

## Мониторинг энергетического состояния залежей нефтяных месторождений с использованием систем непрерывного скважинного контроля

С.З. Фатихов<sup>1\*</sup>, Р.Ф. Якупов<sup>2,3</sup>

1 – ООО «Башнефть-ПЕТРОТЕСТ», г. Уфа, Россия

2 – ООО «Башнефть-Добыча», г. Уфа, Россия

3 – Институт нефти и газа Уфимского государственного нефтяного технического университета (филиал в г. Октябрьском), г. Октябрьский, Россия

E-mail: \*FatikhovSZ@bn.rosneft.ru

**Аннотация.** В работе показаны необходимость и особенности гидродинамических исследований скважин для контроля разработки нефтяных месторождений. Рассмотрены подходы к контролю работы скважин с использованием непрерывного замера параметров датчиками давления телеметрических систем и непрерывных замеров затрубного давления и уровня жидкости стационарными уровнемерами. Проведенный анализ показал, что определение пластовых давлений методом замеров статического уровня имеет степень достоверности, сопоставимую с достоверностью гидродинамических исследований скважин методами кривой восстановления или падения давления. Показаны критерии применения, достоинства и ограничения предлагаемых и реализованных подходов, выполнена экономическая оценка.

**Ключевые слова:** гидродинамические исследования скважин, системы непрерывного мониторинга скважин, телеметрические системы, анализ динамических данных, замер уровня, пластовое давление.

**Для цитирования:** Фатихов С.З., Якупов Р.Ф. Мониторинг энергетического состояния залежей нефтяных месторождений с использованием систем непрерывного скважинного контроля // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. Вып. 2(41). С. 259–271. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-41.art18>

Гидродинамические исследования скважин (ГДИС) используются для решения различных задач при разработке месторождений нефти и газа: определения энергетического состояния залежей месторождения, оценки потенциала добычи; оценки фильтрационных свойств пласта, которые позволяют рассчитать параметры продуктивности; оценки степени совершенства вскрытия пласта скважины; диагностики межскважинного взаимодействия и др.

Для решения этих задач могут применяться различные виды ГДИС как по типу – установившиеся либо

неустановившиеся, так и по применяемым технологиям [1–3].

Целью работы является анализ подходов и методов проведения ГДИС для получения наиболее достоверных результатов с наименьшими затратами или технологическими потерями в добыче нефти. В рамках исследования авторами поставлены следующие задачи: проанализировать достоинства и недостатки существующих методов ГДИС в условиях разработки нефтяных месторождений, выявить закономерности и факторы, влияющие на успешность, технологичность ГДИС и затраты на проведение исследований.

В настоящее время в направлении проведения ГДИС основные проблемные вопросы заключаются в следующем: каков оптимальный и минимально необходимый объем исследований для разработки месторождений и каковы критерии выбора этого объема [4].

Рассматриваемые месторождения относятся к Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Особенности данного региона – крупные месторождения на поздней стадии разработки, «этажность» объектов разработки, множество мелких месторождений. На сегодняшний день разработка месторождений характеризуется поддержанием пластового давления, механизированным способом добычи, преимущественно со штанговым глубинным насосом ( $\approx 71\%$  добывающего фонда). Большая текущая обводненность скважин (более 90%) указывает на поздний этап разработки месторождений, вместе с этим отмечается, что распределение по обводненности скважин равномерное. Это говорит о том, что, несмотря на выработку активной части основных запасов, эксплуатационное и разведочное бурение, бурение боковых стволов, переходы на другой горизонт позволяют вводить в разработку новые залежи нефти. Для повышения эффективности разработки месторождений на любом этапе необходима актуальная информация о состоянии пластового давления [5–14]. Следует отметить, что вновь вводимые залежи имеют более низкую проницаемость. Косвенным подтверждением такого утверждения является соотношение количества исследований в нагнетательных и добывающих скважинах на пластах с проницаемостью менее 10 мД. Это утверждение следует из того, что

зачастую добыча нефти на залежах с малой проницаемостью осуществляется горизонтальными скважинами и для проведения успешного исследования требуется останавливать скважину на длительный срок. С экономической точки зрения такая длительность исследования в добывающих скважинах существенно снижает рентабельность добычи нефти. Напротив, в высокопроницаемых и обводненных пластах требуемая длительность остановки на порядок меньше. Таким образом, для проведения исследований на месторождениях с низкой проницаемостью предпочтение отдается остановке нагнетательных скважин.

#### **Актуальность**

Анализируя охват гидродинамическими исследованиями скважин, рассмотрим вопрос о необходимости и достаточности их проведения. Разные авторы в своих работах на этот вопрос отвечают достаточно широко, приводя различные аргументы. В данном вопросе необходимо акцентировать внимание на возможности оптимизации проведения исследований при сохранении актуальности информации об энергетике и фильтрационных свойствах пласта. Результаты ГДИС используются при решении широкого круга задач разработки месторождений: проектирование разработки, гидродинамическое моделирование, оценка эффективности и планирование геолого-технических мероприятий (ГТМ), технологические расчеты глушения скважин перед проведением ремонта, оценка рисков проявлений при бурении новых скважин, анализ эффективности закачки, подбор технологических режимов работы скважин, их оптимизация и др.

При этом необходимость проведения нового ГДИС определяется рисками технологических потерь в добыче, экономических потерь при негативном сценарии проведения мероприятия в случае отсутствия актуальной информации по энергетике пласта [15].

В качестве примера проанализируем возможную ситуацию подбора режима работы скважины. Если считать, что коэффициент продуктивности ( $K_{\text{прод}}$ ) скважины известен и имеется целевое значение забойного давления ( $P_{\text{заб}}$ ), тогда в зависимости от актуальности и достоверности значения пластового давления ( $P_{\text{пл}}$ ) могут быть следующие последствия:

1) Если известное значение  $P_{\text{пл}}$  завышено, то будет завышен ожидаемый дебит жидкости и типоразмер насоса при меньшем фактическом дебите скважины, что приведет к срыву подачи и к необходимости либо замены насоса, либо к его работе в режиме автоматического повторного включения (АПВ). Оба варианта приводят к дополнительным расходам – либо к проведению спускоподъемных операций, либо к сокращению времени работы насоса и преждевременному его отказу.

2) Если известное значение  $P_{\text{пл}}$  занижено, то никаких дополнительных расходов это не несет, но при этом имеющийся потенциал скважины не будет использован в полную меру, что приведет к дополнительным расходам на увеличение типоразмера насоса. Если рассмотреть процесс целиком, то необходимо отметить, что вследствие заниженной оценки  $P_{\text{пл}}$  в данном случае есть риск аварии на скважине (газонефтеводопроявление) из-за неверного расчета плотности и объема глушения при проведении ремонта скважины (спуска насоса).

Обобщая приведенный пример, можно сказать, что актуальность ГДИС проявляется при возникновении какого-либо критического события на одном из этапов процесса разработки месторождения. Например, падение дебита нефти и жидкости по скважине, перебои в работе насосной установки, недостижение запланированных параметров дебита жидкости в результате проведения ГТМ и др. Критическое событие инициирует поиск причин, влияющих факторов и определяет необходимость выполнения дополнительных исследований для оценки актуального пластового давления и принятия обоснованного решения для восстановления дебита нефти. Таким образом, происходят дополнительные затраты времени и ресурсов на устранение возникшего инцидента, возникают потери в добыче нефти. В случае же наличия актуальной информации по пластовому давлению указанное критическое событие может быть предотвращено заранее без потерь в добыче нефти, либо оперативно устранено без лишних затрат. Стоит отметить, что чем больше дебит нефти у скважины, тем значимее становится информация по ГДИС и одновременно больше времени на остановку такой скважины требуется для исследования. Без специальных исследований и анализа затруднительно прогнозировать, на какой скважине может возникнуть подобная критическая ситуация. Современный уровень технологий может решить и такую задачу: контролировать энергетические и фильтрационные параметры пласта в режиме реального времени без дополнительной остановки скважины на исследование, основной вопрос лишь в экономическом обосновании применения этих технологий.

Речь идет о непрерывном замере забойного давления в скважине стационарными приборами и его совместном анализе с замерами дебита скважин. Прежде чем рассмотреть один из возможных подходов такого анализа для понимания предлагаемой альтернативы, рассмотрим пример реального критического события

на скважине. Скважина изначально работала с дебитом 12 т/сут. В 2019 г. на ней был проведен гидроразрыв пласта (ГРП) и получен дебит 30 т/сут. В 2020 г. скважина была остановлена. После запуска скважины в работу дебит скважины резко снизился до 3 т/сут. (рис. 1).

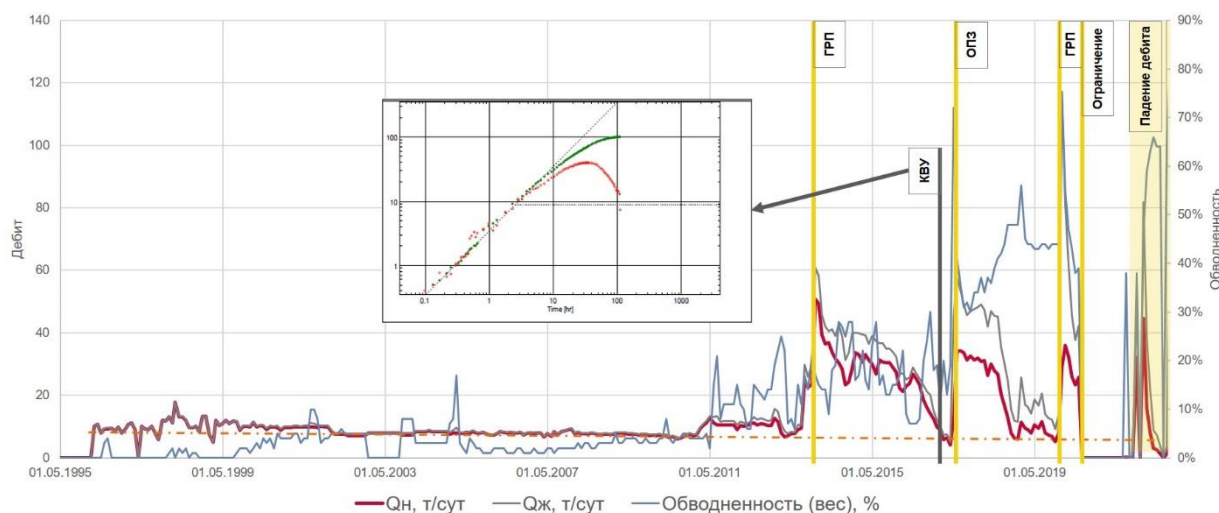


Рис. 1. Анализ динамики добычи

Поскольку в период остановки скважины и в момент запуска в работу скважина не исследовалась, было принято решение об остановке скважины на ГДИС методом кривой восстановления уровня (КВУ) для выяснения причин столь кардинального снижения дебита. В итоге исследования длительностью 3 месяца (простой скважины) были уточнены причины снижения дебита (уменьшение дренируемой толщины), проведены ГТМ и восстановлен дебит нефти на уровне 15 т/сут. Альтернативой такому исследованию можно предложить проведение КВУ в период остановки скважины и анализ динамических данных (АДД), анализ замеров давления и дебита после запуска скважины в добычу, что позволило бы избежать потерь нефти 250 т из расчета дебита скважины 3 т/сут.

Рассматривая данный пример, необходимо ответить на следующие вопросы: какие будут потери нефти при дебите 15 т/сут; что экономически эффективнее: стоимость проведения на скважине КВУ и АДД или потери 250 т нефти? Очевидно, что стоимость исследований КВУ в период остановки и анализа АДД – как минимум, на порядок меньше. Однако при экономической оценке рассматриваемых способов получения информации о работе скважины необходимо учитывать количество критических событий, порождающих дополнительные потери или расходы, и сопоставить их со стоимостью непрерывных замеров всех скважин, их интерпретации. Опишем технологию контроля параметров пласта, которая покажет ценность проведения таких замеров.

**Использование систем непрерывного контроля**

В основе предлагаемого подхода лежит ГДИС методом АДД:

- по непрерывным замерам давления и дебита проводится интерпретация данных методом АДД – создается модель фильтрации для скважины и границ пласта (рис. 2);

- по мере появления новых замеров модель актуализируется;

- на основе модели периодически оцениваются  $R_{пл}$ ,  $K_{прод}$  (и др. параметры);

- проводится процесс мониторинга, включающий анализ изменения параметров модели (рис. 3) [16, 17].

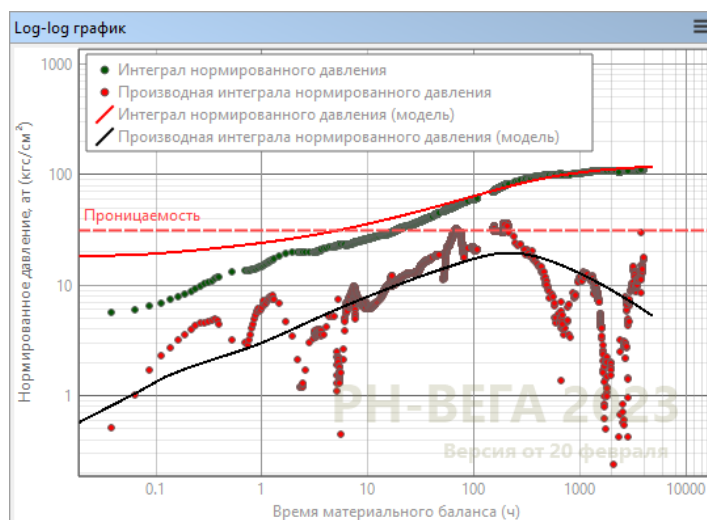


Рис. 2. Модель АДД

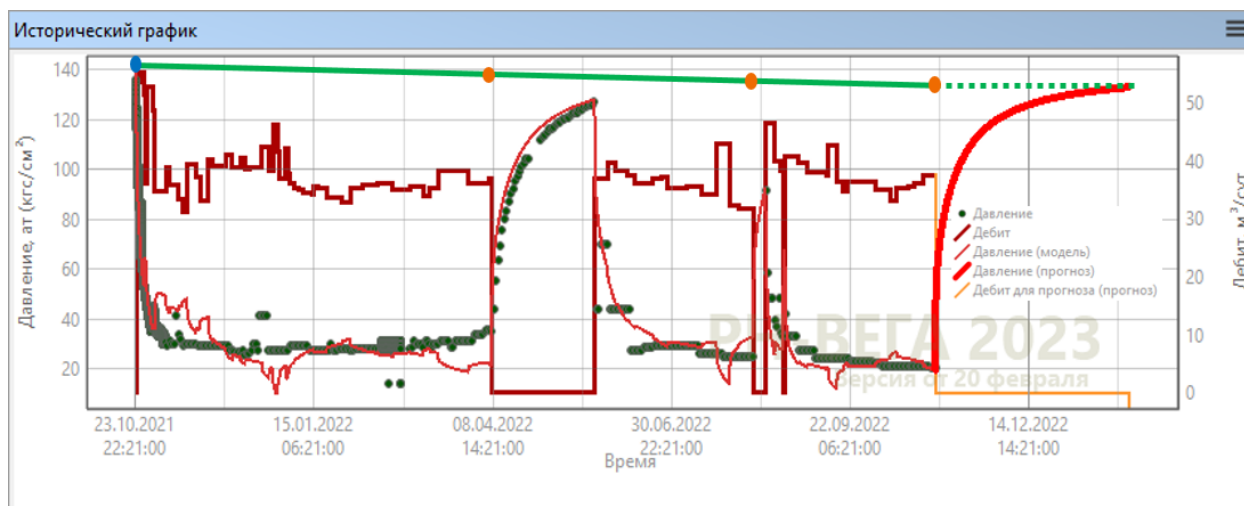


Рис. 3. Мониторинг добычи по модели АДД

Таким образом, параметры модели в любой момент времени остаются актуальными, что позволяет принимать

более обоснованные решения по проведению ГТМ в процессе разработки месторождения.

Ограничениями для использования методики являются требования, предъявляемые к АДД: наличие достоверных непрерывных замеров дебита и забойного давления с определенной дискретностью, корректная информация о пластовом давлении на момент начала анализа, условно стабильная работа скважины (не АПВ и без шумов).

Добыча на рассматриваемых в работе месторождениях ведется механизированным способом, преимущественно с глубинными насосами шлангового типа (ШГН). Доля скважин с электроцентробежными насосами (ЭЦН) составляет 25% добывающего фонда. Для организации непрерывных замеров забойного давления на таком фонде доступны несколько технологий:

- замер  $P_{заб}$  с использованием телеметрических систем (ТМС), устанавливаемых под ЭЦН;

- замер  $P_{заб}$  с использованием ТМС, устанавливаемых с ШГН;

- расчет  $P_{заб}$  по замеру динамического или статического уровня ( $H_{дин}$ ,  $H_{ст}$ ) и затрубного давления ( $P_{затр}$ ).

Скважины с ЭЦН, как правило, уже оборудуются телеметрическими системами, поскольку есть необходимость контроля работы глубинного оборудования. Поэтому для таких скважин неукоснительна организация сбора и хранения данных непрерывных замеров  $P_{заб}$  для потребностей непрерывного мониторинга. В рамках цифровизации месторождений на рассматриваемых месторождениях разработана и внедрена специальная информационная система (ИС) для сбора данных ТМС и их анализа в период остановок скважин. ИС позволяет контролировать внеплановые остановки

скважин, по которым выдается рекомендация системы о целесообразности проведения и продолжения ГДИС; делать экспресс анализ ГДИС по данным ТМС, принимать решения о продолжении или прекращении ГДИС; автоматически передавать в другие ИС замеры  $P_{заб}$  и  $P_{пл}$  (при невозможности обработки методом кривой восстановления давления – КВД). Такой функционал позволяет сокращать расходы и потери нефти на проведение ГДИС. За время работы проекта на пилотном месторождении с фондом около 60 скв. был собран статистический объем информации по 25 КВД, что соответствует проведению 6 КВД в год. Экономия в данном случае выражается в совмещении плановых и вынужденных остановок и сокращении потерь добычи. Следует учесть, что использование ТМС во время вынужденных остановок может иметь ограничения, на качество ГДИС могут повлиять такие осложнения, как обесточивание скважины, неисправность ТМС и др.

Скважины добывающего фонда, оборудованные ШГН, для обеспечения возможности контроля должны дополнительно оборудоваться измерительными приборами. Оборудование скважин с ШГН глубинными ТМС для целей технологического контроля работы оборудования в отличие от ЭЦН экономически нецелесообразно, поскольку имеется более дешевый способ контроля работы насоса – снятие динамограмм. Рассмотрим более подробно вариант непрерывных замеров  $P_{заб}$  стационарными уровнемерами, тем более что основным видом контроля  $P_{пл}$  на месторождениях является замер статического уровня жидкости в остановленной скважине.

Причиной преобладания замеров  $H_{ст}$  при контроле  $P_{пл}$  является то, что замеры уровней отличаются технологической простотой и дешевизной: достаточно подключить уровнемер (эхолот) к затрубному пространству и измерить уровень и затрубное давление. Далее при наличии информации о плотности жидкости в стволе скважины и скорости звука в газе, легко рассчитывается забойное (пластовое) давление.

Стоит отметить, что более информативным видом исследования с замером уровней является метод КВУ, который отличается от замера статического уровня тем, что в остановленной скважине отслеживается изменение уровня жидкости в затрубном пространстве во времени после остановки насоса работающей скважины. Поскольку проведение КВУ технологически незначительно отличается от замера  $H_{ст}$ , возникает вопрос: почему же вместо  $H_{ст}$  не проводится КВУ, ведь для  $H_{ст}$

все равно скважина должна быть остановлена? Может быть, при  $H_{ст}$  длительность остановки меньше и не достигается требуемая степень восстановления давления в скважине? Для ответа на эти вопросы были рассмотрены некоторые промысловые характеристики при исследовании методом  $H_{ст}$  и другими видами ГДИС, которые обеспечивают более высокую степень достоверности.

Первая рассматриваемая характеристика – это *среднее пластовое давление*.

Результаты анализа средних пластовых давлений показали, что при достаточном охвате замерами сложными видами ГДИС (КВД, КВУ, кривая падения давления – КПД) средние значения отличаются на величину не более 5–10%. В качестве примера на рис. 4 приведено распределение замеров  $P_{пл}$  методами КВД, КВУ,  $H_{ст}$  по добывающим скважинам на одном из крупных месторождений.

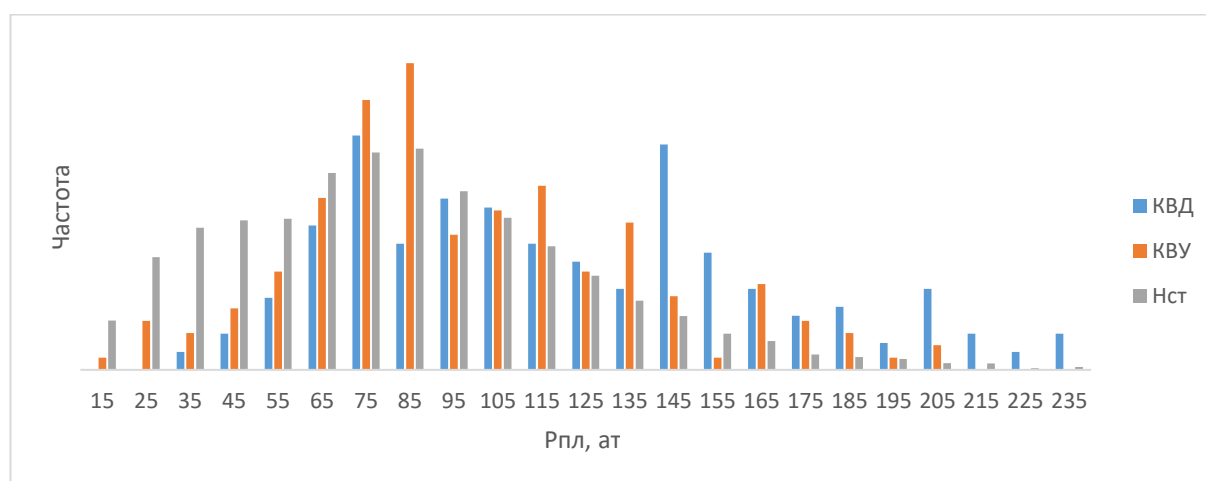


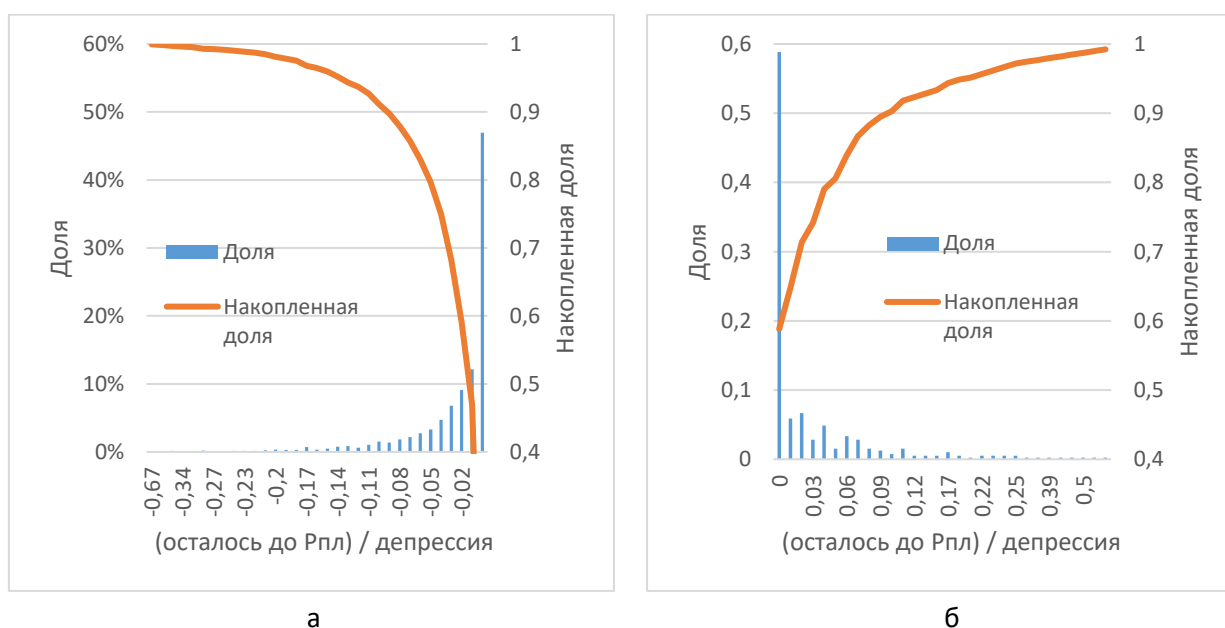
Рис. 4. Распределение замеров  $P_{пл}$  в добывающих скважинах по одному из крупных месторождений

Рассмотрим другую характеристику: *длительность остановки скважины при исследовании*. Важными моментами распределения длительности по времени являются: схожесть распределений по длительности остановок по всем

видам ГДИС и наличие превышения относительного количества замеров  $H_{ст}$  в области до 50 ч, что указывает на причину большей величины дисперсии в распределении  $P_{пл}$  методом  $H_{ст}$ .

Еще одна характеристика оценки достоверности – *степень восстановления на последнюю точку в сложных ГДИС* (где  $R_{пл}$  определяется экстраполяцией замеренной кривой восстановления), см. рис. 5. Такое распределение показывает, что в более чем 50% случаях давление восстановлено, в 90% случаях

погрешность определения  $R_{пл}$  не превышает 10%, и в 95% случаях не превышает ошибки 20%. Таким образом, рассмотренные сравнительные характеристики указывают на достаточную степень достоверности определения  $R_{пл}$  методом  $H_{ст}$ .



**Рис. 5.** Анализ степени восстановления  $R_{пл}$  по ГДИС:  
а – в нагнетательных скважинах; б – в добывающих скважинах

Анализируя данные, можно сделать вывод, что длительность остановки скважины при замере  $H_{ст}$  сопоставима с длительностью при проведении замера методом КВУ. Это говорит о том, что выбор вида исследования не определяется потерями в добыче нефти из-за длительности простоя.

Проанализирована экономическая эффективность проведения КВУ и замера  $H_{ст}$ . Для замера КВУ требуется один уровнемер на несколько суток, в то время как при замере  $H_{ст}$  один уровнемер за 1 рабочий день можно использовать для снятия множества замеров на разных скважинах. Для замера КВУ требуется обеспечивать

наличие парка приборов и обслуживание на порядок большего количества уровнемеров. При этом требуется увеличить и количество полевых партий в два раза (что вычисляется из анализа количества исследований). Необходимо отметить, что в момент остановки уровнемер может отсутствовать на скважине, если, например, остановка была незапланированная и принято решение измерить  $H_{ст}$ .

Альтернативой замеру  $H_{ст}$  может стать установка на скважине стационарного уровнемера с передачей данных замеров по каналам связи на сервер данных.



В таком случае количество требуемых уровнемеров увеличивается на 2 порядка (из расчета 10 замеров  $N_{ст}$  одним уровнемером и длительности КВУ – 10 суток) и дополнительно требуется оборудование для передачи данных. Помимо этого, увеличение количества КВУ требует увеличения количества специалистов-интерпретаторов. Из перечисленных требований очевидно, что переход от единичных замеров согласно программе исследований, на непрерывные замеры  $N_{дин}/N_{ст}$  предопределяет необходимость увеличения затрат. Если рассматривать ситуацию в разрезе одной скважины и не учитывать неявные выгоды от непрерывных замеров, то переход на стационарный уровнемер может рассматриваться как перенаправление финансирования проведения ГДИС на этой скважине на расходы по покупке и обслуживанию стационарного прибора. Это означает, что стоимость измерительной системы должна быть не больше стоимости ГДИС, проводимых на этой скважине, и при этом сама измерительная система должна обеспечивать данные сопоставимого качества.

Для рассматриваемых месторождений такая оценка показывает, что средние расходы на ГДИС оцениваются в 2,5 раза меньше, чем покупка и содержание стационарных уровнемеров.

Необходимо отметить, что есть определенный список скважин, на которых рассматриваемые стоимости примерно равны. Это скважины, на которых делаются замеры  $N_{ст}$  с периодичностью не реже 2 раз в месяц, – они могут быть оснащены стационарными уровнемерами без дополнительных затрат со стороны недропользователя и иметь возможность непрерывного контроля  $P_{пл}$  и  $K_{прод}$  по методикам, описанным выше.

Оснащение небольшого пилотного фонда скважин позволит оценить возможности и экономический эффект от предлагаемого подхода и критерии его применения на месторождениях Урало-Поволжья.

### Выводы

1. Экономическая целесообразность и особенности структуры фонда скважин месторождений Урало-Поволжского региона обуславливают использование метода  $N_{ст}$  для контроля пластового давления на большей части территории республики. Любое критическое событие может быть оперативно устранено или предотвращено без потерь в добыче нефти и с минимальными финансовыми затратами при наличии актуальной информации о пластовом давлении.

2. Анализ степени восстановления давления на последнюю точку в сложных ГДИС, где пластовое давление  $P_{пл}$  определяется экстраполяцией замеренной кривой восстановления, показывает, что в 90% случаях погрешность определения  $P_{пл}$  не превышает 10%. Отмечено, что определение  $P_{пл}$  методом замеров  $N_{ст}$  имеет степень достоверности, сопоставимую с достоверностью ГДИС методами КВД, КВУ, КПД.

3. На примере рассмотренного месторождения показаны возможности развития и совершенствования применения ГДИС, связанные с переходом на непрерывные замеры давления и дебита, которые при существующем объеме финансирования позволят увеличить охват и информативность ГДИС за счет изменения типа исследования с метода  $N_{ст}$  на КВУ и дополнительного анализа методом АДД, т. е. созданием фильтрационной модели скважины.

4. Проведение пилотных работ эффект от предлагаемого на фонде скважин рассматриваемого подхода и критерии его применения месторождения позволит оценить на месторождениях Урало-возможности и экономический Поволжья.

### Литература

1. РД 153-39.0-109-01. Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений. М.: Минэнерго России, 2002. 75 с.
2. Грищенко В.А., Харисов М.Н., Якупов Р.Ф. и др. Анализ результатов косвенного определения пластового давления по изменению режимов работы скважин с использованием генетического алгоритма // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2021. № 8(356). С. 36–41. [https://doi.org/10.33285/2413-5011-2021-8\(356\)-36-41](https://doi.org/10.33285/2413-5011-2021-8(356)-36-41)
3. Бухмастова С.В., Фахреева Р.Р., Питюк Ю.А. и др. Апробация методов MLR и CRMIP при исследовании взаимовлияния скважин // Нефтяное хозяйство. 2020. № 8. С. 58–62. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2020-8-58-62>
4. Афанаскин И.В., Вольпин С.Г., Еникеев Б.Н. и др. Современное состояние исследований скважин и пластов нефтегазовых месторождений в России // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. Вып. 2(37). С. 45–86. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-37.art5>
5. Чиглинцева А.С., Сорокин И.А., Уразов Р.Р. и др. Результаты апробации моделей многофазного потока для пересчета давления в ПК «РН-ВЕГА» // Нефтяное хозяйство. 2023. № 5. С. 106–110. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2023-5-106-110>
6. Якупов Р.Ф., Мухаметшин В.Ш. Вопросы эффективности разработки низкопродуктивных карбонатных коллекторов на примере турнейского яруса Туймазинского месторождения // Нефтяное хозяйство. 2013. № 12. С. 106–110
7. Мухаметшин В.Ш., Якупов Р.Ф., Гимаев А.Ф., Якупов М.Р. Особенности проведения гидродинамических исследований скважин для повышения геологической изученности залежей углеводородного сырья // SOCAR Proceedings. 2023. № 1. С. 59–67. <https://doi.org/10.5510/OGP20230100805>
8. Ахметова О.В., Уразов Р.Р., Давлетбаев А.Я. и др. Графический метод определения параметров скин-зоны по данным температуры и давления в РН-ВЕГА // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 3(96). С. 74–79. <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2023-3-74-79>
9. Якупов Р.Ф., Велиев Э.Ф., Мухаметшин В.Ш. и др. Обоснование использования различных типов агента для повышения эффективности разработки // Нефтегазовое дело. 2021. Т. 19, № 6. С. 81–91. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2021-6-81-91>
10. Грищенко В.А., Якупов Р.Ф., Велиев Э.Ф. и др. Формирование подходов к выработке запасов с учетом фациальной геологической модели осадконакопления на примере бобриковско-радаевского горизонта Туймазинского нефтяного месторождения // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 5(90). С. 16–20. <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2022-5-16-20>
11. Гареев А.Т., Нуров С.Р., Фаизов И.А. и др. Особенности и концепция дальнейшей разработки уникального Арланского месторождения // Нефтяное хозяйство. 2023. № 4. С. 40–45. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2023-4-40-45>

12. Грищенко В.А., Мухаметшин В.В., Бахтизин Р.Н. и др. Методический подход к обоснованию стратегии выработки остаточных запасов нефти на завершающей стадии разработки с учетом фациального анализа // SOCAR Proceedings. 2022. № 3. С. 66–75. <https://doi.org/10.5510/OGP20220300710>

13. Якупов Р.Ф. Особенности выработки запасов нефти в контактных зонах пласта D2m1 Туймазинского нефтяного месторождения // Нефтепромысловое дело. 2017. № 3. С. 15–21.

14. Шайдуллин В.А., Камалетдинова Р.М., Якупов Р.Ф. и др. Подбор технологии ограничения водопритока в терригенных пластах с монолитным строением // Нефть. Газ. Новации. 2021. № 7(248). С. 34–38.

15. Иктисанов В.А. Определение оптимального количества исследований скважин и пластов для повышения успешности применяемых методов воздействия на пласт и призабойную зону // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. Вып. 2(37). С. 100–111. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-37.art7>

16. Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Долговременный мониторинг промысловых параметров как знаковое направление современных ГДИС // Инженерная практика. 2012. № 9. С. 4–8.

17. Асалхузина Г.Ф., Давлетбаев А.Я., Салахов Т.Р. и др. Апробация подхода к оценке текущего пластового давления при анализе динамических данных эксплуатации скважин // Нефтяное хозяйство. 2022, № 10. С. 30–33. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-10-30-33>

## Monitoring of the energy state of oil fields using permanent well monitoring systems

S.Z. Fatikhov<sup>1\*</sup>, R.F. Yakupov<sup>2,3</sup>

1 – Bashneft-PETROTEST LLC, Ufa, Russia

2 – Bashneft-Dobycha LLC, Ufa, Russia

3 – Institute of Oil and Gas, Ufa State Petroleum Technological University (Branch in Oktyabrsky), Oktyabrsky, Russia

E-mail: \*FatikhovSZ@bn.rosneft.ru

**Abstract.** The paper shows the necessity and specific features of well tests for controlling the development of oil fields. The approaches to monitoring the operation of wells using continuous measurement of parameters by pressure sensors of telemetry systems and continuous measurements of annular pressure and fluid level by stationary level gauges are considered. The analysis showed that the determination of reservoir pressures by measuring the static level has a degree of reliability comparable to the reliability of buildup or drawdown well test methods. The application criteria, advantages and limitations of the proposed and implemented approaches are shown. An economic assessment of the proposed approaches is carried out.

**Keywords:** well tests, permanent downhole gauges, telemetry systems, dynamic data analysis, level measurement, reservoir pressure.

**Citation:** *Fatikhov S.Z., Yakupov R.F.* Monitoring of the energy state of oil fields using permanent well monitoring systems // Actual Problems of Oil and Gas. 2023. Iss. 2(41). P. 259–271. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-41.art18> (In Russ.).

### References

1. RD 153-39.0-109-01. Guidelines for the integration and phasing of implementation of geophysical, hydrodynamic and geochemical studies of oil and gas fields. Moscow: Ministry of Energy of the Russian Federation, 2002. 75 p. (In Russ.).
2. *Grishchenko V.A., Kharisov M.N., Yakupov R.F.* et al. Analysis of the results of formation pressure indirect determination according to the wells operational mode change using the genetic algorithm // Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields. 2021. No. 8(356). P. 36–41. [https://doi.org/10.33285/2413-5011-2021-8\(356\)-36-41](https://doi.org/10.33285/2413-5011-2021-8(356)-36-41) (In Russ.).
3. *Bukhmastova S.V., Fakhreeva R.R., Pityuk Yu.A.* et al. Approbation of MLR and CRMIP methods in research of well interference // Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry. 2020. No. 8. P. 58–62. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2020-8-58-62> (In Russ.).
4. *Afanaskin I.V., Volpin S.G., Enikeev B.N.* et al. The current state of well test analysis and reservoir testing in Russian oil and gas fields // Actual Problems of Oil and Gas. 2022. Iss. 2(37). P. 45–86. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-37.art5> (In Russ.).
5. *Chiglintseva A.S., Sorokin I.A., Urazov R.R.* et al. Results of approbation of multi-phase flow models for pressure calculation in the RN-VEGA software // Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry. 2023. No. 5. P. 106–110. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2023-5-106-110> (In Russ.).

6. *Yakupov R.F., Mukhametshin V.Sh.* Problem of efficiency of low-productivity carbonate reservoir development on example of Turnaisian stage of Tuymazinskoye field // *Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry*. 2013. No. 12. P. 106–110. (In Russ.).
7. *Mukhametshin V.Sh., Yakupov R.F., Gimaev A.F., Yakupov M.R.* Features of well hydrodynamic studies to increase the geological exploration status of hydrocarbon deposits // *SOCAR Proceedings*. 2023. No. 1. P. 59–67. <https://doi.org/10.5510/OGP20230100805> (In Russ.).
8. *Akmetova O.V., Urazov R.R., Davletbaev A.Ya.* et al. Graphical method for determining the parameters of the skin zone based on transient temperature and pressure data in RN-VEGA // *Exposition Oil Gas*. 2023. No. 3(96). P. 74–79. <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2023-3-74-79> (In Russ.).
9. *Yakupov R.F., Veliyev E.F., Mukhametshin V.Sh.* et al. Rationale for different types of agent using to improve development efficiency // *Neftegazovoe Delo*. 2021. Vol. 19, No. 6. P. 81–91. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2021-6-81-91> (In Russ.).
10. *Grishchenko V.A., Yakupov R.F., Veliyev E.F.* et al. Formation of approaches to the development of reserves, taking into account the facial geological model of sedimentation on the example of the Bobrikovsko-Radevsky horizon of the Tuymazinsky oil field // *Exposition Oil Gas*. 2022. No. 5(90). P. 16–20. <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2022-5-16-20> (In Russ.).
11. *Gareev A.T., Nurov S.R., Faizov I.A.* et al. Production features and concept of further development of the unique Arlanskoye field // *Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry*. 2023. No. 4. P. 40–45. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2023-4-40-45> (In Russ.).
12. *Grishchenko V.A., Mukhametshin V.V., Bakhtizin R.N.* et al. Methodical approach to substantiation of the strategy for the development of residual oil reserves at the final stage of development, taking into account facies analysis // *SOCAR Proceedings*. 2022. No. 3. P. 66–75. <https://doi.org/10.5510/OGP20220300710> (In Russ.).
13. *Yakupov R.F.* Specific features of oil reserves recovery in D2ml formation contact zones of Tuimazy oil field // *Oilfield Engineering*. 2017. No. 3. P. 15–21. (In Russ.).
14. *Shaidullin V.A., Kamaletdinova R.M., Yakupov R.F.* et al. Electing the water shut-off technology for monolithic terrigenous formations // *Neft. Gaz. Novatsii*. 2021. No. 7(248). P. 34–38. (In Russ.).
15. *Iktissanov V.A.* Determining the optimum number of well tests to improve the success of the applied methods of reservoir and bottomhole treatment // *Actual Problems of Oil and Gas*. 2022. Iss. 2(37). P. 100–111. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-37.art7> (In Russ.).
16. *Ipatov A.I., Kremenetsky M.I.* Long-term monitoring of fishery parameters as a landmark direction of modern well tests // *Inzhenernaya Praktika*. 2012. No. 9. P. 4–8. (In Russ.).
17. *Asalkhuzina G.F., Davletbaev A.Ya., Salakhov T.R.* et al. Applying decline analysis for reservoir pressure determination // *Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry*. 2022. No. 10. P. 30–33. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-10-30-33> (In Russ.).