

НОВЫЕ МЕТОДЫ И ТЕХНОЛОГИИ ИЗУЧЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СРЕДЫ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ

Оригинальная статья

УДК 622.276

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.14>

Анализ особенностей кривых стабилизации и восстановления давления в многозабойных горизонтальных скважинах*

А.Г. Козубовский¹, Т.В. Кузьмина² ✉

1 – ООО «Научно-производственное объединение «ИНТЭК», Россия, 625000, Тюмень, ул. Ленина, д. 76, корп. 1

2 – Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, Россия, 625000, Тюмень, ул. Республики, д. 41

Аннотация. *Актуальность.* В статье рассматриваются результаты анализа кривых стабилизации и восстановления давления в многозабойных горизонтальных скважинах. Зафиксировано, что диагностические графики производной забойного давления в таких скважинах осложнены участками V-образной формы. Подобная специфика изменения фактических замеров требует обязательного учета при их последующей интерпретации. *Цель работы.* Идентификация обстоятельств, обуславливающих наличие участков V-образной формы на диагностических графиках производной забойного давления. *Материалы и методы.* В качестве основных инструментов анализа исходной информации использовались способы ее систематизации и обобщения, а также приемы обработки методами математической статистики и численного моделирования, в том числе с применением программного обеспечения KAPPA Workstation версии 5.40. *Результаты.* Определено, что количество диапазонов с V-образным поведением производной соответствует количеству дренажных отводов от основного горизонтального ствола, а расстояние между ними контролируется длиной между врезками боковых ответвлений. Произведена оценка возможности математического описания наличия таких участков с помощью доступных аналитических моделей «Fishbone» и «Multi-branch». *Выводы.* Выполненные вычисления показывают, что данные модели при имеющемся перечне активированных функциональных опций не обеспечивают приемлемого соответствия расчетных и действительных графиков стабилизации и восстановления давления, так как детально не отражают особенности реальных измерений. В качестве альтернативы представлена численная модель воспроизведения динамики забойного давления в остановленных и закрытых многозабойных горизонтальных скважинах. Сопоставление записанных глубинным прибором и модельных кривых показало адекватность созданных цифровых аналогов отклика давления, что может быть использовано для разработки алгоритмов оценки свойств коллектора.

* 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.

✉ Кузьмина Татьяна Валерьевна, Tatyana.Kuzmina2@lukoil.com

© Козубовский А.Г., Кузьмина Т.В., 2025



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

Ключевые слова: скважина, пласт, коллектор, отклик давления, основной ствол, боковой ствол, дебит, приток, флюид, гидродинамические исследования

Финансирование: источники финансирования отсутствовали.

Для цитирования: Козубовский А.Г., Кузьмина Т.В. Анализ особенностей кривых стабилизации и восстановления давления в многозабойных горизонтальных скважинах // Актуальные проблемы нефти и газа. 2025. Т. 16, № 2. С. 153–166. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.14>

Введение

На сегодняшний день в нефтегазопромысловой практике отмечается все большее применение скважин со сложным профилем окончания, в частности многозабойных горизонтальных, представляющих собой скважины, состоящие из основного горизонтального ствола (ОГС), из которого в пределах продуктивного горизонта пробурен один или несколько боковых отводов (БО). Считается, что преимуществом такого конструктивного решения является существенное приращение площади дренажа за счет увеличения поверхности контакта между стволами скважины и коллектором, что обеспечивает большую производительность по сравнению с вертикальной, наклонной или горизонтальной направленностью забоя [1–3]. Отмеченный факт служит одним из аргументов при обосновании выбора многозабойной горизонтальной скважины (МЗГС) для разбуривания объекта добычи углеводородного сырья [4–6].

Специфичность пространственного расположения в пласте БО и ОГС по отношению друг к другу, а также к кровле и подошве залежи в совокупности с такими факторами, как различие их линейных размеров (диаметров и длин), отличие интенсивностей притоков поступающих в них флюидов, неодинаковость фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) вскрытых ими интервалов

вносит определенную неординарность в распределение поля давления в непосредственной близости от пробуренных стволов в период отбора [7, 8]. Данное обстоятельство приводит к проявлению нехарактерных реакций отклика давления на изменение состояния системы «забой–пласт», которые визуализируются в формате нетипичных участков на диагностических графиках кривых стабилизации или восстановления давления (КСД, КВД). Подобная особенность регистрируемых кривых должна учитываться в процедуре их интерпретации и поэтому требует всестороннего анализа и описания, что представляется весьма актуальным.

Целью работы является идентификация обстоятельств, обуславливающих наличие участков V-образной формы на диагностических графиках производной забойного давления, так как выявленная специфика изменения фактических замеров предполагает обязательный учет при их последующей камеральной обработке.

Материалы и методы

В качестве основных инструментов анализа исходной информации использовались способы ее систематизации и обобщения, а также приемы обработки методами математической статистики и численного моделирования, в том числе с применением программного обеспечения KAPPA Workstation версии 5.40.

Объект исследования

Объектом изучения являются результаты гидродинамических исследований скважин (ГДИС) методами КСД, КВД, проведенных в многозабойных горизонтальных скважинах нефтяного пласта одного из месторождений ЯНАО.

Начальное пластовое давление в залежи равно 30 МПа при температуре 81,6 °С, нефтенасыщенные толщины изменяются от 9 до 30 м, проницаемость варьирует в диапазоне от 1 до 100 мД,

вязкость нефти в пластовых условиях составляет 0,64 мПа·с.

Скважины с многозабойной конфигурацией окончания составляют 93% от добывающего фонда. При этом на профили забоев с двумя боковыми отводами приходится 85%. Остальную часть представляют скважины, выполненные с одним, тремя, четырьмя ответвлениями, а также горизонтальные. Типовая принципиальная схема окончания МЗГС для рассматриваемых горно-геологических условий [9] демонстрируется на рис. 1.

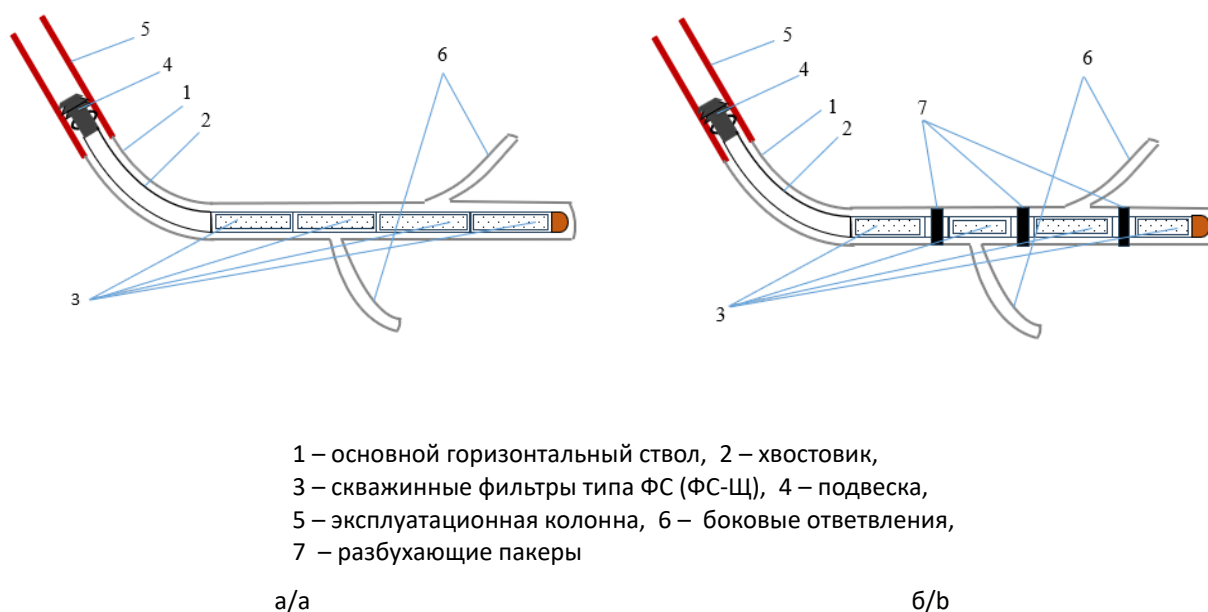


Рис. 1. Типовая принципиальная схема окончания многозабойной горизонтальной скважины:

а – без разбухающих пакеров; б – с разбухающими пакерами

Fig. 1. Typical schematic diagram of a multibranched horizontal well:
a – without swell packers; b – with swell packers

В основном горизонтальном стволе (1) размещен хвостовик (2) со скважинными фильтрами (3) с сетчатыми или щелевыми фильтрующими элементами – типа ФС (ФС-Щ) в заданных интервалах, соединенный через подвеску (4) с эксплуатационной колонной (5). Боковые

ответвления (6) являются не обсаженными (см. рис. 1а). Бурение ОГС выполнено долотом большего диаметра, чем БО. При необходимости в конструкции могут быть предусмотрены разбухающие в водонефтяной среде пакеры [10] (7), см. рис. 1б.

Первичные ГДИС (до ввода скважин в эксплуатацию) на стационарных и нестационарных режимах выполнены практически на всем добывающем фонде. Охват отбирающих нефть из недр скважин текущими исследованиями составляет 98% при периодичности два раза в год. По ряду скважин реализовано комплексирование ГДИС и промысловых геофизических исследований (ПГИ), причем как однократное, так и повторяющееся в процессе разработки. Всего с начала промышленного отбора пластового флюида из залежи на ней проведено 606 исследований на нестационарных режимах фильтрации, в том числе 481 в формате КВД и 125 КСД соответственно.

Из результатов интерпретации ПГИ использовались заключения о локациях интервалов притока флюида в ствол скважины и соответствующих им величинах интенсивности этого притока.

Результаты и обсуждение

Систематизация и анализ исходных материалов

Зафиксированные КВД, КСД для последующего изучения отображались как в координатах « $P_{\text{заб}}-L_{\text{пл}}$ », так и двойном логарифмическом масштабе в виде диагностического графика изменения производной $\Delta P'_{\text{заб}}$ во времени t , где $P_{\text{заб}}$ – забойное давление, t – время регистрации исследования. С целью минимизации влияния на конечный результат искажающих факторов из общего массива данных исключались кривые, осложненные побочными эффектами, такими как недостаточная продолжительность записи, сегрегация фаз в лифтовом подъемнике, присутствие зашумленности замеров $P_{\text{заб}}$, негерметичность запорной арматуры и т. п.

Последующий анализ позволил выявить следующее.

1. Установлено, что на диагностических графиках производной давления присутствуют участки V-образной формы.

2. Линейные характеристики (ширина (размах), «глубина») таких участков и их соотношение между собой могут быть различными, в силу чего визуальная выраженность V-образной формы в масштабе графического поля представляется как явно, так и неявно распознаваемыми точечными диаграммными образами.

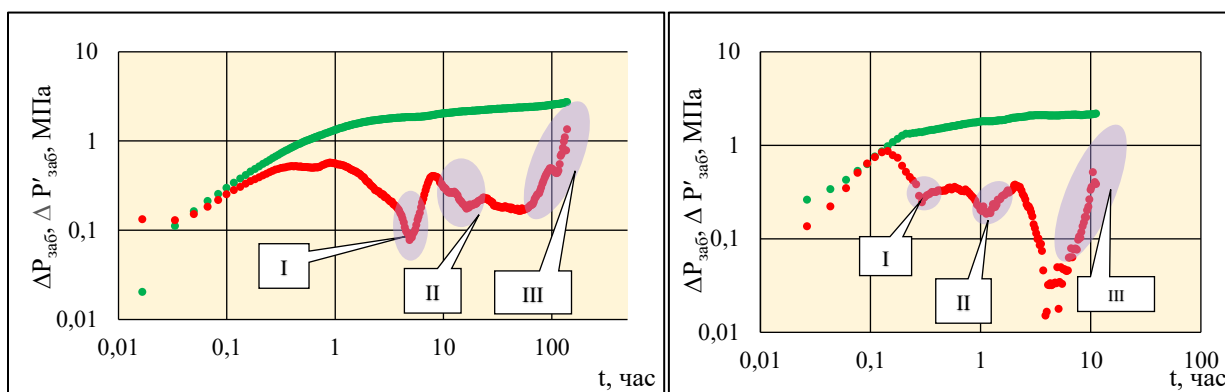
3. Для условий одной и той же скважины линейные характеристики участков могут изменяться во времени как в большую, так и меньшую сторону;

4. На ряде диагностических кривых после проявления V-образных участков зафиксировано линейное изменение $\Delta P'_{\text{заб}}$ с уклоном прямой линии, большим 0,5. Наиболее показательные результаты приведены на рис. 2.

Заметим, что для горизонтальных скважин аналогичные эффекты не обнаружены.

Выявленные особенности КСД и КВД в МЗГС для объяснения их физической основы и последующего математического описания требуют идентификации процессов, обуславливающих такое поведение отклика давления.

В связи с этим было рассмотрено возможное влияние на КСД, КВД в МЗГС ряда природных и технологических факторов. К первым были отнесены такие показатели, как структура внутрипорового пространства коллектора, наличие природных экранов. Ко вторым, помимо процессов фазовых превращений в насосно-компрессорных трубах, которые были учтены на начальном этапе обработки исходных данных, причислялись сведения о технических осложнениях, авариях, влиянии работы соседних скважин, конструктивных особенностях забоя.



I, II – V-образные участки, III – поздний линейный режим течения с уклоном более 0,5

● $\Delta P_{\text{заб}}$ – фактические замеры забойного давления

● $\Delta P'_{\text{заб}}$ – фактическая производная забойного давления

a/a

b/b

Рис. 2. Наиболее характерные формы диагностических кривых:

a – КВД скважины А; б – КСД скважины Б

Fig. 2. The most characteristic forms of diagnostic curves:

a – pressure recovery curve of well A; b – pressure stabilization curve of well B

Анализ интерпретации 3D сейсмо-разведки и методов скважинной геофизики (геофизические исследования скважин), лабораторных исследований кернового материала позволяет утверждать, что основания для утверждения о том, что на изучаемой залежи присутствуют тектонические осложнения и наличие двойной пористой среды отсутствуют.

Аварии и технические проблемы были зафиксированы и подтверждены документально на единичных скважинах и поэтому не могут рассматриваться в качестве причин массового (на значительном количестве скважин) проявления анализируемого явления.

Интерференция близ расположенных скважин тоже не может быть принята в качестве объясняющего довода о наличии специфических участков на диагностических графиках, так как последние присутствовали уже на момент перевода скважин в эксплуатацию, когда добывающий фонд еще либо не был введен в работу,

либо использовался непродолжительное время. Кроме того, данные участки не исчезали при длительной остановке соседних скважин в течение разработки залежи.

Оценка влияния конструктивных особенностей забоя МЗГС сводилась к проверке гипотезы о том, что присутствие V-образных областей на кривой производной давления связано с притоком флюида из боковых отводов, что проявляется переходными процессами между ними и основным горизонтальным стволом после остановки скважины. Суть проверки заключалась в том, что исходя из фактической инклинометрии выполнялось сопоставление горизонтальных проекций расстояний $L_{\text{факт}}$ от глубины подвески прибора (принято за начальную точку отсчета) до места врезки отвода с величинами радиусов влияния $R_{\text{вл}}$, определенных по КСД, КВД на момент начала изучаемого эффекта при той же нулевой отметке.

Определение значений $R_{вл}$ осуществлялось посредством использования вычислительного инструментария программного обеспечения КАРРА Workstation версии 5.4 с помощью опции «Радиус исследования», которая

активизирует выполнение необходимых расчетов при выборе конкретного времени исследования. Принципиальная схема решения и результаты сверки $L_{факт}$ и $R_{вл}$ представлены на рис. 3, 4.

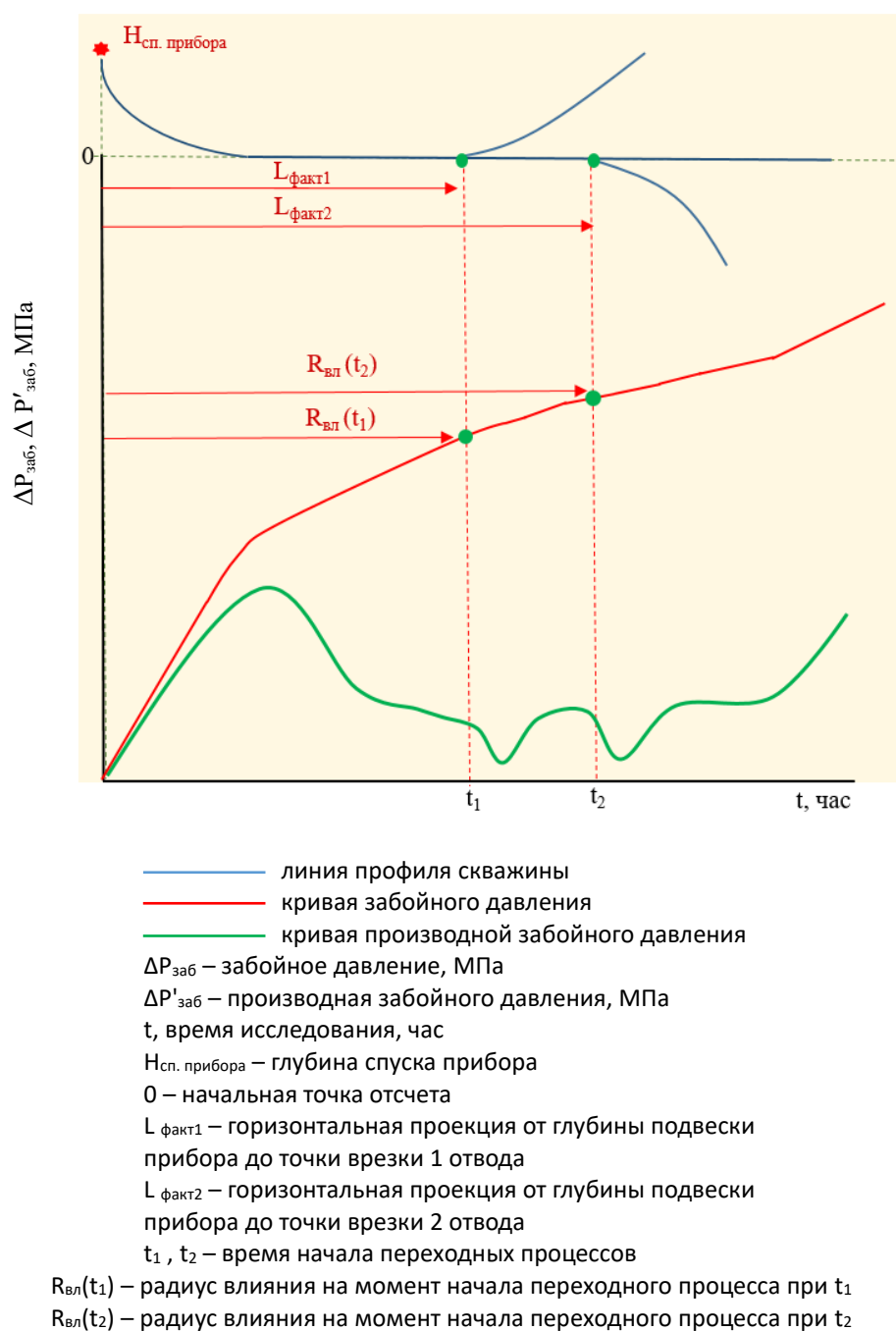
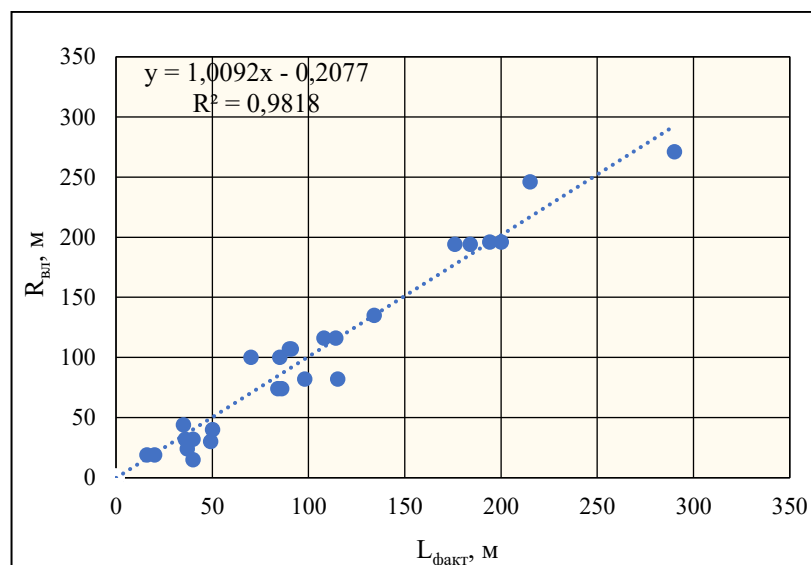


Рис. 3. Схема расчета радиуса влияния

Fig. 3. Calculation scheme of the influence radius



$L_{\text{факт}}$ – горизонтальная проекция расстояний от глубины подвески прибора до места врезки отвода
 $R_{\text{вл}}$ – радиус влияния, определенный по КСД, КВД

Рис. 4. Результаты сверки величин горизонтальных проекций с радиусом влияния

Fig. 4. Results of comparing the horizontal projection values with the influence radius

Из приводимой на рис. 4 корреляционной зависимости видно, что параметры полученного линейного уравнения регрессии (статистической модели), описывающего связь между рассматриваемыми характеристиками, указывают на эквивалентность их друг другу (угловой коэффициент практически равен 1, а свободный член близок к нулю). Данный факт может служить убедительным аргументом в пользу подтверждения выдвигаемого предположения, а именно, переходные процессы начинают визуализироваться тогда, когда отклик давления достигает локаций врезок. Дополнительным доказательством сказанного, на наш взгляд, являются и данные о том, что количество диапазонов с V-образным поведением производной соответствует количеству дренажных ответвлений, а расстояние между исходными позициями их отображения на кривой контролируется длиной между врезками боковых стволов.

Наличие боковых ответвлений в МЗГС затрудняет исследование отклика давления в плане выделения классических режимов течения, проявляющих себя в условиях горизонтального ствола. Ситуация дополнительно усложняется еще и тем, что, при многозабойном окончании могут иметь место и иные режимы течения, например, интерференционные [11]. В частности, в [12] для условий заканчивания скважины по схеме Fishbone отмечается присутствие линейного режима с уклоном более 0,5, который обусловлен взаимовлиянием боковых отводов. В связи с этим возникает вопрос теоретического и математического обеспечения интерпретации ГДИС в МЗГС. На сегодняшний день нам доступны две аналитические модели для описания изменения забойного давления в многозабойных горизонтальных скважинах: Fishbone и Multi-branched. Произведена оценка возможности применения этих моделей для обработки фактических КСД, КВД в МЗГС.

Результаты вычислений отражены на рис. 5. Исходя из них можно сделать вывод о том, что данные алгоритмы при фактическом перечне активированных функциональ-

ных опций не обеспечивают приемлемого соответствия расчетных и реальных КСД, КВД, так как детально не отражают особенностей зафиксированных измерений $\Delta P_{\text{заб}}$.

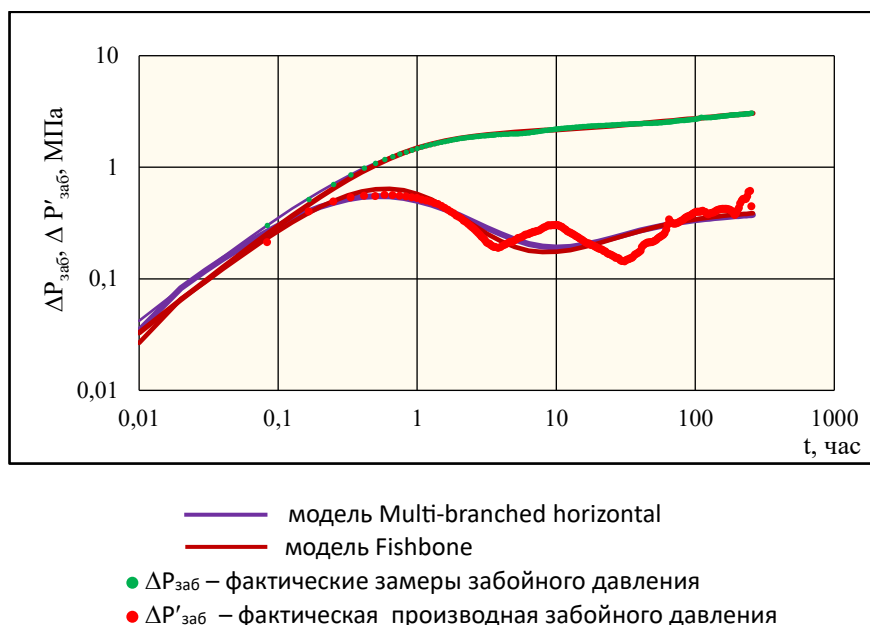


Рис. 5. Результат настройки аналитических моделей

Fig. 5. Result of calibrating the analytical models

В условиях отсутствия доступа к новым, более универсальным аналитическим решениям, для воспроизведения ключевых признаков изменения $\Delta P_{\text{заб}}$ в горизонтальных многозабойных скважинах целесообразно использовать возможности численного моделирования¹ [13, 14].

Цифровая модель формировалась в соответствии с методическим подходом, изложенным в [15]. Для расчетов применялось программное обеспечение KAPPA Workstation версии 5.40. В качестве исходных данных использовались сведения о фактической инклинометрии основного ствола и отводов, их линейных размерах, интервалы перфорации, общий дебит,

свойства пласта и насыщающих его флюидов, значения пластового давления и температуры. В статусе регулирующих переменных задавались дебиты боковых ответвлений. Численный дизайн моделируемого исследования показан на рис. 6.

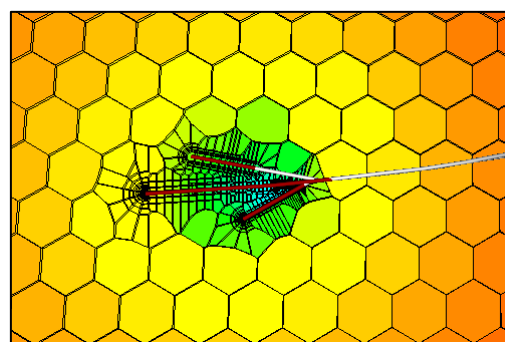


Рис. 6. Численный дизайн моделируемого исследования

Fig. 6. Numerical design of the simulated study

¹ Houzé O., Viturat D., Fjaere O.S. et al. Dynamic Data Analysis v5.60. Paris: Kappa Engineering, 2024. 788 p.

Сопоставление сгенерированных и фактических кривых изменения $\Delta P_{\text{заб}}$ и $\Delta P'_{\text{заб}}$ (рис. 7) дает основание аргументированно утверждать, что цифровой аналог отклика давления воспроизводит специфические особенности поведения реальных замеров.

Данный факт позволяет в перспективе рассматривать возможность создания на базе разработанных имитационных моделей МЗГС алгоритмов количественного определения фильтрационных свойств коллектора.

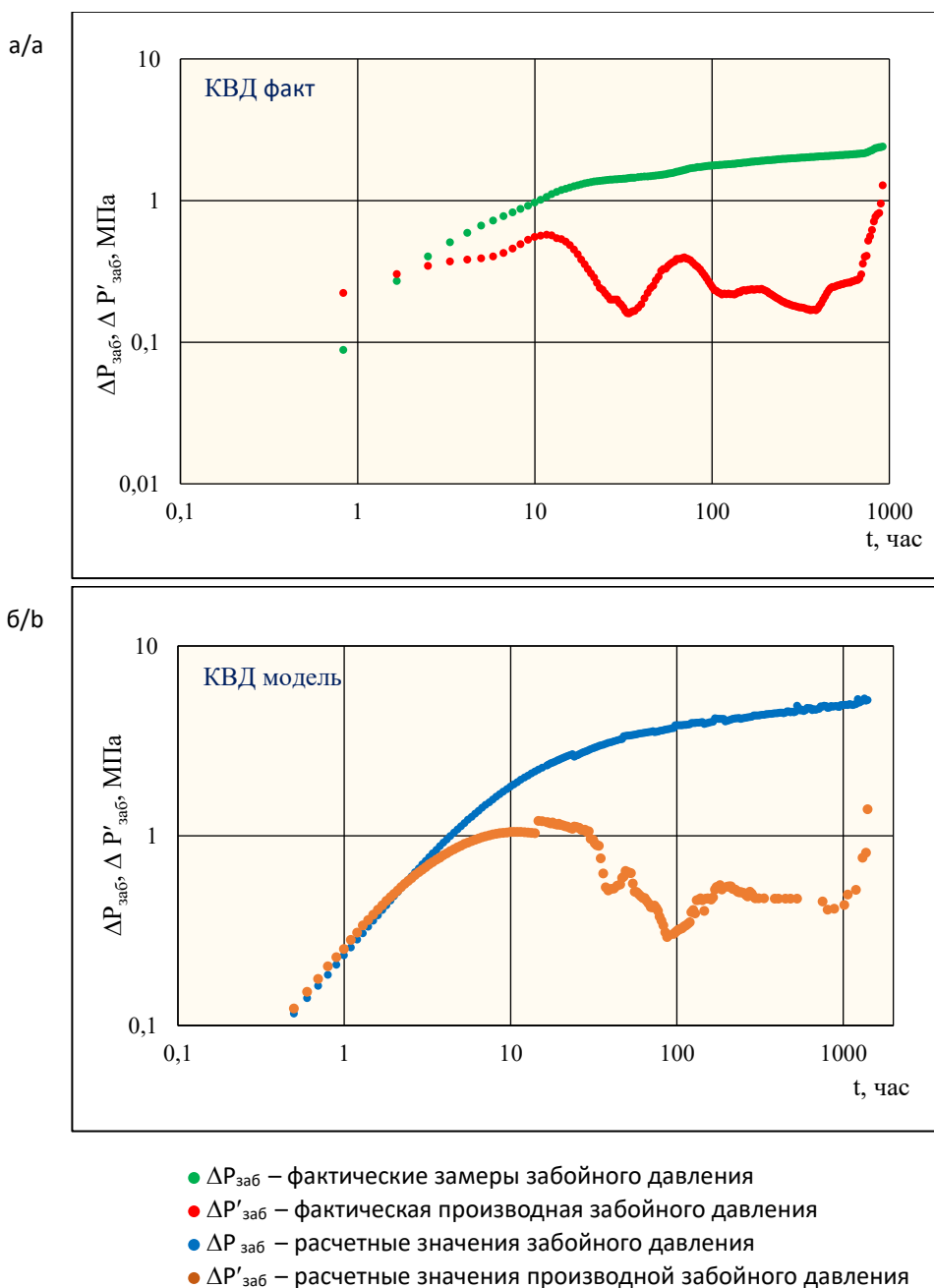


Рис. 7. Сопоставление фактических (а) и сгенерированных (б) кривых изменения $\Delta P_{\text{заб}}$ и $\Delta P'_{\text{заб}}$

Fig. 7. Comparison of actual (a) and generated (b) bottomhole pressure change curves ΔP_b and $\Delta P'_b$

Заключение

Основные выводы из результатов проведенных исследований:

1. Установлено, что диагностические графики производной забойного давления в многозабойных горизонтальных скважинах осложнены участками V-образной формы.

2. Количество диапазонов с V-образным поведением производной соответствует количеству дренажных отводов от основного горизонтального ствола, а расстояние между ними контролируется длиной между врезками боковых ответвлений.

3. Наличие V-образных областей на диагностических кривых обусловлено

фактом притока пластового флюида в основной ствол из боковых ответвлений.

4. Для МЗГС, где работа боковых отводов предлагаемым способом не прослеживается, допускается процедура интерпретации КСД, КВД на основе аналитической модели горизонтальной скважины.

5. Возможность разработки численной модели многозабойной горизонтальной скважины представляет собой основу для потенциальной реализации расчетно-эмпирических методов установления свойств системы «скважина–пласт».

Вклад авторов

А.Г. Козубовский – концептуализация, формальный анализ, создание черновика рукописи.

Т.В. Кузьмина – проведение исследования, методология, создание черновика рукописи, создание рукописи и ее редактирование.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Список источников

1. Борисов Ю.П., Пилатовский В.П., Табаков В.П. Разработка нефтяных месторождений горизонтальными и многозабойными скважинами М.: Недра, 1964. 154 с.
2. Савенок О.В., Жарикова Н.Х., Верисокин А.Е. и др. Повышение эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов нефтегазоконденсатного месторождения путем строительства многозабойных горизонтальных скважин // SOCAR Proceedings. 2023. № 4. С. 50–64. <https://doi.org/10.5510/OGP20230400915>
3. Jing W., Xiao L., Haixia H., Wei L. Productivity prediction and simulation verification of fishbone multilateral wells // Geofluids. 2022. Vol. 2022. P. 3415409. <https://doi.org/10.1155/2022/3415409>
4. Аржиловский А.В., Зернин А.А., Широков А.С. и др. Оценка эффективности многозабойных скважин на месторождениях Ванкорского кластера в различных геологических условиях // Недропользование XXI век. 2020. № 6(89). С. 64–73.
5. Ермаков П.В., Хазипов Р.Л., Решетникова Д.С. и др. Что выбрать для освоения низкопроницаемых водонефтяных зон – горизонтальные стволы с многостадийным гидроразрывом пласта или многозабойные скважины? // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 8(93). С. 82–86. <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2022-8-82-86>

6. *Зернин А.А., Зюзев Е.С., Сергеев А.С. и др.* Рекомендации по подбору конструкций многозабойных скважин в разных геологических условиях с учетом накопленного опыта // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2021. № 5(149). С. 159–167. <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2021-5-159-167>
7. *Tang S., Sun X., Zheng K. et al.* Production behavior analysis of multibranched horizontal oil well considering reservoir and well-type factors // Geofluids. 2022. Vol. 2022. P. 4859240. <https://doi.org/10.1155/2022/4859240>
8. *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>
9. *Бакиров Д.Л., Овчинников В.П., Фаттахов М.М. и др.* Сооружение многоствольных (многозабойных) скважин с горизонтальным окончанием // Бурение и нефть. 2020. № 10. С. 28–33.
10. *Часовников Д.В.* Использование набухающих пакеров при заканчивании горизонтальных скважин // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2019. № 4(112). С. 25–28. [https://doi.org/10.33285/1999-6934-2019-4\(112\)-25-28](https://doi.org/10.33285/1999-6934-2019-4(112)-25-28)
11. *Al-Rbeawi S., Artun E.* Fishbone type horizontal wellbore completion: A study for pressure behavior, flow regimes, and productivity index // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2019. Vol. 176. P. 172–202. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.12.076>
12. *Huang Y., Cheng S., He Y., Yu H.* Transient pressure analysis of fishbone multi-lateral horizontal well with non-uniform flux density // Journal of Shenzhen University Science and Engineering. 2016. Vol. 33, No. 2. P. 202–208. <https://doi.org/10.3724/SP.J.1249.2016.02202>
13. *Майков Д. Н., Борхович С. Ю.* Аналитическая модель многозабойной скважины с полным вертикальным вскрытием пласта // Нефть. Газ. Новации. 2020. № 11(240). С. 61–65.
14. *Закиров Э.С., Закиров С.Н., Индрупский И.М., Аникеев Д.П.* Мульти сегментная модель скважины // Актуальные проблемы нефти и газа. 2018. Вып. 2(21). С. 26. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2018-21.art26>
15. *Павлов А.С.* Моделирование скважины фишбон в гидродинамическом симуляторе «Техсхема 15» // Вестник науки. 2023. Т. 4, № 1(58). С. 250–253.

Информация об авторах

Александр Геннадьевич Козубовский – руководитель исследовательской группы, ООО «Научно-производственное объединение «ИнТЭК», Тюмень, Россия; <https://orcid.org/0009-0005-5679-9637>; e-mail: neo.kom@inbox.ru

Татьяна Валерьевна Кузьмина – главный специалист, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, Тюмень, Россия, SPIN-код: 1749-5282, <https://orcid.org/0009-0005-8522-7216>; e-mail: Tatyana.Kuzmina2@lukoil.com

Поступила в редакцию 14.05.2025

Принята к публикации 22.07.2025

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

Original article

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.14>

Analysis of the characteristics of pressure stabilization and recovery curves in multibranch horizontal wells*

Aleksandr G. Kozubovsky¹, Tat'yana V. Kuzmina² ✉

1 – NPO InTEK LLC, 76 Lenina St., Bldg. 1, Tyumen, 625000, Russia

2 – KogalymNIPneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC in Tyumen, 41 Respubliki St., Tyumen, 625000, Russia

Abstract. *Background.* The article presents the results of analyzing pressure stabilization and recovery curves in multibranch horizontal wells. It has been noted that the diagnostic graphs of bottomhole pressure derivatives in such wells are complicated by sections of V-shaped form. Such specific features of actual measurements require mandatory consideration during their subsequent interpretation. *Objective.* To identify the circumstances that cause the presence of V-shaped sections in the diagnostic graphs of bottomhole pressure derivatives. *Materials and methods.* The primary tools for analyzing the initial data included methods of systematization and generalization, as well as processing techniques using mathematical statistics and numerical modeling, including with the use of KAPPA Workstation software version 5.40. *Results.* It was determined that the number of ranges with V-shaped behavior of the derivative corresponds to the number of drainage outlets from the main horizontal borehole, and the distance between them is controlled by the length between lateral branch connections. The possibility of mathematically describing these sections using available analytical models “Fishbone” and “Multi-branch” was assessed. *Conclusions.* The calculations show that these models, given the current set of active functional options, do not provide an acceptable match between calculated and actual stabilization and recovery pressure curves, as they do not fully reflect the features of real measurements. As an alternative, a numerical model reproducing the dynamics of bottomhole pressure in stopped and closed multibranch horizontal wells is presented. Comparison between recorded data from deep instruments and model curves demonstrated the adequacy of the created digital analogs of pressure response, which can be used for developing algorithms to assess reservoir properties.

Keywords: well, formation, reservoir, pressure response, main wellbore, lateral wellbore, flow rate, inflow, fluid, well testing

Funding: the work received no funding.

For citation: Kozubovsky A.G., Kuzmina T.V. Analysis of the characteristics of pressure stabilization and recovery curves in multibranch horizontal wells. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2025. Vol. 16, No. 2. P. 153–166. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.14>

* 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.

✉ Tat'yana V. Kuzmina, Tatyana.Kuzmina2@lukoil.com

© Kozubovsky A.G., Kuzmina T.V., 2025



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

Author contributions

Aleksandr G. Kozubovsky – conceptualization, formal analysis, writing – original draft.

Tat'yana V. Kuzmina – investigation, methodology; writing – original draft, writing – review & editing.

Conflict of interests

The authors declare no conflict of interests.

References

1. Borisov Yu.P., Pilatovsky V.P., Tabakov V.P. *Development of Oil Fields Using Horizontal and Multilateral Wells*. Moscow: Nedra, 1964. 154 p. (In Russ.).
2. Savenok O.V., Zharikova N.Kh., Verisokin A.E. et al. Increasing the efficiency of the development of hard-to-recovery oil and gas condensate field reserves by constructing multilateral horizontal wells. *SOCAR Proceedings*. 2023. No. 4. P. 50–64. (In Russ.). <https://doi.org/10.5510/OGP20230400915>
3. Jing W., Xiao L., Haixia H., Wei L. Productivity prediction and simulation verification of fishbone multilateral wells. *Geofluids*. 2022. Vol. 2022. P. 3415409. <https://doi.org/10.1155/2022/3415409>
4. Arzhilovskiy A.V., Zernin A.A., Shirokov A.S. et al. Evaluation of multilateral wells efficiency in the fields of Vankorsky cluster in different geological environments. *Nedropol'zovanie XXI vek*. 2020. No. 6(89). P. 64–73. (In Russ.).
5. Ermakov P.V., Khazipov R.L., Reshetnikova D.S. et al. Low-permeable oil and water zones to be developed by horizontal wells with multistage hydraulic frac or by multilateral wells? *Exposition Oil Gas*. 2022. No. 8(93). P. 82–86. (In Russ.). <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2022-8-82-86>
6. Zernin A.A., Ziuzev E.S., Sergeev A.S. et al. Recommendations for the multilateral wells design selection in various geological conditions based on lessons learned. *Oil and Gas Studies*. 2021. No. 5(149). P. 159–167. (In Russ.). <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2021-5-159-167>
7. Tang S., Sun X., Zheng K. et al. Production behavior analysis of multibranched horizontal oil well considering reservoir and well-type factors. *Geofluids*. 2022. Vol. 2022. P. 4859240. <https://doi.org/10.1155/2022/4859240>
8. 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>
9. Bakirov D.L., Ovchinnikov V.P., Fattakhov M.M. et al. Construction of multi-bottle (multilateral) wells with horizontal ending. *Burenie i nef't'*. 2020. No. 10. P. 28–33. (In Russ.).
10. Chasovnikov D.V. Use of swelling packers during horizontal wells completion. *Equipment and Technologies for Oil and Gas Complex*. 2019. No. 4(112). P. 25–28. (In Russ.). [https://doi.org/10.33285/1999-6934-2019-4\(112\)-25-28](https://doi.org/10.33285/1999-6934-2019-4(112)-25-28)
11. Al-Rbeawi S., Artun E. Fishbone type horizontal wellbore completion: A study for pressure behavior, flow regimes, and productivity index. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2019. Vol. 176. P.172–202. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.12.076>

12. Huang Y., Cheng S., He Y., Yu H. Transient pressure analysis of fishbone multi-lateral horizontal well with non-uniform flux density. *Journal of Shenzhen University Science and Engineering*. 2016. Vol. 33, No. 2. P. 202–208. <https://doi.org/10.3724/SP.J.1249.2016.02202>
13. Maikov D.N., Borkhovich S.Yu. Analytical model of multilateral well with complete vertical opening. *Neft'. Gaz. Novatsii*. 2020. No. 11(240). P. 61–65. (In Russ.).
14. Zakirov E.S., Zakirov S.N., Indrupskiy I.M., Anikeev D.P. Multisegment well model. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2018. No. 2(21). P. 26. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2018-21.art26>
15. Pavlov A.S. Simulating of the fishbone wells in the hydrodynamic simulator “Tekhskhema 15”. *Vestnik nauki*. 2023. Vol. 4, No. 1(58). P. 250–253. (In Russ.).

Information about the authors

Aleksandr G. Kozubovsky – Head of Research Group, NPO InTEK LLC, Tyumen, Russia; <https://orcid.org/0009-0005-5679-9637>; e-mail: neo.kom@inbox.ru

Tat'yana V. Kuzmina – Chief Specialist, KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC in Tyumen, Tyumen, Russia, <https://orcid.org/0009-0005-8522-7216>; e-mail: Tatyana.Kuzmina2@lukoil.com

Received 14 May 2025

Accepted 22 July 2025