

НОВЫЕ МЕТОДЫ И ТЕХНОЛОГИИ ИЗУЧЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СРЕДЫ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ

Оригинальная статья

УДК 550.8.05:622.276.001.5

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.15>

Сравнительный анализ гидродинамических исследований скважин методами регистрации кривой восстановления давления и индикаторной диаграммы на объектах ПАО «Татнефть»*

Н.А. Смотриков¹ ✉, Е.А. Ячменёва²

1 – Институт «ТатНИПинефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, д. 75

2 – Казанский (Приволжский) федеральный университет, Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 18, корп. 1

Аннотация. *Актуальность.* Важную роль в комплексном решении задач разработки месторождений нефти и газа играют гидродинамические исследования пластов и скважин. Задача выбора наиболее эффективного и информативного метода всегда сопровождается учетом технических и технологических особенностей для каждого конкретного случая. *Цель работы.* Сравнительный анализ эффективности гидродинамических методов исследования скважин с целью выявления оптимальных условий применения каждого из них по нескольким критериям: продолжительность исследования, объем получаемой информации, потери в добыче, оценка пластового давления и коэффициента продуктивности. *Материалы и методы.* В работе представлены результаты исследования скважин двумя гидродинамическими методами: кривая восстановления давления и метод снятия индикаторных диаграмм. Исследования проводились по запланированному сценарию и разработанному тест-дизайну на 16 скважинах, оборудованных установками штангового глубинного насоса. *Результаты.* Определены положительные и отрицательные факторы влияния на технологию проведения и результативность рассматриваемых методов. *Выводы.* Работа основана на практических результатах промысловых исследований с проведением сравнительного анализа технических и технологических факторов, влияющих на гидродинамические методы, и может послужить основой для выбора их применения на скважине.

Ключевые слова: гидродинамические исследования, индикаторная диаграмма, кривая восстановления давления, пластовое давление, коэффициент продуктивности

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.

✉ Смотриков Николай Александрович, nekolay148@mail.ru

© Смотриков Н.А., Ячменёва Е.А., 2025



Для цитирования: *Смотриков Н.А., Ячменёва Е.А.* Сравнительный анализ гидродинамических исследований скважин методами регистрации кривой восстановления давления и индикаторной диаграммы на объектах ПАО «Татнефть» // Актуальные проблемы нефти и газа. 2025. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.15>

Введение

Существуют различные методы гидродинамических исследований, которые позволяют определить основные параметры пласта и призабойной зоны. Комплексный подход к мониторингу залежи группой методов позволяет сформировать полную картину состояния объекта. Наиболее популярные и распространенные гидродинамические методы исследования: метод снятия индикаторных диаграмм (ИД, Inflow Performance Relationship – IPR) и метод регистрации кривой восстановления давления (КВД, Pressure Build Up – PBU). Данные методы применяются нефтяными компаниями повсеместно, вне зависимости от географического расположения месторождения и геологических условий [1]. Каждый метод обладает своими особенностями. Выбор производственных параметров основывается на получаемой итоговой информации с учетом технологических условий, сложности реализации и иных факторов.

Целью работы является проведение сравнительного анализа эффективности гидродинамических методов исследования скважин с целью выявления оптимальных условий применения каждого из них по нескольким критериям: продолжительность исследования, объем получаемой информации, потери в добыче, оценка пластового давления и коэффициента продуктивности.

Нами был проведен анализ применения ИД и КВД на группе скважин для определения наиболее эффективного

подхода в рассматриваемых геологических и технологических условиях.

Материалы и методы

Исследования методом индикаторных диаграмм проводились по заранее разработанному тест-дизайну для каждой скважины. Объекты исследования – 16 скважин, оборудованных установками штангового глубинного насоса (УШГН). В табл. 1 представлен пример тест-дизайна для одной из скважин.

В структуру исследования входит изменение параметров работы УШГН (число качаний от минимальных до максимально возможных¹) при регистрации показаний дебита и давления по скважине с использованием индивидуальных средств замера.

После отработки всех запланированных режимов для ИД производилась остановка скважины на КВД. Для разработки тест-дизайна проводилась запись контрольного КВД до начала исследования.

¹ Галай М.И., Демяненко Н.А., Мануйло В.С. и др. Пат. RU 2475640 С2. Способ гидродинамических исследований нефтяных скважин, оборудованных электроцентробежными насосами с преобразователем частоты тока. № 2011111467/03; Заявл. 25.03.2011; Оpubл. 20.02.2013 // Изобретения. Полезные модели. 2012. Бюл. № 5. 16 с.

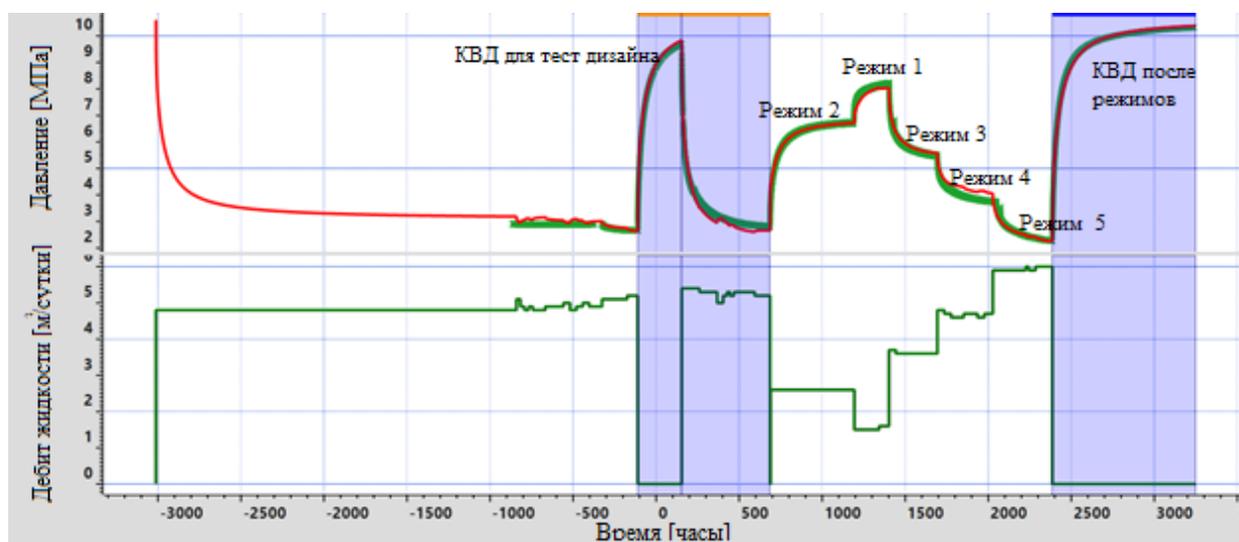
Табл. 1. Пример тест-дизайна для проведения исследований методом индикаторных диаграмм на одной из скважин

Table 1. Example of test design for inflow performance relationship testing of a well

Номер режима	Продолжительность режима, сутки	Число качаний, об/мин	Примерный дебит, м ³ /сут	Примерное забойное давление в конце режима, МПа	Глубина спуска насоса, м	Давление на приеме насоса, МПа
текущий	12 и более	3,5	4,5	2,8	-	-
1	12	0,8	1	6,64	597	6,39
2	12	1,6	2	5,49	489	5,24
3	12	2,4	3	4,33	381	4,08
4	12	3,2	4	3,18	273	2,93
5	12	4	5,2	2,02	165	1,77
КВД	14	0	0	-	-	-

Подобный подход позволил получить примерное минимальное время продолжительности каждого режима, в том числе и завершающего исследования КВД. В результате, по каждой из 16 скважин

были выполнены два последовательных исследования, что позволило провести подробный и наглядный сравнительный анализ результатов ИД и КВД (рис. 1) на примере одной из скважин.



— значение давления (верхний график), значение дебита (нижний график)
 — описание исследования подобранной моделью интерпретации

Рис. 1. Кривые изменения давления и дебита для одной из скважин по каждому режиму при реализации общей схемы исследования методами ИД и КВД

Fig. 1. Pressure and flow rate changes for one of the wells in each mode during inflow performance relationship and pressure buildup tests

В дальнейшем, была проведена оценка достоверности результатов тест-дизайна в сравнении с проведенными гидродинамическими исследованиями в скважинах. По итогам общего анализа всех 16 скважин были получены следующие результаты:

1) совпадение значений минимального срока выдержки на режимах тест-дизайна с проведенными исследованиями составляет 72%;

2) совпадение значений сроков выхода скважины на радиальным режим по тест-дизайну и на практике в рамках каждого режима составляет 46%.

Таким образом, исследование ИД потребовало дополнительных трудовых и временных затрат для контроля стабилизации скважины на каждом режиме с целью

исключения увеличения общего времени исследования.

Интерпретация полученных результатов в ходе записи индикаторных диаграмм производилась с использованием аналитических возможностей программы Microsoft Excel, были получены расчетные значения продуктивности и пластового давления. Все значения зафиксированного забойного давления расположились на наклонной прямой, что соответствует физической закономерности снижения забойного давления и возрастанию дебита при переходе от режима к режиму. Ввиду линейности закона фильтрации можно определить продуктивность и пластовое давление [3]. На рис. 2 представлен пример интерпретации индикаторной диаграммы.

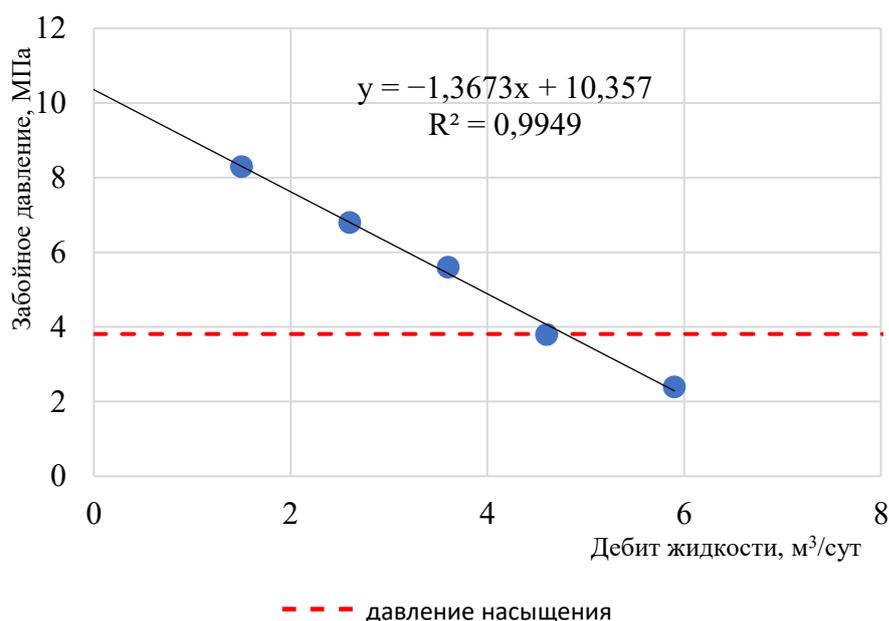


Рис. 2. Интерпретация индикаторной диаграммы при помощи программы Microsoft Excel по результатам исследования одной из скважин

Fig. 2. Inflow performance relationship curve interpretation using Microsoft Excel based on the results of a well testing

Интерпретация данных метода КВД [4] в том числе и для тест-дизайна производилась с помощью программы KAPPA Engineering Saphir (<https://www.kappaeng.com>).

На рис. 3 представлен график производной исследования КВД в билогарифмических координатах, отображающий восстановленность исследования по давлению.

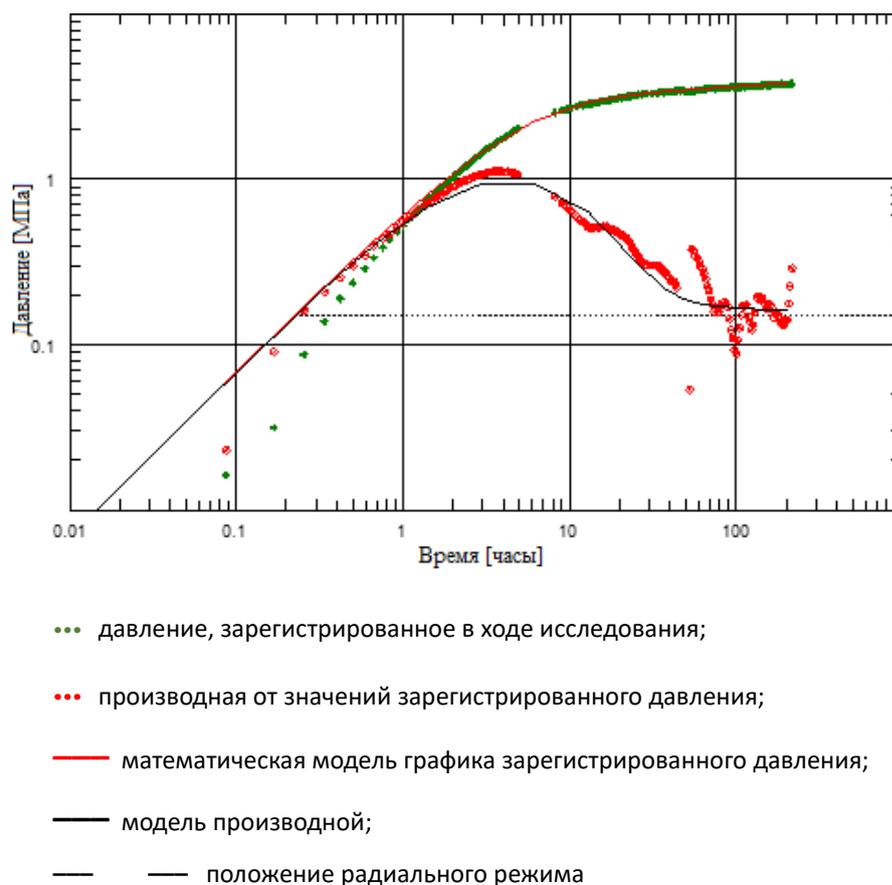


Рис. 3. Билогарифмический график КВД по результатам исследования одной из скважин

Fig. 3. Log-log plot of pressure buildup curve based on the results of a well testing

Результаты и обсуждение

Сравнение двух методов исследования в соответствии с поставленной задачей было произведено по значениям пластового давления и коэффициенту продуктивности, так как именно эти параметры закладывались как производственно-необходимые.

По данным параметрам средняя разница в значениях пластового давления ($P_{пл}$) по обоим методам составила 0,67 МПа, по значениям коэффициента продуктивности ($K_{прод}$) – 0,74 м³/сут/МПа. Полученные значения характеризуют оба метода, как весьма эффективные и близкие по достоверности. Однако, по нашему мнению, сравнение методов необходимо провести более детально с анализом общей информативности, подсчетом потерь нефти при исследованиях и

оценки сложности их проведения для выявления наиболее оптимального и подходящего для конкретных условий метода.

Метод индикаторных диаграмм предназначен для определения параметров пластового давления и коэффициента продуктивности. По результатам данного исследования было установлено, что параметры работы скважины можно получить, изменив несколько раз режим работы насоса. Такой подход позволяет сэкономить время и избежать больших потерь в добыче нефти, так как скважина продолжает работать. Кроме того, метод позволяет учесть нелинейность потока флюида при исследовании (рис. 4), что может повышать достоверность определяемых значений $P_{пл}$ и $K_{прод}$.

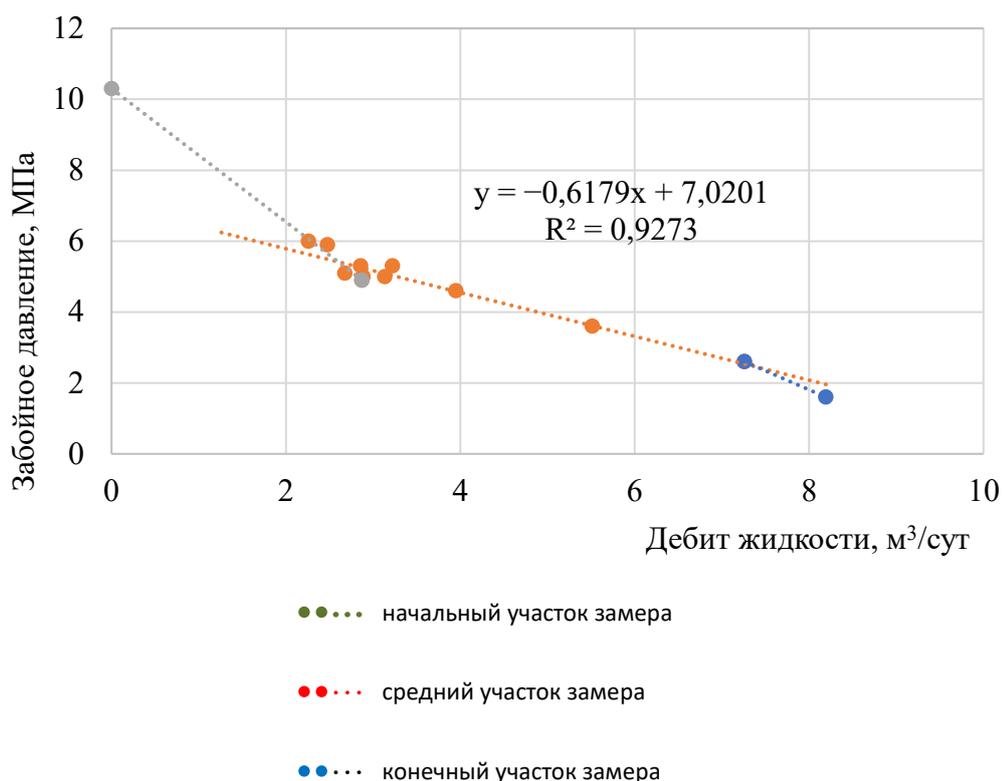


Рис. 4. Индикаторная диаграмма, иллюстрирующая пример нелинейной фильтрации, по результатам исследования одной из скважин

Fig. 4. Inflow performance relationship curve illustrating nonlinear flow based on the results of a well testing

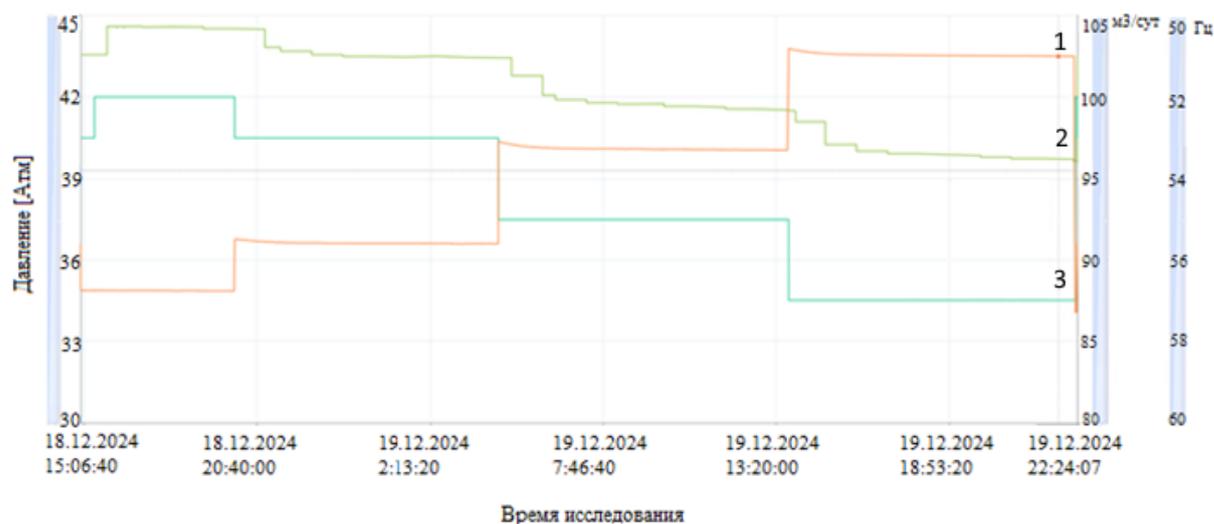
Метод КВД дает значительно бóльший объем информации о состоянии пласта и призабойной зоны. Кроме пластового давления и коэффициента продуктивности можно также определить такие параметры, как: проницаемость, коэффициент притока, характеристику призабойной зоны в виде скин-фактора и т. п. Для проведения исследования скважину необходимо остановить. В результате исследования было выявлено, что среднее время остановки скважины на КВД составляет 13,1 суток [5].

В высокодебитных скважинах, оснащенных электроцентробежными насосами (ЭЦН), время остановки может составлять всего лишь несколько часов [6, 7].

При записи ИД на таких скважинах работа на режимах может укладываться в пару часов, причем отработка и переход на следующий режим может быть выполнена в автоматическом режиме, что по трудозатратам сопоставимо с методом КВД. На рис. 5 представлено исследование на скважине, оборудованной ЭЦН, с автоматическим переходом по 4 режимам.

В ходе выполнения исследования методом ИД на 16 скважинах были выведены следующие средние цифры потери жидкости и нефти (при учете добычи во время исследования и сравнении ее с объемами добычи до исследования):

- 1) по жидкости – 88,21 м³;
- 2) по нефти – 45,74 т.



- 1 – расчетный дебит ЭЦН (мгновенный), м³/сут (102,49) 19.12.2024 21:46:38;
- 2 – давление на приеме ЭЦН, атм (39,72) 19.12.2024 22:24:07;
- 3 – выходная частота, Гц (57,0); давление на выкиде ЭЦН, атм (0,00) 19.12.2024 21:52:59

Рис. 5. Проведение записи индикаторной диаграммы в автоматическом режиме на скважине с электроприводным центробежным насосом

Fig. 5. Automatic recording of inflow performance relationship curve in a well with electrically driven centrifugal pump

При расчете учитывался объем нефти, который удалось добыть при проведении исследования, причем малый объем добычи на первых режимах (низких числах качаний) мог быть компенсирован прибавкой добычи на заключительных режимах (высоких числах качаний). Для метода КВД в период исследования работа скважин невозможна, то есть ключевым фактором потери в добыче является время остановки скважины. При таких условиях преобладание метода ИД очевидно. Однако если при расчете потерь в добыче будет учитываться время исследования и условие, что в этот период добыча не производилась ни по одному из методов, то цифры потерь будут следующими:

1) Для метода ИД средние потери по 16 скважинам составили:

- по жидкости – 482,70 м³;

– по нефти – 246,35 т;

2) Для метода КВД средние потери по 16 скважинам составили:

- по жидкости – 107,24 м³;
- по нефти – 58,13 т.

При таких условиях применение метода КВД более эффективно, так как потери нефти составляют значительно меньший объем. Однако следует отметить, что подобные значения характерны только для конкретного исследования, так как на потери во время исследования влияет множество факторов – от времени стабилизации на режимах и КВД до сроков принятия решения о смене режимов и завершения исследования КВД. В реальных условиях при проведении исследования по снятию индикаторных диаграмм присутствует некоторый объем добычи и поэтому первый вариант расчета можно считать более достоверным.

Также стоит учесть ход исследования: если скважина работает на предельном числе качаний в рабочем режиме и при исследовании снижается число качаний от максимума к минимуму, то данные о потери нефти будут одни, а в случае перехода от минимального к максимальному числу качаний цифры потерь по нефти будут другими.

С технической точки зрения, при сравнении сложности реализации двух методов, метод КВД более прост в своем исполнении, так как для его проведения требуется только остановка скважины (в случаях, когда скважина оборудована средствами замера дебита и давления) [8, 9]. При проведении ИД необходимо провести ряд операций: разработать тест-дизайн для недопущения срыва подачи, учесть максимально допустимое число качаний для станка качалки или частоту тока (если скважина

оборудована ЭЦН), сменить число качаний, проследить за стабилизацией показаний дебита и давления на каждом режиме. На скважинах, оборудованных ЭЦН, можно автоматизировать часть задач, как это было описано выше, в таком случае общие трудозатраты и сложность проведения будут сопоставимы с методом КВД [10].

Нами были рассмотрены и существующие технологические ограничения по двум данным методам. Помимо ограничений в дебите скважин (с дебитами менее 2 м³/сут подобные исследования проводить затратно по времени, выход на радиальный режим при КВД и при стабилизации на режиме записи ИД может занять недели и даже месяцы), есть и еще несколько факторов влияния, которых приведены в табл. 2. При этом число возможных ограничений, выявленных нами, снижено.

Табл. 2. Факторы, влияющие на точность методов ИД и КВД

Table 2. Factors affecting the accuracy of inflow performance relationship and pressure buildup tests

Влияющие факторы	Метод ИД	Метод КВД
Нестабильность дебита	+	–
Нестабильность давления	+	–
Некорректность дебита от режима к режиму	+	–
Невосстановленность режима	+	–
Плохая запись КВД	–	+
Невосстановленность КВД	–	+

Качество данных по давлению и дебиту скважины очень важны и напрямую влияют на результат. Метод ИД подвержен большему влиянию качества данных, не должно быть каких-либо скачков дебита на режимах, давление на режиме должно быть стабильным, при этом оборудо-

дование должно позволять регистрировать изменения от режима к режиму. Метод КВД менее требователен к качеству записываемой информации, достаточно лишь исключить влияющие на запись давления факторы в виде перебоев записи или изменения работы влияющих скважин на период исследования.

Согласно содержанию вышеизложенного материала методы КВД и ИД применимы каждый для своих технических и технологических условий [11, 12]. Снятие индикаторных диаграмм может быть применимо в случаях необходимости оперативного уточнения данных пластового давления и коэффициента продуктивности, без остановки скважины с сохранением добычи на том или ином уровне. Если скважина оборудована индивидуальными средствами замера и управления (скважина с ЭЦН или УШГН), то исследование может быть проведено с минимальными временными и трудовыми затратами. Данные, полученные в таком случае, будут достоверны по продуктивности и пластовому давлению. Кроме того, подобное исследование позволяет выявить оптимальные забойные давления для добывающих скважин и оптимальные давления закачки для нагнетательных. Метод также может быть успешно применен в условиях нелинейности, так как в отличие от исследования КВД, позволяет учесть нелинейность потока в скважине [13].

Следует понимать, что с ростом технических возможностей и потенциала программного обеспечения современные методы обработки результатов гидродинамических исследований позволяют не только определять фильтрационные параметры пласта, но и уточнять геологическое строение залежи, выявлять различные границы в пласте, определять характер притока жидкости в скважину и др. [14, 15]. Выбор конкретного метода становится более широкой задачей, которая должна учитывать множество

факторов, влияющих на достоверность результатов исследования и полноту получаемой информации.

Заключение

Важно отметить, что исследование выполнялось на скважинах карбонатного и терригенного разреза с различными характеристиками обводненности, дебита, скин-фактора, забойными давлениями, а также профилю скважины – в исследовании участвовали как наклонно-направленные скважины, так и горизонтальные – все это позволяет говорить о широком охвате характеристик объектов исследования.

В случаях, когда необходимо максимально информативное исследование и есть возможность остановить скважину, метод КВД будет оптимальным. При данном исследовании, помимо пластового давления, коэффициента продуктивности, становится возможным получение информации о коэффициенте притока, характеристике призабойной зоны в виде значения скин-фактора, проницаемости, полудлине трещины, если она имеется, и т. п. Временные и трудовые затраты уменьшаются либо становятся сопоставимы в отдельных случаях с применением методов ИД, так как нет необходимости вести контроль стабилизации параметров на каждом режиме, достаточно вести контроль стабилизации и выхода скважины на радиальный режим.

Работа основана на практических результатах промысловых исследований с проведением сравнительного анализа технических и технологических факторов, влияющих на гидродинамические методы, и может послужить основой для выбора их применения на скважине.

Вклад авторов

Н.А. Смотров – концептуализация, проведение исследования, создание черновика рукописи.

Е.А. Ячменёва – формальный анализ, руководство исследованием, создание рукописи и ее редактирование.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Список источников

1. Демков А.В. Анализ гидродинамических исследований скважин на Южно-Русском месторождении // Международный студенческий научный вестник. 2017. № 3. С. 103. URL: <https://eduherald.ru/ru/article/view?id=17293> (дата обращения: 14.07.2025).
2. Медведев А.И., Боганик В.Н., Пестрикова Н.А. Тестовые примеры обработки индикаторных диаграмм и кривых восстановления уровня // Каротажник. 2011. Вып. 8. С. 25–37.
3. Мартюшев Д.А., Слушкина А.Ю. Оценка информативности определения фильтрационных параметров пласта на основе интерпретации кривых стабилизации давления // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2019. Т. 330, №. 10. С. 26–32. <https://doi.org/10.18799/24131830/2019/10/2295>
4. Нугаметьянова Г.А., Ишкин Д.З. Прогнозирование длительности КВД на основе параметров пласта и заканчивания скважин // Нефтяная провинция. 2024. № 1(37). С. 89–97. <https://doi.org/10.25689/NP.2024.1.89-97>
5. Gao D., Liu Y., Pan S. et al. Longitudinal interference analysis of shale gas multi-stage fracturing horizontal wells upon high-precision pressure test // Energy Science & Engineering. 2020. Vol. 8, No. 7. P. 2387–2401. <https://doi.org/10.1002/ese3.671>
6. Фаттахов И.Г., Степанова Р.Р., Грезина О.А., Герасимова А.В. Методы оценки текущего энергетического состояния пласта, определения профиля притока, техсостояния колонны // Научное обозрение. 2014. № 8-1. С. 76–88.
7. Фаттахов И.Г., Кадыров Р.Р., Галиуллина И.Ф. и др. Поддержание температурного режима в нагнетательных скважинах при их остановке в условиях низких температур // Фундаментальные исследования. 2015. № 5-3. С. 547–552.
8. Chen H., Liu S., Magomedov R.M., Davidyants A.A. Optimization of inflow performance relationship curves for an oil reservoir by genetic algorithm coupled with artificial neural-intelligence networks // Energy Reports. 2021. Vol. 7. P. 3116–3124. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2021.05.028>
9. Иктисанов. В.А., Бобб И.Ф., Ганиев Б.Г. Изучение закономерностей оптимизации забойных давлений для трещинно-поровых коллекторов // Нефтяное хозяйство. 2017. № 10. С. 94–97. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2017-10-94-97>
10. Нургалиева А.А., Малышев В.Л. Подбор комплекса гидродинамических исследований скважин для достоверного прогноза параметров пласта на Вишневском месторождении // Нефтегазовое дело. 2020. Т. 18, № 4. С. 48–57. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2020-4-48-58>
11. Зуев М.В., Стрекалова А.В., Туленков С.В. Оптимизация технологии проведения гидродинамических исследований методом снятия индикаторных диаграмм субгоризонтальных

скважин на примере Берегового месторождения // Научный журнал Российского газового общества. 2022. № 3(35). С. 40–48.

12. *Зыков А.С., Ридель А.А., Колесников М.В.* и др. Комплексный анализ данных гидродинамических исследований скважин, проблемы и решения при интерпретации исследований на нефтяных оторочках // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. Вып. 2(41). С. 141–158. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-41.art9>

13. *Свалов А.М.* Влияние неоднородности продуктивных пластов на вид кривых притока при гидродинамических исследованиях скважин // Инженерно-физический журнал. 2023. Т. 96, № 5. С. 1355–1360.

14. *Кузнецова Е.А., Никулин С.Е., Шилов А.В.* и др. Применение технологий гидродинамических исследований без остановок на месторождениях ООО «Лукой-Пермь» // Нефтепромысловое дело. 2022. № 9(645). С. 49–53. [https://doi.org/10.33285/0207-2351-2022-9\(645\)-49-53](https://doi.org/10.33285/0207-2351-2022-9(645)-49-53)

15. *Асалхузина Г.Ф., Давлетбаев А.Я., Хабибуллин И.Л., Ахметова Р.Р.* К вопросу выбора длительности режимов при гидродинамических исследованиях скважин на установившихся режимах закачки в низкопроницаемых коллекторах // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2020. Т. 6, № 1(21). С. 135–149. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2020-6-1-135-149>

Информация об авторах

Николай Александрович Смотриков – заведующий сектором, Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, Альметьевск, Россия; SPIN-код: 1537-1276, <https://orcid.org/0009-0009-9329-6296>; e-mail: nekolay148@mail.ru

Екатерина Анатольевна Ячменёва – к.г.-м.н., доцент, Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия; SPIN-код: 2901-9783, <https://orcid.org/0000-0003-1067-2452>; e-mail: eauchmenjova@gmail.com

Поступила в редакцию 15.05.2025

Принята к публикации 10.07.2025

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

Original article

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.15>

Comparative analysis of inflow performance relationship and pressure buildup well testing methods using the evidence from Tatneft's fields*

Nikolai A. Smotrikov¹ ✉, Ekaterina A. Yachmeneva²

1 – TatNIPIneft Institute – PJSC Tatneft, 75 Lenina St., Almet'yevsk, 423450, Russia

2 – Kazan (Volga Region) Federal University, 18 Kremlevskaya St., Bldg. 1, Kazan, 420008, Russia

Abstract. *Background.* Formation evaluation and well testing are key to meeting the challenges associated with oil and gas field development. Selection of the most efficient and informative method always involves consideration of technological and process specifics for each particular case. *Objective.* To present a comparative analysis of the efficiency of well testing methods to identify the optimal conditions for application of each method in terms of several criteria: test period, scope of information obtained, production losses, reservoir pressure and productivity index estimates. *Materials and methods.* The paper presents the results of two well testing methods: pressure buildup analysis and inflow performance relationship curves. These tests were conducted as prescheduled and according to developed test design in 16 wells equipped with sucker rod pumping unit. *Results.* Beneficial and negative factors for well testing procedure and performance were determined. *Conclusions.* The present research is based on practical field test results with comparative analysis of technological and process factors influencing well testing methods and can be used as basis for selection of tests for a particular well.

Keywords: well testing, inflow performance relationship, pressure buildup curve, reservoir pressure, productivity index

Funding: the work received no funding.

For citation: Smotrikov N.A., Yachmeneva E.A. Comparative analysis of inflow performance relationship and pressure buildup well testing methods using the evidence from Tatneft's fields. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2025. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.15>

* 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.

✉ Nikolai A. Smotrikov, nekolay148@mail.ru

© Smotrikov N.A., Yachmeneva E.A., 2025



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

Author contributions

Nikolai A. Smotrikov – conceptualization, investigation, writing – original draft.

Ekaterina A. Yachmeneva – formal analysis, supervision, writing – review & editing.

Conflict of interests

The authors declare no conflict of interests.

References

1. Demkov A.V. Analysis of hydrodynamic well studies at the Yuzhno-Russkoye field. *Mezhdunarodnyy studencheskiy nauchnyy vestnik*. 2017. No. 3. P. 103. (In Russ.). URL: <https://eduherald.ru/ru/article/view?id=17293> (accessed 14 July 2025).
2. Medvedev A.I., Boganik V. N., Pestrykova N.A. Testing examples of inflow performance relationship (indicator diagram) and build-up curves processing. *Karotazhnik*. 2011. No. 8. P. 25–37. (In Russ.).
3. Martyushev D.A., Slushkina A.Yu. Assessment of information value in determination of reservoir filtration parameters based on interpretation of pressure stabilization curves. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*. 2019. Vol. 330, No. 10. P. 26–32. (In Russ.). <https://doi.org/10.18799/24131830/2019/10/2295>
4. Nigametyanova G.A., Ishkin D.Z. Research of the degree of PBU curve depending on reservoir parameters and well completions. *Neftyanaya provintsiya*. 2024. No. 1(37). P. 89–97. (In Russ.). <https://doi.org/10.25689/NP.2024.1.89-97>
5. Gao D., Liu Y., Pan S. et al. Longitudinal interference analysis of shale gas multi-stage fracturing horizontal wells upon high-precision pressure test. *Energy Science & Engineering*. 2020. Vol. 8, No. 7. P. 2387–2401. <https://doi.org/10.1002/ese3.671>
6. Fattakhov I.G., Stepanova R.R., Grezina O.A., Gerasimova A.V. Methods of evaluating the current energy state of a layer, determining the inflow profile and the technical condition of a column. *Nauchnoe obozrenie*. 2014. No. 8-1. P. 76–88. (In Russ.).
7. Fattakhov I.G., Kadyrov R.R., Galiullina I.F. et al. Injection well shut-down thermal regime maintenance under low-temperature conditions. *Fundamental Research*. 2015. No. 5-3. P. 547–552. (In Russ.).
8. Chen H., Liu S., Magomedov R.M., Davidyants A.A. Optimization of inflow performance relationship curves for an oil reservoir by genetic algorithm coupled with artificial neural-intelligence networks. *Energy Reports*. 2021. Vol. 7. P. 3116–3124. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2021.05.028>
9. Iktissanov V.A., Bobb I.F., Ganiev B.G. Study of the problem of optimization of bottomhole pressure for fractured-porous reservoirs. *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*. No. 10. P. 94–97. (In Russ.). <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2017-10-94-97>
10. Nurgalieva A.A., Malyshev V.L. Selection of a complex of well hydrodynamic studies for reliable forecasting of reservoir parameters at Vishnyovskoe field. *Neftegazovoe delo*. 2020. Vol. 18, No. 4. P. 48–57. (In Russ.). <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2020-4-48-58>
11. Zuev M.V., Strekalova A.V., Tulenkov S.V. Well test performance optimization based on IPR analyzes of horizontal wells of Beregovoye field. *Scientific Journal of the Russian Gas Society*. 2022. No. 3(35). P. 40–48. (In Russ.).

12. Zykov A.S., Ridel A.A., Kolesnikov M.V. et al. Complex analysis and solutions of well testing problems on oil rims. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2023. No. 2(41). P. 141–158. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-41.art9>

13. Svalov A.M. Effects of the heterogeneity of producing reservoirs on the form of pressure drawdown curves in hydrodynamic investigations of wells. *Journal of Engineering Physics and Thermophysics*. 2023. Vol. 96, No. 5. P. 1344–1349. <https://doi.org/10.1007/s10891-023-02800-2>

14. Kuznetsova E.A., Nikulin S.E., Shilov A.V. et al. Application of wells testing technologies without wells shutdown at the oil fields of Lukoil–Perm LLC. *Oilfield Engineering*. 2022. No. 9(645). P. 49–53. (In Russ.). [https://doi.org/10.33285/0207-2351-2022-9\(645\)-49-53](https://doi.org/10.33285/0207-2351-2022-9(645)-49-53)

15. Asalkhuzina G.F., Davletbaev A.Ya., Khabibullin I.L., Akhmetova R.R. On the selection of suitable operate durations for injection tests in low permeability reservoirs. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*. 2020. Vol. 6, No. 1(21). P. 135–149. (In Russ.). <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2017-10-94-97>

Information about the authors

Nikolai A. Smotrikov – Head of Sector, TatNIPIneft Institute – PJSC Tatneft, Almet'yevsk, Russia; <https://orcid.org/0009-0009-9329-6296>; e-mail: nekolay148@mail.ru

Ekaterina A. Yachmeneva – Cand. Sci. (Geol.-Min.), Associate Professor, Kazan (Volga Region) Federal University, Kazan, Russia; <https://orcid.org/0000-0003-1067-2452>; e-mail: eyachmenjova@gmail.com

Received 15 May 2025

Accepted 10 July 2025