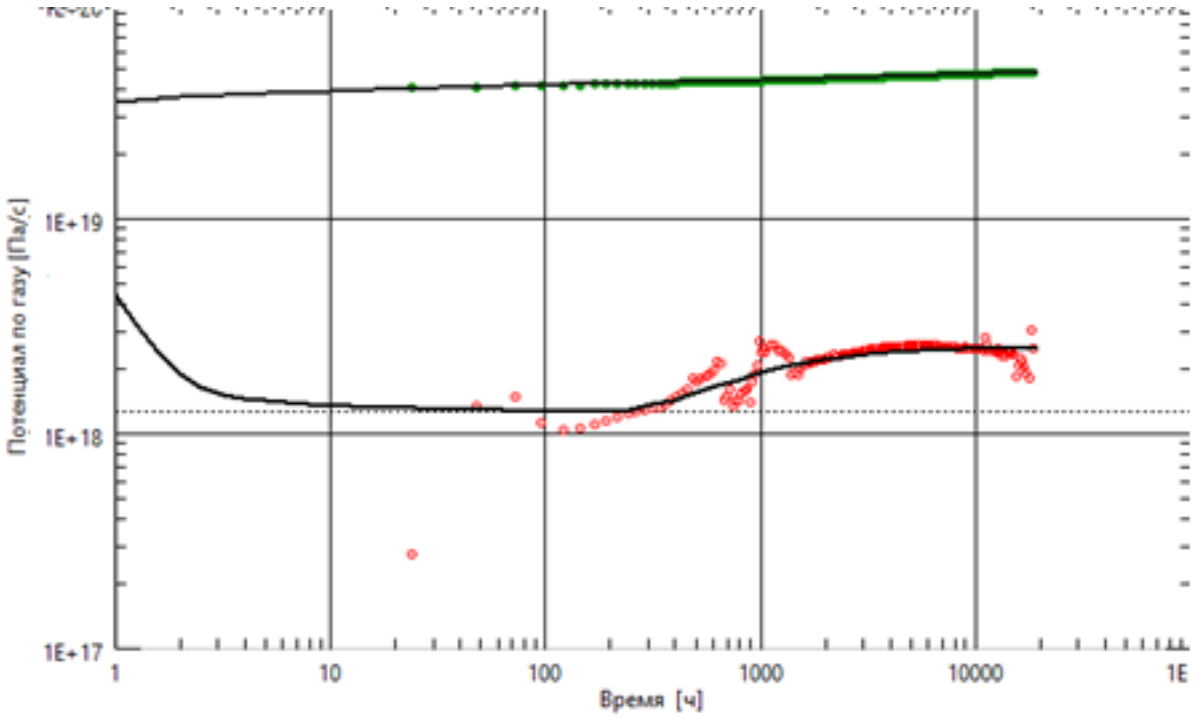


Рис. 4. Интерпретация КВД-5 методом наилучшего совмещения в билогарифмических координатах для скв. № 1

Fig. 4. Interpretation of PBU-5 by the best match method in a log–log plot for the well No. 1

При толщине 55 м расстояние до определяемого разлома (125 м) значительно меньше, чем по карте (≈ 600 м). Настройка модели на фактическое расстояние до разлома может уточнить работающую толщину пласта. Расхождения модельной кривой давления с фактически замеренной (в декартовых координатах) обусловлено изменением скин-фактора скважины со временем, что подтверждается хронологией производных давлений (см. рис. 3).

Таким образом, для первой скважины получен однозначный ответ о конфигурации разломов (только 1 из 3 потенциальных разломов, с высокой вероятностью, – непроницаемый).

Скважина № 2. Исходные данные

В рамках изучения геологического строения с помощью ГДИ рассмотрена вертикальная скв. № 2, вскрывающая газовую залежь (эффективная толщина 54 м). Схема расположения скважины в пласте была приведена на рис. 1.

По результатам сейсмических исследований в окрестности скв. № 2 находятся 3 дизъюнктивных нарушения: на расстоянии 620 м на восток, 0 м на запад (предполагается, что скважина находится в непосредственной близости от разлома), 500 м на юг, на севере разлом отсутствует. На скважине был проведен ГРП в мае 2016 г. Параметры трещины ГРП по дизайну: полудлина $X_f = 70$ м, проводимость $Fc = 900$ мД·м.

На рис. 5 показаны кривые изменения дебита и давления в период с 2016 до 2020 гг. Для анализа выбраны 2 наиболее информативные КВД.

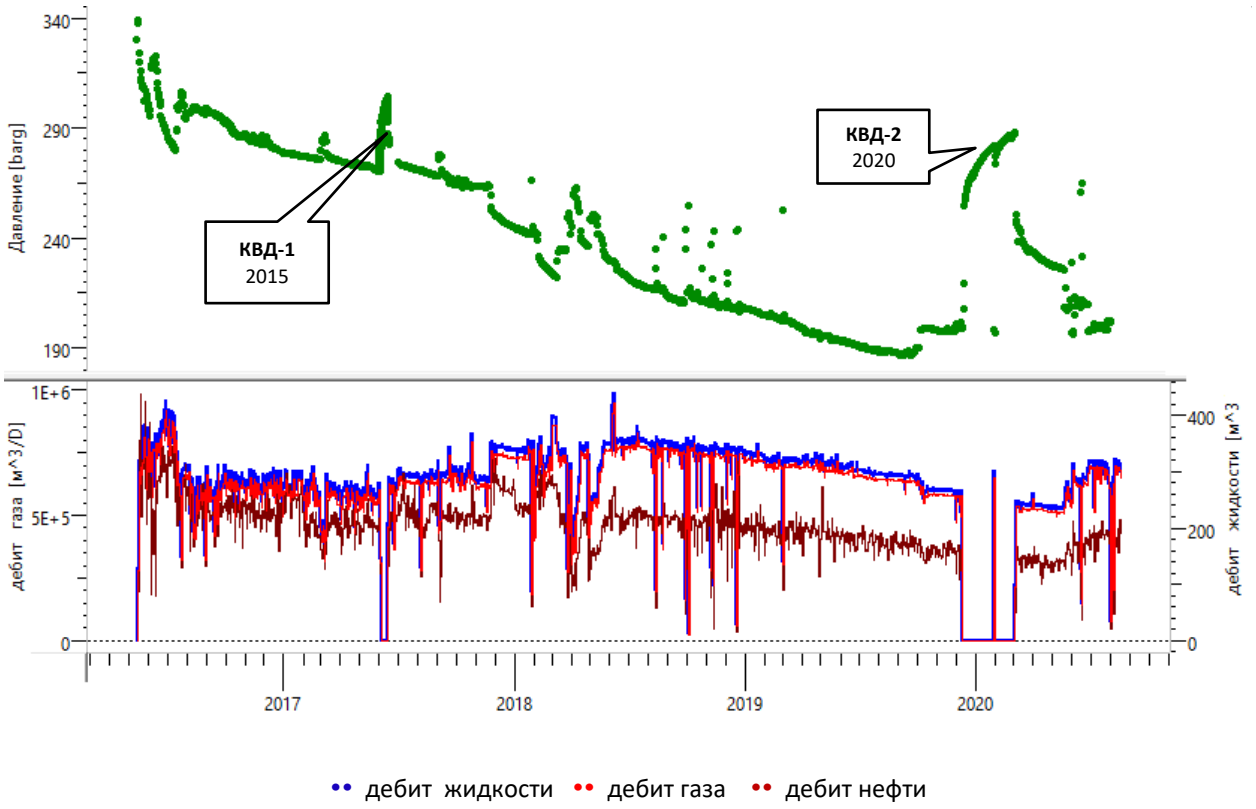


Рис. 5. Кривые изменения давления и дебита для скв. № 2

Fig. 5. Pressure and flow rate curves for the well No. 2

В указанные годы скв. № 2 проработала при незначительном изменении дебита в диапазоне 600–800 тыс.м^3/сут (см. рис. 5), но при значительном падении забойного давления от 300 до 190 бар.

Интерпретация материалов исследований

Для каждой из зарегистрированных КВД были построены диагностические графики в билогарифмических координатах (рис. 6). Из-за недостаточной частоты замера давления (1 раз в сутки) производная по значительно более длительной КВД-2 оказалась неинформативной – вследствие отсутствия начала диагностического графика. Производная по КВД-1 практически сразу после закрытия скважины непрерывно возрастала и не имела участков ни ранней, ни поздней радиальной фильтрации.

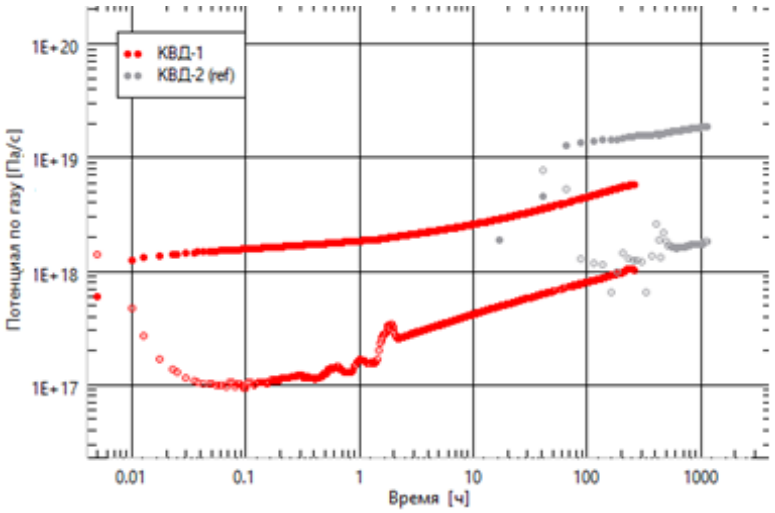
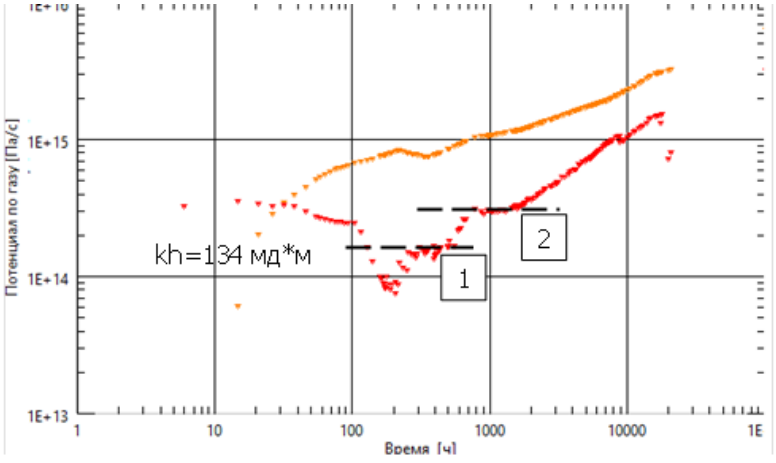


Рис. 6. Диагностические графики КВД-1,2 для скв. № 2

Fig. 6. Log–log plots of PBU-1,2 for the well No. 2

Для выявления участков радиальной фильтрации был применен метод анализа добычи и давления. На производной в билогарифмическом масштабе были зафиксированы 2 участка стабилизации (рис. 7). Нижний участок, который позволил оценить значение проводимости пласта, – 134 мД·м, верхний участок (в 2 раза ниже – 70 мД·м) характеризует отклик от ближайшего непроницаемого разлома.



•• – график производной •• – кривая изменения давления

Рис. 7. Диагностический график в билогарифмических координатах, построенный с помощью анализа добычи и давления, для скв. № 2

Fig. 7. Log–log plot constructed using the rate transient analysis for the well No. 2

Используя значение проводимости пласта, полученное с помощью АДД, были произведены ряд расчетов и анализ достоверности моделей с различной конфигурацией границ (табл. 2). Интерпретация проводилась для КВД-1 программным методом Pressure Transient Analysis с контролем качества совмещения как в билогарифмических, так и в декартовых координатах.

Табл. 2. Рассматриваемые модели для скважины № 2

Table 2. Models considered for the well No. 2

№	Рассматриваемая модель границ	Критерии применимости модели				Применимость модели	Критерии применимости модели
		Критерий 1. Совмещение на «log–log графике»	Критерий 2. Совмещение кривых на графике «history»	Критерий 3. Сопоставление результатов с сейсмическими данными	Критерий 4. Мониторинг исторических данных/соответствие с модельной кривой		
1	с 3 непроницаемыми границами	+	+	+/-	+/-	+/-	Критерий 1. – На производной КВД-1 не зафиксированы участки стабилизации (см. рис. 6). Предполагаемый уровень kh пласта определен с помощью АДД. Начальный рост производной по КВД-1 (до значения 134 мД·м) обусловлен влиянием трещины ГРП, далее – ближнего разлома. Критерий 2. – Хорошее совмещение по интерпретируемой КВД-1 и истории работы скважины при наличии всех 3 границ. Плохое совмещение по КВД-2 по причине изменяющегося со временем скин-фактора и вероятного изменения параметров трещины. Критерий 3. – Расстояние по модели до ближней границы значительно больше, чем по карте (см. рис. 1). Возможно, разлом находится ближе, но он проводимый. Критерий 4. – Отсутствует возможность контроля данного критерия.
2	с 1 ближней проницаемой границей (20 м) и 2 дальними непроницаемыми границами (800 м, 800 м)	+	+	+	+/-	+	Критерий 1,2. – Аналогично предыдущей модели. Критерий 3. – Расстояние по модели до ближней границы более соответствует сейсмическим исследованиями (см. рис. 1). Критерий 4. – Отсутствует возможность контроля данного критерия.
3	с 2 параллельными границами	+/-	-	+/-	+/-	-	Критерий 1. – Модельная кривая хорошо описывает график до 100 часов исследования КВД-1, далее – расходится. Критерий 2. – Отсутствует совмещение модельной кривой с графиком истории работы. Критерий 3. – По сейсмическим данным предполагается наличие 2 удаленных разломов и 1-го в непосредственной близости от скважины. Критерий 4. – Отсутствует возможность контроля данного критерия.
4	с 2 пересекающимися границами	-	-	+/-	+/-	-	Критерий 1. – Модельная кривая хорошо описывает график до 10 часов исследования КВД-1, далее – расходится. Критерий 2. – Отсутствует совмещение модельной кривой с графиком истории работы. Критерий 3,4. – Аналогичны предыдущему варианту.
5	с ближней границей (0 м) и 1 или 2 дальними границами	-	-	+/-	+/-	-	Критерий 1. – При расстоянии до ближнего разлома равном 0 м не удалось получить хорошего совмещения ни при каком сочетании определяемых параметров. Критерий 2-4. – Аналогично предыдущей модели.
6	с 1 границей	-	-	-	+/-	-	Критерий 1. – Отсутствует совмещение модельной кривой с производной давления. Критерий 2. – Отсутствует совмещение модельной кривой с графиком истории работы. Критерий 3. – По сейсмическим данным предполагается наличие 2 удаленных разломов и 1-го в непосредственной близости от скважины. Критерий 4. – Отсутствует возможность контроля данного критерия.

В используемом программном обеспечении для интерпретации материалов ГДИ отсутствует аналитическая модель с трещиной ГРП и с проводимым разломом одновременно. Для тестирования проводимости разломов в данных условиях проведен ряд преобразований, позволяющих перейти от непроницаемой границы к проницаемой. Так трещина ГРП была заменена соответствующим общим скин-фактором в вертикальной скважине. Удаление двух наиболее удаленных границ из модели позволило выявить участок влияния ближней границы по качеству совмещения начальной части кривой. После этого проведена оценка влияния проводимости ближней границы путем изменения степени проводимости и расстояния до данной границы. Одинаковое качество совмещения на начальном участке кривой позволило сделать вывод о равнозначности использования модели с 1 непроницаемым разломом на расстоянии 145 м и модели с 1 проницаемым разломом с минимальным коэффициентом утечки и на расстоянии 20 м.

По результатам анализа в качестве наиболее вероятной принята интерпретационная модель с одним ближним проницаемым разломом и двумя удаленными непроницаемыми разломами. Результаты интерпретации по данной модели представлены на рис. 8.

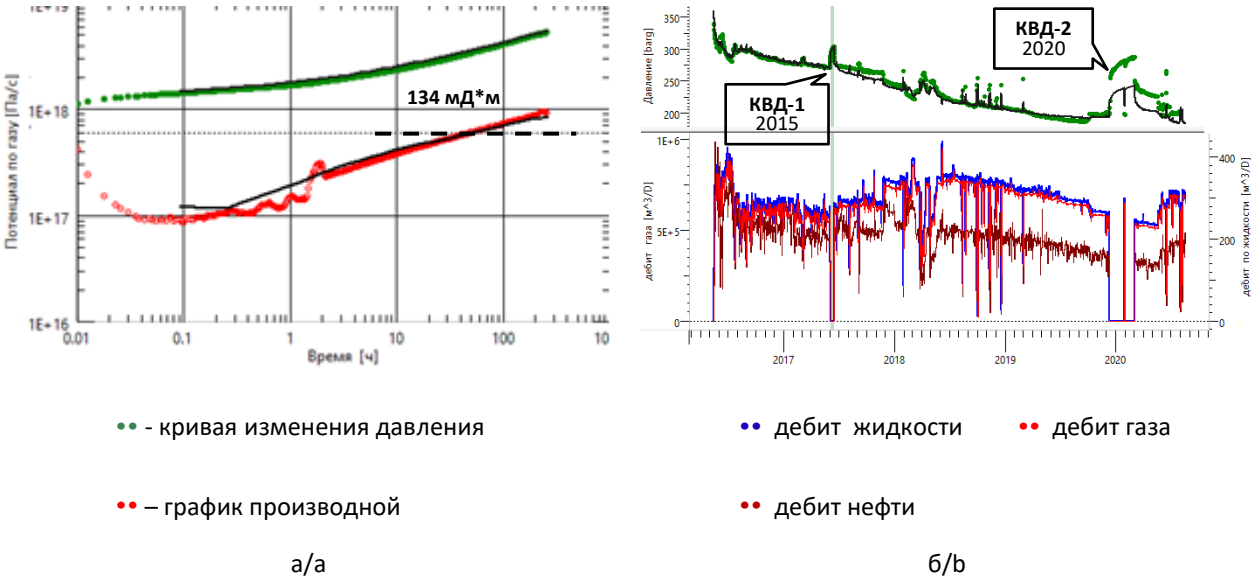


Рис. 8. Интерпретация КВД-1 для моделей с тремя границами в билогарифмических (а) и декартовых (б) координатах для скв. № 2

Fig. 8. Interpretation of PBU-1 for models with three boundaries: log–log plot (a) and history plot(b) for the well No. 2

Практически на всех участках было получено совмещение и производной, и кривой давления, кроме участка с КВД-2. Анализ показал, что плохое совмещение для КВД-2 может быть связано с ухудшением параметров трещины ГРП (хорошее совмещение для КВД-2 было получено при существенно меньшей полудлине трещины).

Таким образом, для второй скважины комплексирование методов анализа добычи и давления и традиционной интерпретации кривой восстановления давления позволило однозначно указать на влияние 3 границ, однако, оставив некоторую неопределенность по их проводимости, а также оценить деградацию трещины гидроразрыва пласта во времени.

Заключение

На примере двух скважин на основании аналитических моделей решена задача подтверждения наличия разломов, их количества, расстояния до них и степени их проницаемости в условиях сложного строения залежи и отсутствия точно идентифицируемых откликов от каждого из разломов.

При интерпретации материалов ГДИ был проведен ряд расчетов с разным сочетанием определяемых параметров пласта и при использовании моделей с различной конфигурацией разломов. Были исключены наименее вероятные и выявлено одно наиболее достоверное решение для каждой из скважин.

Несмотря на отсутствие аналитической модели с трещиной ГРП и проницаемой границей одновременно, задача оценки степени проницаемости была решена без применения значительно более трудоемкого численного моделирования.

Представленный подход демонстрирует возможности существенного расширения области применения аналитических моделей для решения сложных задач.

Вклад авторов

П.В. Крыганов – концептуализация, формальный анализ, создание черновика рукописи.

Е.С. Крижова – формальный анализ, визуализация, создание черновика рукописи.

С.Г. Федотов – администрирование проекта, концептуализация, методология, создание рукописи и ее редактирование.

О.И. Савицкая – методология, верификация данных.

А.Р. Бухаров – методология, визуализация.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Список источников

1. *Juneghani M.R.A., Moradi S., Zavelaneh M.R.* et al. A comprehensive review of analytical solutions and advances in pressure transient analysis of conventional reservoirs // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. 2025. Vol. 15, No. 5. P. 101. https://doi.org/10.1007/s13202-025-01980-2

2. Маркелов В.А., Хусаинов Р.А., Силов В.Ю., Чепкасова Е.В. Изучение проводимости разлома на начальном этапе разработки Чаяндинского месторождения как инструмент уточнения геологического строения залежи // Горная промышленность. 2021. № 3. С. 87–91. https://doi.org/10.30686/1609-9192-2021-3-87-91

3. *Кременецкий М.И., Ипатов А.И., Гуляев Д.Н.* Информационное обеспечение и технологии гидродинамического моделирования нефтяных и газовых залежей. М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2012. 896 с.

4. *Космачева М.С., Индрупский И.М.* Особенности разработки месторождений, осложненных тектоническими нарушениями // Экспозиция Нефть Газ. 2017. № 7(60). С. 52–57.

5. *Лесной А.Н., Пьянкова Е.М.* Исследование скважин гидропрослушиванием при решении задач разработки нефтяных и газовых месторождений // Нефтяное хозяйство. 2010. № 1. С. 67–69.

6. *Юдин В.А., Вольпин С.Г., Ефимова Н.П.* и др. Оценка фильтрационных характеристик тектонических нарушений на нефтяных месторождениях по данным гидродинамических исследований скважин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2023. № 1(373). С. 65–76. https://doi.org/10.33285/2413-5011-2023-1(373)-65-76

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

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

9. *Федотов С.Г., Крыганов П.В., Савицкая О.И.* и др. Повышение информативности гидродинамических исследований скважин с помощью комплексирования различных подходов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2024. № 6(390). С. 48–56.

10. *Юдин В.А., Вольпин С.Г., Ефимова Н.П.* и др. Выявление непроницаемого разлома в однородном пласте по данным гидропрослушивания близлежащих скважин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2022. № 10(370). С. 26–37. https://doi.org/10.33285/2413-5011-2022-10(370)-26-37

11. *Юдин В.А., Вольпин С.Г., Ефимова Н.П.* и др. Выявление высокопроводящего разлома в однородном пласте по данным гидропрослушивания близлежащих скважин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2022. № 11(371). С. 42–53. https://doi.org/10.33285/2413-5011-2022-11(371)-42-53

12. *Bourdet D., Whittle T.M., Douglas A.A., Pirard Y.M.* A new set of type curves simplifies well test analysis // World Oil. 1983. Vol. 196, No. 6. P. 95–106.

13. *Эрлагер Р. (мл.)* Гидродинамические методы исследования скважин / Пер. с англ. А.В. Щебетова. М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2007. 512 с.

14. *Кульпин Л.Г., Мясников Ю.А.* Гидродинамические методы исследования нефтегазоводоносных пластов. М.: Недра, 1974. 200 с.

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

Информация об авторах

Павел Викторович Крыганов – к.т.н., ведущий геофизик, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»; Москва, Россия, SPIN-код: 1464-8129, https://orcid.org/0000-0003-4560-3393; e-mail: Pavel.Kryganov@lukoil.com

Екатерина Сергеевна Крижова – ведущий геолог, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Москва, Россия; https://orcid.org/0009-0008-3890-1345; e-mail: Ekaterina.Krizhova@lukoil.com

Сергей Геннадьевич Федотов – начальник отдела, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Москва, Россия; https://orcid.org/0009-0007-1944-1921; e-mail: Sergey.G.Fedotov@lukoil.com

Оксана Игоревна Савицкая – ведущий геолог, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Москва, Россия; https://orcid.org/0009-0000-0284-4395; e-mail: Oxana.Savitskaya@lukoil.com

Айрат Рифович Бухаров – ведущий инженер, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Москва, Россия; https://orcid.org/0009-0002-8789-2082; e-mail: Ayrat.Bukharov@lukoil.com

Поступила в редакцию 15.05.2025

Принята к публикации 30.07.2025

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

Original article
https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.13

Clarifying the geological structure of a gas reservoir using well testing*

Pavel V. Kryganov ✉, **Ekaterina S. Krizhova, Sergey G. Fedotov, Oksana I. Savitskaya, Airat R. Bukharov**
LUKOIL-Engineering LLC, 61/2 Shchepkina St., Bldg. 12, Moscow, 129110, Russia

Abstract. *Background.* When designing the field development and clarifying the geological and hydrodynamic model, information about the conductivity of identified faults using seismic studies is needed to assess the interaction between wells located in different blocks. Considering the complex structure of the reservoir (with numerous faults), the long distance between wells and the variability of solutions in response to signals reflected from multiple boundaries, solving this problem by using well testing methods is significantly more difficult. *Objective.* To develop approaches that significantly reduce the uncertainty in assessing the configuration and conductivity of faults in the well influence zone. *Materials and methods.* The information obtained from long-term monitoring of flow rate and bottomhole pressure in two wells was used. The presence and conductivity of faults was assessed using well testing methods and specialized software for their interpretation. Criteria for quality were introduced, according to compliance/noncompliance with which a decision was made on the correctness of using a particular model. *Results.* Using two wells as an example, the application of factor analysis to exclude the least probable models of fault configuration and conductivity is shown. The method of excluding inappropriate or less reliable interpretation models solved the problem of confirming the presence of faults, their number, distance from the wells to them, and their conductivity. *Conclusions.* The presented approach demonstrates the possibility of significantly expanding the scope of application of analytical models for solving complex geological and hydrodynamic problems.

Keywords: well testing, integration, filtration properties, faults, hydrodynamic simulation, distances to boundaries

Funding: the work received no funding.

For citation: Kryganov P.V., Krizhova E.S., Fedotov S.G., Savitskaya O.I., Bukharov A.R. Clarifying the geological structure of a gas reservoir using well testing. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2025. (In Russ.). https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.13

* 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 2024, Moscow Petroleum Institute, Well Test Club, Expocentre, Moscow, Russia.

✉ Pavel V. Kryganov, Pavel.Kryganov@lukoil.com

© Kryganov P.V., Krizhova E.S., Fedotov S.G., Savitskaya O.I., Bukharov A.R., 2025

The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

Author contributions

Pavel V. Kryganov – conceptualization, formal analysis, writing – original draft.

Ekaterina S. Krizhova – formal analysis, visualization, writing – original draft.

Sergey G. Fedotov – project administration, conceptualization, methodology, writing – review & editing.

Oksana I. Savitskaya – methodology, validation.

Airat R. Bukharov – methodology, visualization.

Conflict of interests

The authors declare no conflict of interests.

References

1. Juneghani M.R.A., Moradi S., Zavelaneh M.R. et al. A comprehensive review of analytical solutions and advances in pressure transient analysis of conventional reservoirs. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology.* 2025. Vol. 15, No. 5. P. 101. https://doi.org/10.1007/s13202-025-01980-2

2. Markelov V.A., Khusainov R.A., Silov V.Yu., Chepkasova E.V. Geological structure update using fault seal analysis at the early stage of Chayandinskoye gas condensate field development. *Gornaya promyshlennost.* 2021. No. 3. P. 87–91. (In Russ.). https://doi.org/10.30686/1609-9192-2021-3-87-91

3. Kremenetsky M.I., Ipatov A.I., Gulyaev D.N. *Information Support and Technologies for Hydrodynamic Modeling of Oil and Gas Deposits.* Moscow; Izhevsk: Institute of Computer Science, 2012. 896 p. (In Russ.).

4. Kosmacheva M.S, Indrupskiy I.M. Development specifics of fields complicated by tectonic faults. *Exposition Oil Gas.* 2017. No. 7(60). P. 52–57. (In Russ.).

5. Lesnoj A.N., Pjankova E.M. Wells hydrolistening research at the solving of oil and gas fields development. *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry.* 2010. No. 1. P. 67–69. (In Russ).

6. Yudin V.A., Volpin S.G., Efimova N.P. et al. Assessment of tectonic faults reservoir properties at oil fields using well testing data. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields.* 2023. No. 1(373). P. 65–76. (In Russ.). https://doi.org/10.33285/2413-5011-2023-1(373)-65-76

7. 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.).

8. 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.).

9. Fedotov S.G., Kryganov P.V., Savitskaya O.I. et al. Increasing information value of hydrodynamic well test by complexing different approaches. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields.* 2024. No. 6(390). P. 48–56. (In Russ.).

10. Yudin V.A., Volpin S.G., Efimova N.P. et al. Impermeable fault identification in a homogeneous formation by the data of interference testing of adjacent wells. *Geology, Geophysics and*

Development of Oil and Gas Fields. 2022. No. 10(370). P. 26–37. (In Russ.). https://doi.org/10.33285/2413-5011-2022-10(370)-26-37

11. Yudin V.A., Volpin S.G., Efimova N.P. et al. Identification of a high-conductive fault in a homogeneous formation based on the data of the nearby wells observation testing. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*. 2022. No. 11(371). P. 42–53. (In Russ.). https://doi.org/10.33285/2413-5011-2022-11(371)-42-53

12. Bourdet D., Whittle T.M., Douglas A.A., Pirard Y.M. A new set of type curves simplifies well test analysis. *World Oil.* 1983. Vol. 196, No. 6. P. 95–106.

13. Earlougher R.C., Jr. *Advances in Well Test Analysis.* New York; Dallas, TX: Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers, 1977. 264 p.

14. Kulpin L.G., Myasnikov Yu.A. *Well Test Methods for Studying Oil and Gas-Bearing Formations.* Moscow: Nedra, 1974. 200 p. (In Russ.).

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

Information about the authors

Pavel V. Kryganov – Cand. Sci. (Eng.), Leading Geophysicist, LUKOIL-Engineering LLC, Moscow, Russia; https://orcid.org/0000-0003-4560-3393; e-mail: Pavel.Kryganov@lukoil.com

Ekaterina S. Krizhova – Leading Geologist, LUKOIL-Engineering LLC, Moscow, Russia; https://orcid.org/0009-0008-3890-1345; e-mail: Ekaterina.Krizhova@lukoil.com

Sergey G. Fedotov – Head of Department, LUKOIL-Engineering LLC, Moscow, Russia; https://orcid.org/0009-0007-1944-1921; e-mail: Sergey.G.Fedotov@lukoil.com

Oksana I. Savitskaya – Leading Geologist, LUKOIL-Engineering LLC, Moscow, Russia; https://orcid.org/0009-0000-0284-4395; e-mail: Oxana.Savitskaya@lukoil.com

Airat R. Bukharov – Leading Engineer, LUKOIL-Engineering LLC, Moscow, Russia; https://orcid.org/0009-0002-8789-2082; e-mail: Ayrat.Bukharov@lukoil.com

Received 15 May 2025
Accepted 30 July 2025