

РАБОТА С ФОНДОМ СКВАЖИН, ОСЛОЖНЕННЫХ МЕЖКОЛОННЫМИ ДАВЛЕНИЯМИ. ЧАСТЬ 2: УПРАВЛЕНИЕ ДАВЛЕНИЕМ В МЕЖКОЛОННОМ ПРОСТРАНСТВЕ НА РАЗЛИЧНЫХ СТАДИЯХ ЖИЗНЕННОГО ЦИКЛА СКВАЖИНЫ

© Коллектив авторов,
2024



Е.В. Демин^{1,*}, А.Р. Хуснутдинов¹, П.С. Соловьев²

¹Группа компаний «Газпром нефть», РФ, Санкт-Петербург

²Международный эксперт

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Целью данной работы является описание подходов к управлению давлением в межколлонном пространстве (МКП) на различных стадиях жизненного цикла скважины. На протяжении жизненного цикла скважины возможно возникновение межколлонного давления в скважине (МКД). Мировая практика скважинной добычи углеводородов (УВ) показывает, что подходы к управлению давлением в межколлонном пространстве будут отличаться на различных стадиях жизненного цикла скважины.

Материалы и методы. В данной статье комплексно использованы реальные кейсы, иллюстрирующие существующие подходы к управлению давлением в МКП на различных стадиях жизненного цикла скважины. В отсутствие единой базы данных по скважинам с МКД собраны и обобщены разрозненные источники информации, позволяющие увидеть общую картину по работе с фондом скважин с МКД в мире.

Результаты выполненного анализа продемонстрировали важность комплексного подхода к эксплуатации скважин с МКД и управлению давлением в МКП на различных стадиях жизненного цикла скважины. Показан колоссальный опыт, накопленный в мировой практике скважинной добычи УВ, позволяющий выработать комплексный подход к обеспечению целостности и надежности скважин с учетом особенностей работы с МКД от концепта до ликвидации скважины.

Заключение. В статье показаны реальные примеры отраслевых нормативно-методических документов (НМД) и подходы, которые выработали нефтегазодобывающие компании для управления давлением в МКП, чтобы строительство, эксплуатация и ликвидация скважин осуществлялись в соответствии установленным НМД требованиям, проектными подходами и меняющимися эксплуатационными условиями. Эффективное управление МКД на протяжении всего жизненного цикла скважины является необходимым условием рациональной разработки месторождений и обеспечения безопасной эксплуатации скважин. Накопленный опыт и научно-методическая база создают хорошие предпосылки для предотвращения и устранения МКД. Задача состоит в повсеместном внедрении лучших практик и их адаптации к конкретным условиям.

Настоящая работа является продолжением статьи Демина Е.В., Хуснутдинова А.Р., Соловьева П.С. Работа с фондом скважин, осложненных межколлонными давлениями: эволюция нормативного регулирования и подходы нефтегазодобывающих компаний. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2024;9(3):69–92. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-3-69-92>

Ключевые слова: межколлонные давления, МКД, целостность скважин

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Демин Е.В., Хуснутдинов А.Р., Соловьев П.С. Работа с фондом скважин, осложненных межколлонными давлениями. Часть 2: управление давлением в межколлонном пространстве на различных стадиях жизненного цикла скважины. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2024;9(3):69–92. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-3-69-92>

Статья поступила в редакцию 23.04.2024

Принята к публикации 25.05.2024

Опубликована 30.09.2024

MANAGEMENT OF WELL STOCK WITH CASING PRESSURE. PART 2:
THE ANNULUS PRESSURE MANAGEMENT AT VARIOUS STAGES OF THE WELL LIFE CYCLE

Eugene V. Demin^{1,*}, Artur R. Khusnutdinov¹, Pavel S. Solovjov²

¹Gazprom нефт company group, RF, Saint Petersburg

²International expert

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Aim. The aim of this work is to describe approaches to managing annular pressure at various stages of the well lifecycle. Throughout a well's lifecycle, sustained casing pressure (SCP) may occur. Global practices in

hydrocarbon well production show that approaches to managing annular pressure will differ at various stages of the well lifecycle.

Materials and methods. This article comprehensively utilizes case studies illustrating existing approaches to managing annular pressure at various stages of the well lifecycle. In the absence of a unified database on wells with SCP, disparate information sources have been collected and summarized, providing an overview of global practices in managing wells with SCP.

Results. The analysis results demonstrated the importance of a comprehensive, conscious approach to operating wells with SCP and managing annular pressure at various stages of the well lifecycle. The article highlights the vast experience accumulated in global HC well production practices, allowing for the development of a comprehensive approach to ensuring well integrity and reliability, considering the specifics of working with SCP at various stages of the well lifecycle.

Conclusion. The article presents real examples of industry regulatory and methodological documents (RMD) and approaches developed by oil and gas companies for managing annular pressure, ensuring that well construction, operation, and abandonment are carried out in accordance with established RMD requirements, project approaches, and changing operational conditions. Effective management of SCP throughout the entire well lifecycle is a necessary condition for rational field development and ensuring safe well operations. The accumulated experience and scientific-methodological base create good prerequisites for preventing and eliminating SCP. The challenge lies in the widespread implementation of best practices and their adaptation to specific conditions.

This work is a continuation of the article Demin E.V., Khusnutdinov A.R., Solovjov P.S. Work with the fund of wells with casing pressure: the evolution of regulatory and approaches of oil and gas companies. PRONEFT. Professionally about Oil. 2022;7(2):60–75. (In Russ.) <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-2-60-75>

Keywords: sustained casing pressure, SCP, well integrity

Conflict of interest: the authors declare that there is no conflict of interest.

For citation: Demin E.V., Khusnutdinov A.R., Solovjov P.S. Management of well stock with casing pressure. Part 2: the annulus pressure management at various stages of the well life cycle. PRONEFT. Professionally about oil. 2024;9(3):69–92. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-3-69-92>

Manuscript received 23.04.2024

Accepted 25.05.2024

Published 30.09.2024

ВВЕДЕНИЕ

Проблема межколонных давлений (МКД) в межколонных пространствах (МКП) скважин носит глобальный характер — по разным оценкам, от 15 до 60 % фонда скважин в разных регионах мира подвержены этому осложнению. МКД могут влиять на уровень добычи, нарушать работу скважин и приводить к влиянию на окружающую среду. В связи с этим управление межколонными давлениями, включающее их своевременное выявление, контроль и устранение, является очень важной задачей для обеспечения целостности скважин.

Основные сведения о межколонном давлении на скважинах подробно рассмотрены в предыдущей статье, посвященной сложившимся в мире подходам нефтегазодобывающих компаний к работе с фондом скважин, осложненных межколонными давлениями [1]. Напомним, что под межколонным давлением понимается давление в пространстве между обсадными колоннами скважины, которое может возникать на различных этапах жизненного цикла скважины и свидетельствует о нарушении герметичности крепи скважины. В настоящей работе подробно рассмотрен вопрос управления давлением в межколон-

ном пространстве на различных стадиях жизненного цикла скважины. Цель статьи — через призму «Мониторинг — Диагностика — Ликвидация — Подконтрольная эксплуатация» описать доступный инструментарий и сложившиеся практики нефтегазовых компаний по выявлению, контролю и устранению МКД на каждом этапе — от проектирования до ликвидации скважины. На реальных кейсах продемонстрирована важность комплексного подхода и преемственности решений для обеспечения целостности скважин, безопасной и рентабельной добычи углеводородов.

ПРИЗМА «УПРАВЛЕНИЕ МКД»: СИСТЕМНЫЙ ВЗГЛЯД НА КОНТРОЛЬ МЕЖКОЛОННЫХ ДАВЛЕНИЙ

На рис. 1 показан жизненный цикл скважины с примерами задач по работе с МКД [1], который состоит из шести основных этапов: разработка концепта и проектирование, строительство скважины, эксплуатация, переоснащение (ремонт, техническое перевооружение и другие работы, связанные с извлечением внутрискважинного оборудования (ВСО)) и ликвидация.



Рис. 1. Подходы к работе с МКД на различных этапах жизненного цикла скважины [1]
Fig. 1. Sustained casing pressure regulation approaches at various stages of the well life cycle [1]

Возможность появления давления в межколонном пространстве подразумевает необходимость его периодического мониторинга. В случае если в межколонном пространстве выявлено давление, то возникает необходимость проведения диагностических исследований для определения возможного источника и путей миграции флюида. При наличии технической возможности необходимо ликвидировать МКД. Если это не удастся, то ликвидировать скважину или осуществлять ее подконтрольную эксплуатацию при условии, что значения МКД находятся в допустимых значениях. Данная последовательность операций — управление МКД — представлена на рис. 2.

В настоящей статье жизненный цикл скважины (рис. 1) рассмотрен сквозь «призму управления МКД» (рис. 2). На различных этапах жизненного цикла скважины доступный инструментарий в работе с МКД будет различным, но важно отметить, что технические решения, принятые на этапе проектирования, во многом определяют технологии доступные на последующих этапах. Поясним на примере. Диагностические исследования МКП работающей добывающей скважины, оснащенной колонной насосно-компрессорных труб (НКТ) и внутрискважинным оборудованием, ограничены замером давлений и температур, а также методами неразрушающего контроля фонтанной арматуры, колонной обвязки, верхней части наружной обсадной колонны и приустьевой зоны, физически доступной для проведения исследования. В случае извлечения внутрискважинного

оборудования и колонны НКТ на этапе «Переоснащение» (например, капитальный ремонт скважины) становится доступным широкий комплекс геофизических методов и оборудования по оценке целостности обсадных колонн и состояния межколонных пространств [2]:

- многорычажные профилемеры;
- сканирующие электромагнитные дефектоскопы, позволяющие проводить определение толщин нескольких колонн;
- акустические дефектоскопы высокого разрешения;
- аппаратура сканирующей гамма-гамма-дефектометрии-толщинометрии;
- системы видеоинспекции скважин.

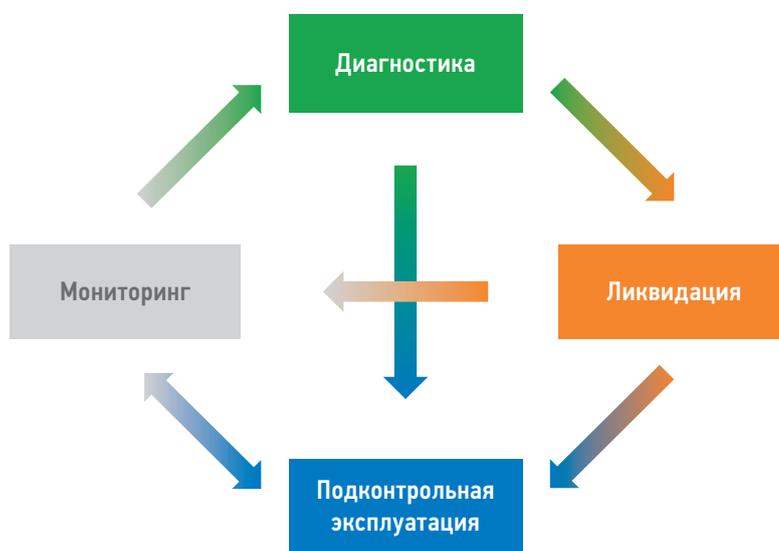


Рис. 2. Управление МКД на скважине. Составлено авторами
Fig. 2. Sustained casing pressure management at the well. Prepared by the authors

ЭТАПЫ «КОНЦЕПТ» И «ПРОЕКТИРОВАНИЕ» — ФУНДАМЕНТ НАДЕЖНОСТИ

На этапах «Концепт» и «Проектирование» осуществляется выбор технических решений, которые, в свою очередь, определяют технологии, доступные на остальных этапах. Этап выбора концептуальных решений, как правило, сфокусирован на обеспечение целевых

ЭФФЕКТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ МКД НА ПРОТЯЖЕНИИ ВСЕГО ЖИЗНЕННОГО ЦИКЛА СКВАЖИНЫ ЯВЛЯЕТСЯ НЕОБХОДИМЫМ УСЛОВИЕМ РАЦИОНАЛЬНОЙ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН.

дебитов/расходов при максимальной рентабельности и не детализируется до вопросов управления МКД. Этап «Проектирование», в свою очередь, предусматривает соблюдение действующих требований регламентирующих документов, которым была посвящена предыдущая статья [1].

Общими минимальным требованиями в работе с МКД являются:

- обеспечение доступа ко всем МКП и, следовательно, наличие запорной арматуры (ЗА);
- периодический мониторинг давления в МКП.

Обычно на этапе «Концепт» оценивается общая рентабельность проекта, поэтому достаточным является учет стоимости материального исполнения. Например, группа прочности стали или количество обсадных колонн, необходимых для строительства скважины для вскрытия целевого интервала.

На этапах разработки концепции и проектирования скважины закладываются основы для предотвращения и контроля межколонных давлений на всем жизненном цикле. Ключевыми задачами на данных этапах являются:

1. Выявление рисков возникновения МКД на основе анализа геологических данных, опыта бурения на данном участке, ожидаемых пластовых давлений и характеристик флюидов. Например, на месторождениях с аномально высоким пластовым давлением (АВПД) или с высоким содержанием агрессивных компонентов (CO_2 , H_2S), риск нарушения герметичности крепи и МКД существенно выше.
2. Подбор конструкции скважины и применяемых материалов (обсадные трубы, цементы, пакеры, устьевого оборудование)

с учетом ожидаемых нагрузок и агрессивности среды. Как показано в статье [3], применение специальных цементных растворов с повышенной стойкостью к CO_2 и H_2S позволяет предотвратить развитие негерметичности даже в условиях давлений и температур (High Pressure High Temperature — HPHT) месторождений с агрессивными флюидами.

3. Моделирование процесса крепления скважины, подбор оптимальных рецептур и параметров цементирования для обеспечения максимальной герметичности крепи. Здесь может быть полезен опыт применения расширяющихся и самовосстанавливающихся цементов [4, 5], позволяющих повысить стойкость крепи к циклическим нагрузкам и негативному воздействию пластовых флюидов.
4. Планирование системы мониторинга, включая подбор типов и точек установки датчиков давления и температуры, определение критериев оценки герметичности. Перспективным направлением является применение оптоволоконных систем мониторинга, встраиваемых непосредственно в цементное кольцо и позволяющих получать распределенные данные по всему стволу скважины [6].
5. Разработка стратегии реагирования на возможные осложнения, включая план диагностических исследований, критерии для принятия решений, методы ремонта. Здесь можно отметить подход компании Saudi Aramco [7], которая уже на этапе проектирования разрабатывает индивидуальные планы по управлению МКД для каждой скважины с учетом ее особенностей и критичности.

Интересным кейсом комплексного подхода к предотвращению МКД, стартующего уже с этапа проектирования, является практика компании Maersk Oil на месторождении Culzean в Северном море [8]. Все скважины на этом HPHT месторождении имеют высокий риск МКД. Для его минимизации разработан специальный дизайн скважин, включающий применение премиальных резьбовых соединений обсадных колонн, установку нескольких разделительных пакеров, подбор специальных тампонажных растворов. Также спроектирована распределенная оптоволоконная система мониторинга, интегрированная с системой управления целостностью скважин. Все эти меры в комплексе позволили успешно реализовать проект разработки месторождения Culzean без серьезных инцидентов, связанных с МКД. Таким образом, на этапах концептуального проектирования и детального инжиниринга

скважины должна быть сформирована целостная стратегия контроля МКД, учитывающая специфику месторождения и охватывающая весь дальнейший жизненный цикл скважины. Продуманные проектные решения, нацеленные на обеспечение максимальной герметичности и удобства мониторинга, являются залогом успешного управления МКД на последующих этапах [9].

МОНИТОРИНГ: ВСЕВИДЯЩЕЕ ОКО КОНТРОЛЯ МКД

На этапе проектирования закладываются основы системы мониторинга межколонных давлений, которая будет использоваться на протяжении всего жизненного цикла скважины. В большинстве случаев достаточно предусмотреть базовую возможность контроля давления в каждом межколонном пространстве при помощи манометров, устанавливаемых на устье скважины. Такое решение является простым, экономичным и отвечает минимальным требованиям к контролю МКД.

Однако для критически важных, сложных или дорогостоящих проектов, таких как морские скважины на шельфе, целесообразно применение более продвинутых систем мониторинга. Они позволяют осуществлять непрерывный контроль параметров в режиме реального времени, выполнять удаленную диагностику и прогнозирование развития ситуации, своевременно принимать превентивные меры для предотвращения потенциальных инцидентов.

Для исполнения требований к устьевому оборудованию (API17D [10] или ISO 13628-4 [11]) в части мониторинга барьеров безопасности подводных скважин в МКП компания Emerson Process Management разработала систему беспроводных датчиков давления, которая называется Roxar Downhole Wireless PT Sensor System [12]. Аналогичный продукт также предлагает Sensor Developments в сотрудничестве со Statoil под названием LinX Annular [13]. Применение подобных решений позволяет отказаться от обычной практики применения более дорогих типоразмеров обсадных труб, которые выбирают для наихудших сценариев. Благодаря дополнительной уверенности в целостности, которую обеспечивает постоянный мониторинг кольцевого пространства, это позволяет обеспечить требуемый уровень безопасности при снижении расходов.

Применение таких продвинутых систем мониторинга оправдано в случаях, когда цена ошибки чрезвычайно высока, а последствия возможных инцидентов катастрофичны (например, в случае подводных скважин

или скважин вблизи экологически уязвимых зон). Дополнительные инвестиции в надежную систему контроля на этапе проектирования окупаются за счет повышения безопасности, увеличения срока службы скважин, оптимизации программы их обслуживания и предотвращенного ущерба от потенциальных аварий.

Таким образом, выбор конкретной стратегии и технологий мониторинга МКД должен выполняться на основе тщательного анализа рисков и экономической эффективности с учетом специфики каждого проекта. Но в любом случае возможность контроля давления в межколонных пространствах должна быть предусмотрена как неотъемлемая часть базового дизайна скважины.

ДИАГНОСТИКА: УПРОЩАЕМ РАССЛЕДОВАНИЕ СКРЫТЫХ УГРОЗ ЦЕЛОСТНОСТИ

Диагностику межколонных пространств можно разделить на два направления: без извлечения ВСО и с извлечением. На этапах «Концепт» и «Проектирование», как правило, вопрос диагностики источника МКД и оценки возможных путей миграции не рассматривается, ограничиваясь общими подходами — для должной диагностики межколонных пространств, должен быть предусмотрен доступ к каждому межколонному пространству. При наличии прецедентов проектные решения могут предусматривать возможность контролируемого стравливания флюида из межколонного пространства и отбора проб.

Однако в случае критически важных или сложных проектов, где риски возникновения и последствия МКД особенно высоки, уже на этапе проектирования могут закладываться специальные решения для упрощения последующей диагностики. Например, для проведения ядерного каротажа в цемент добавляют радиоактивные метки в качестве маркеров: водорастворимый изотоп йода (^{131}I), покрытия с изотопом иридия (^{192}Ir) на песке или стеклянных шариках [14].

Другим перспективным направлением является применение распределенных оптоволоконных систем, встроенных в цементное кольцо или обсадную колонну. Такие системы позволяют проводить непрерывный мониторинг температуры, акустических сигналов, деформаций по всей длине ствола скважины [15]. Это дает возможность не только обнаруживать факт наличия негерметичности, но и определять ее точную локализацию без необходимости проведения отдельных каротажных операций.

ЛИКВИДАЦИЯ: ПЕРСПЕКТИВНЫЕ САМОВОССТАНАВЛИВАЮЩИЕСЯ СКВАЖИНЫ

На первый взгляд может показаться, что ликвидация МКД на предпроектном и проектно-монтажных этапах не представляется возможной. Вместе с тем в настоящее время подобные технологические решения существуют. Например, «активные» цементы, которые включают в себя добавки, восстанавливающие герметизирующие свойства цементного камня после их утраты [16, 17].

На рис. 3 показан пример снижения давления в МКП на скважине месторождений Джейтун и Джигалыбек в туркменской части Каспийского моря при использовании цемента, в котором добавки герметизировали фильтрационные каналы при контакте с углеводородами [18].

ПОДКОНТРОЛЬНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ: АМНИСТИЯ РАСПРОСТРАНЕННЫХ ПРАКТИК

На этапе проектирования важно предусмотреть возможность безопасной и контролируемой эксплуатации скважин в случае возникновения и развития межколонных давлений. Главная задача — это обеспечение условий для управления рисками и минимизации негативных последствий МКД в процессе добычи.

Подконтрольная эксплуатация подразумевает комплекс организационных мероприятий, обеспечивающих повышенную частоту мониторинга МКД, оценку динамики, определение компонентного состава флюида и проведение других исследований, позволяющих принять решение о возможности дальнейшей эксплуатации скважины и граничных

условиях, которые сделают эксплуатацию скважины невозможной.

На месторождениях Крайнего Севера распространена практика обвязки межколонного пространства на факельный отвод с установкой предохранительного клапана, который открывается при превышении МКД предельно допустимого значения и позволяет выпустить снапливающийся газ [19].

ЭТАП «СТРОИТЕЛЬСТВО» — ЗАЛОГ БУДУЩЕЙ БЕЗОПАСНОСТИ

Этап «Строительство» является одним из ключевых в жизненном цикле скважины, поскольку качество выполнения работ на этом этапе во многом определяет дальнейшую эффективность управления МКД. Идеализированное понимание процесса не бесосновательно подразумевает логическую последовательность «соблюдение проектных решений — отсутствие МКД». Однако на практике ситуация оказывается сложнее.

Основная функция крепи скважины, состоящей из цементного кольца и обсадных колонн — обеспечение герметичности заколонного пространства. Поэтому появление МКД чаще всего связано с нарушением целостности крепи скважины. Можно выделить три потенциальных места отказа [20, 21]:

1. Негерметичность цементного камня из-за некачественного цементного раствора, неправильного подбора состава под условия скважины, нарушений технологии цементирования, образования каналов и пустот в цементном кольце, а также разрушения цемента под действием внешних факторов

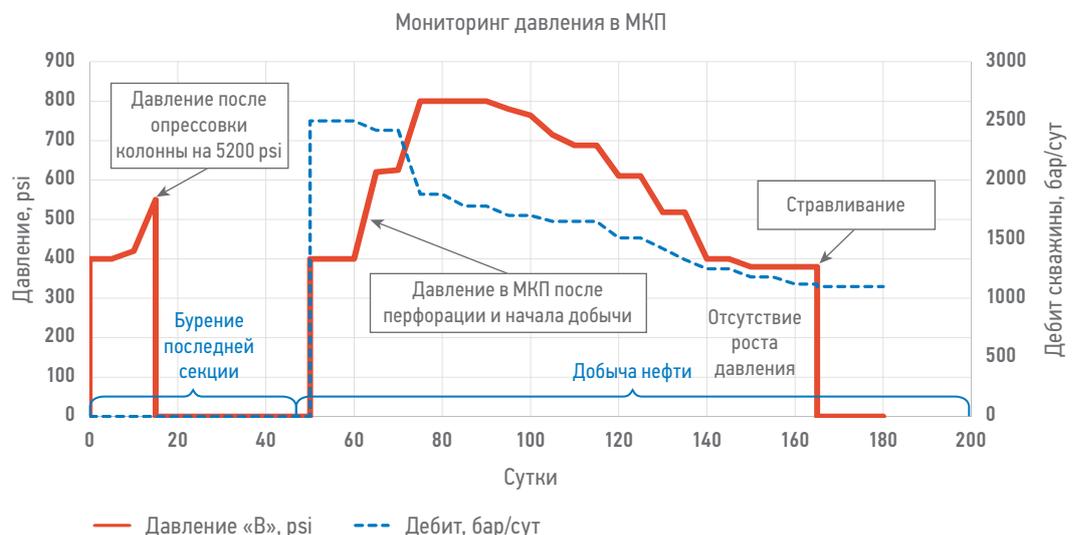


Рис. 3. Давление в кольцевом пространстве «В» (красный граф) и дебит (синий граф) скважины А [18]
Fig. 3. Pressure in Annular Space 'B' (red graph) and Production Rate (blue graph) of Well A [18]

(перепадов давления и температуры, подвижек горных пород и др.).

2. Негерметичность обсадных труб по телу вследствие внутренней и наружной коррозии, механических повреждений при транспортировке и спуско-подъемных операциях, наличия заводских дефектов в металле (трещины, поры, включения), смятия и разрыва колонн из-за внешних воздействий.
3. Негерметичность резьбовых соединений обсадных труб по причине нарушений технологии свинчивания (недостаточный или избыточный момент, перекося, повреждения резьбы), коррозии, усталостного износа, несоответствия соединения условиям эксплуатации.

Основными принципами надежного крепления скважин являются [22]:

- подбор обсадных колонн и резьбовых соединений для ожидаемых условий, а также соблюдение требований завода-изготовителя к смазке, моменту свинчивания и другим особенностям технологии спуска;
- тщательный подбор рецептур тампонажных растворов под конкретные скважинные условия, особенно для зон АВПД и с агрессивными флюидами. Применение специальных цементов повышенной прочности, стабильности и коррозионной стойкости;
- обеспечение хорошей центрации обсадных колонн для равномерного распределения цементного раствора в затрубном пространстве;
- эффективное удаление бурового раствора перед закачкой цемента для предотвращения загрязнения и ухудшения его свойств;
- соблюдение оптимальных параметров закачки — скорости, темпа, режимов течения — для достижения максимального вытеснения и минимизации потерь. Контроль высоты подъема цемента;
- применение дополнительных «барьеров», например, заколонных пакеров в проблемных зонах для дополнительной изоляции и разобщения потенциальных источников МКД.

Уже на этапе строительства необходимо устанавливать безопасные пределы давлений для каждого кольцевого пространства. Эти давления задают рабочий диапазон, выход за который повышает риски нарушения целостности. В дальнейшем контроль давлений становится главным инструментом управления МКД [23].

Авария в Мексиканском заливе на платформе Deepwater Horizon в 2010 году показала, насколько разрушительны могут быть

последствия нарушения целостности крепи. Неудачный дизайн и низкое качество цементирования стали причинами масштабного выброса и разлива нефти. Это подтвердило критическую важность качественного крепления скважин.

Таким образом, обеспечение целостности скважин при строительстве — это комплексная задача, которая требует грамотного проектирования, выбора оптимальных материалов и технологий, строгого соблюдения регламентов. Заложенный на этом этапе фундамент определяет эффективность дальнейшей борьбы с МКД на всем жизненном цикле скважины.

МОНИТОРИНГ: СТРАЖИ ЦЕЛОСТНОСТИ НА ЭТАПЕ СТРОИТЕЛЬСТВА

Мониторинг на этапе строительства играет ключевую роль в обеспечении целостности скважины и предотвращении осложнений, в том числе МКД.

Одной из важнейших задач является контроль давления в межколонных пространствах для раннего выявления признаков негерметичности и предупреждения газонефтеводопроявлений (ГНВП). Для этого на устье устанавливаются датчики давления, показания которых регистрируются и анализируются в режиме реального времени.

Другой критический аспект — это оценка качества свинчивания обсадных колонн. Контролируются параметры свинчивания: момент, скорость вращения, положение муфт. Отклонения от расчетных значений могут указывать на проблемы с резьбовыми соединениями, которые в дальнейшем становятся потенциальными источниками негерметичности.

Не менее важен контроль качества цементирования, так как целостность цементного камня — это залог долговременной изоляции зон и разобщения пластов. Применяются разнообразные методы оценки: измерение объемов, акустическая цементометрия (АКЦ), плотностная дефектометрия (СГДТ), применение меченых жидкостей и др. Они позволяют оценить полноту вытеснения, высоту подъема и качество сцепления цемента с колонной и породой. СГДТ помимо свойств цементного камня указывает на толщину стенки обсадных труб в интервале исследований. При успешных результатах мониторинга, подтверждающих целостность и надежность всех барьеров, скважина после завершения бурения и крепления переходит сразу на этап эксплуатации.

Если мониторинг выявил какие-либо несоответствия требованиям к надежности барьеров, то необходимо проведение

дополнительных работ. Это могут быть повторные цементировочные работы (squeeze jobs), установка пакер-пробок, докрепление интервалов и т.д. И только после подтверждения качества работ скважина допускается к вводу в эксплуатацию.

Таким образом, мониторинг на этапе строительства — это ключевой инструмент обеспечения целостности скважины, верификации надежности барьеров и снижения рисков возникновения заколонных перетоков и МКД в процессе дальнейшей эксплуатации. Современные средства контроля и методы диагностики позволяют оперативно выявлять потенциальные проблемы и принимать превентивные меры.

ДИАГНОСТИКА: ВСЕСТОРОННЯЯ ПРОВЕРКА ДО ВВОДА В ЭКСПЛУАТАЦИЮ

На этапе строительства скважины доступен практически весь спектр современных методов диагностики ее технического состояния, как и на этапе «Переоснащение». Это открывает широкие возможности для своевременного выявления и устранения любых потенциальных проблем, способных привести к нарушению целостности крепи и возникновению межколонных перетоков.

Качественная диагностика в процессе бурения и крепления позволяет обеспечить долговременную герметичность скважины. С помощью методов геофизического исследования скважин (ГИС): акустическая цементометрия (АКЦ), ультразвуковой каротаж (УЗК) и др., можно детально оценить состояние цементного камня, обсадных колонн и их сцепление между собой и с породой. Это дает возможность выявить зоны негерметичности, каналы и заколонные перетоки на самой ранней стадии.

Возможности диагностики на практике редко используются в полной мере. Буровой подрядчик не всегда заинтересован в обнаружении и документировании проблем, которые не влияют на процесс бурения и сдачу скважины, но могут создать сложности в отдаленной перспективе. Особенно это касается небольших подрядных организаций, у которых нет долгосрочных контрактов и репутационных рисков.

В таких условиях инициатива по проведению расширенного комплекса диагностики часто должна исходить от самого недропользователя. Важно на этапе согласования программы работ включать необходимые методы исследований, контролировать полноту и качество их проведения, запрашивать интерпретацию у независимых экспертов.

Стоит также учитывать, что даже самая полная диагностика не может гарантировать

выявление всех скрытых дефектов, которые проявятся только в процессе эксплуатации. Но она однозначно снижает риски и повышает надежность скважины, а главное — формирует объективную информационную основу для принятия решений.

Поэтому недропользователям имеет смысл настаивать на проведении качественной диагностики при строительстве скважин, чтобы исключить недоработки подрядчиков и предотвратить возможные негативные последствия и затраты уже на своем этапе.

ЛИКВИДАЦИЯ: ИСПРАВЛЯЕМ НЕДОЧЕТЫ, ПРЕДОТВРАЩАЕМ ПРОБЛЕМЫ

Аналогично диагностическим методам на этапе строительства скважины доступен самый широкий диапазон методов и инструментов для устранения любых выявленных проблем, способных привести к межколонным перетокам и МКД.

В случае обнаружения негерметичности цементного камня можно провести повторное цементирование под давлением (squeeze cementing) для изоляции зон и восстановления целостности крепи. Применяются специальные тампонажные составы: расширяющиеся, пено- и гелеобразующие, с повышенной адгезией и проникающей способностью.

При выявлении серьезных дефектов обсадных колонн (трещины, смятия, разрывы) возможна их замена путем извлечения поврежденной части и спуска новой колонны меньшего диаметра (колонна-летучка) с последующим цементированием.

Существуют также технологии ремонта локальных повреждений колонн с использованием пакер-пробок, металлических пластырей, композитных муфт. В некоторых случаях прибегают к вырезанию «окна» в колонне в месте дефекта с последующим тампонированием интервала.

Все эти работы по ликвидации проблем, выявленных на этапе строительства, должны осуществляться силами и за счет бурового подрядчика, допустившего брак и несоответствия техническим требованиям. Это его зона ответственности перед заказчиком-недропользователем.

Однако на практике возникают ситуации, когда подрядчик оказывается не заинтересован в полноценном устранении собственных просчетов и брака. Если проблемы не носят критического характера и позволяют закончить скважину, подрядчик может скрыть их наличие, согласиться с некоторым снижением качества или предложить временное решение. Каждый лишний день простоя

буровой обходится очень дорого, поэтому соблазн поскорее сдать скважину и переложить проблемы на эксплуатацию велик. В такой ситуации многое зависит от принципиальности и добросовестности подрядчика, а также от системы контроля качества со стороны заказчика. Внимательное отношение к результатам диагностики, понимание возможных последствий и строгий контроль исполнения проектных решений — залог обеспечения надежности скважины. Ключевым фактором является согласованность действий и единство целей всех сторон: недропользователя, подрядчиков, супервайзеров. Все должны осознавать, что качественное строительство скважины, в том числе безупречная ликвидация любых выявленных проблем, в долгосрочных интересах всех участников процесса, так как определяет безаварийность и экономическую эффективность дальнейшей эксплуатации.

ПОДКОНТРОЛЬНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ: КУРС НА БЕЗОПАСНОСТЬ

Завершающим этапом строительства скважины является передача ее в эксплуатацию. При этом инженеры по бурению и супервайзеры должны не только подтвердить соответствие фактической конструкции скважины проектной, но и дать четкие рекомендации по ее дальнейшей безопасной эксплуатации.

В частности, особое внимание уделяется вопросам обеспечения целостности и управления межколонными давлениями. На основе фактических данных о состоянии крепи, качестве цементирования, результатов испытаний на герметичность формируются указания по режимам эксплуатации, предельно допустимым давлениям, необходимости и периодичности мониторинга.

Если в процессе бурения выявлены проблемы, влияющие на целостность, то даже после их ликвидации скважина должна быть переведена в категорию требующих особого контроля. Должны быть даны предписания по установлению специального графика и методов диагностики, определены критерии оценки динамики изменений, условия перевода в нормальный режим эксплуатации или необходимости ремонта.

Вся эта информация должна быть отражена в исполнительной документации, актах передачи скважины и положена в основу программы эксплуатации и технического обслуживания. По сути, рекомендации буровиков и супервайзеров определяют базовые параметры подконтрольной эксплуатации на начальном этапе.

Отдельного специального этапа «Подконтрольная эксплуатация» в процессе бурения не предусмотрено. Сама подконтрольная эксплуатации начинается уже после передачи скважины и ввода ее в работу. Однако те данные и указания, которые сформированы на этапе строительства, являются отправной точкой и основой для системы подконтрольной эксплуатации в дальнейшем.

От качества этих исходных данных, от полноты и достоверности информации, от обоснованности рекомендаций во многом зависит эффективность мониторинга и управления целостностью скважины уже на этапе эксплуатации. Поэтому задача бурового подрядчика и супервайзера — это не только качественно построить скважину, но и заложить фундамент для ее надежной и безопасной работы на годы вперед.

ЭТАП «ЭКСПЛУАТАЦИЯ» — ПРОВЕРКА ВРЕМЕНЕМ

Этап «Эксплуатация» является наиболее продолжительным в жизненном цикле скважины — несколько десятилетий, поэтому технологические операции по управлению МКД будут иметь наибольшее значение. Особенность работы с МКД на этапе «Эксплуатация» обусловлена техническими решениями по конструкции и оснащению скважины, которые определяют доступный инструментарий и технологии для мониторинга, диагностики и ремонта. Как показано на **рис. 4**, в зависимости от локализации и характера негерметичности, возможности оперативного вмешательства могут быть ограничены [1].

Важно понимать, что эксплуатационный персонал, как правило, имеет физический доступ к устьевому оборудованию: фонтанной арматуре и обвязке обсадных колонн. Поэтому может производить регулярные замеры параметров (давление и температура) и техническое обслуживание запорно-регулирующей арматуры, не находящейся под давлением.

Если необходимо провести работы с коренными задвижками — первые на пути флюида, то необходимо привлекать специализированный персонал для проведения газоопасных работ.

Для доступа внутрь скважины, оснащенной лифтовыми трубами, используется канатная техника, а исследования проводят с помощью геофизических приборов, спускаемых на кабеле. Эти операции, как правило, выполняются силами сервисных подрядчиков.

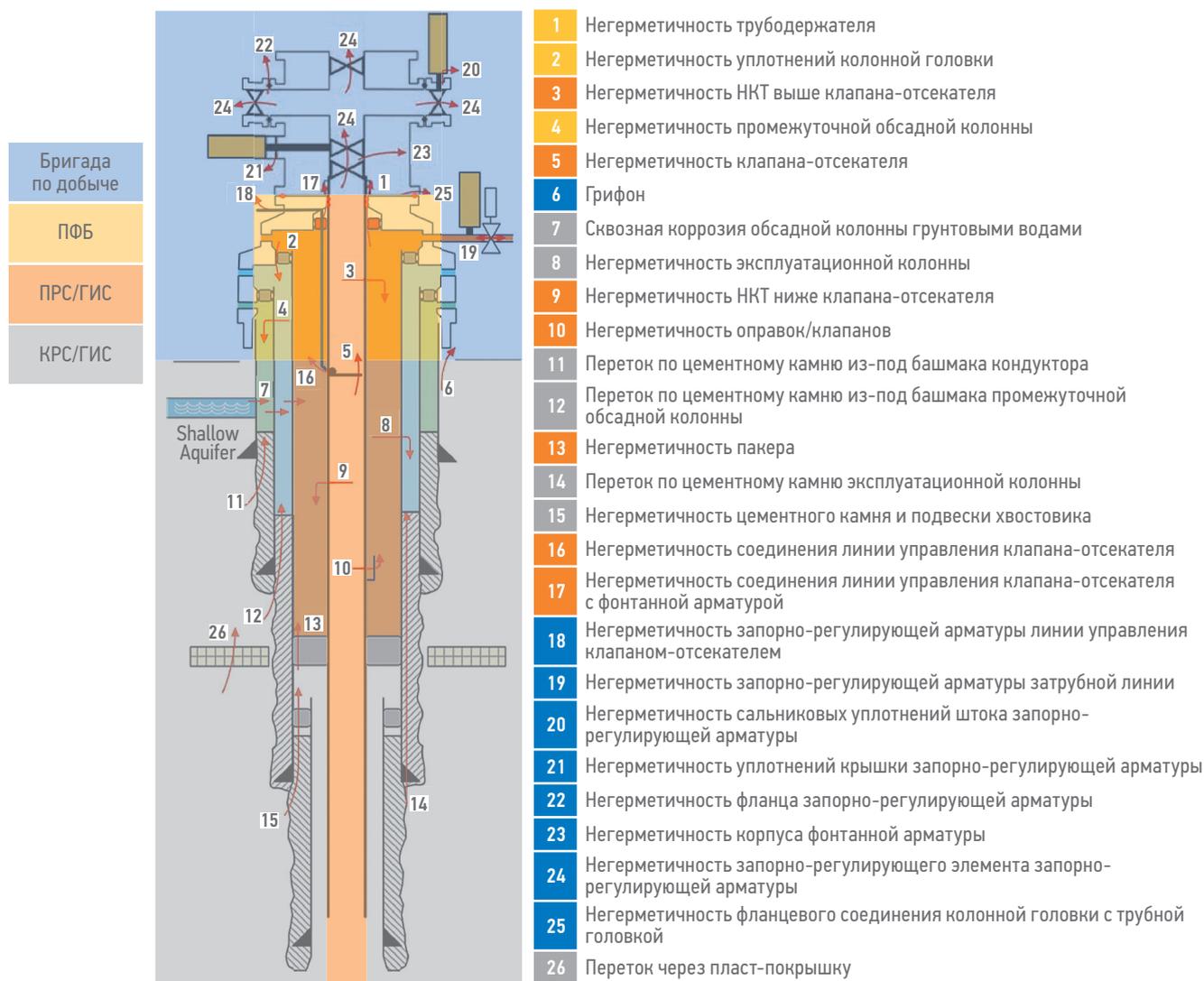


Рис. 4. Основные виды нарушений герметичности скважины [1] с учетом технологической доступности: бригада по добыче (эксплуатационный персонал недропользователя); ПФБ — аварийно-спасательные формирования по противоблужетной безопасности, выполняющие газоопасные работы; ПРС — подземный ремонт скважин канатной техникой; КРС — капитальный ремонт скважин с извлечением лифтовых труб и подземного оборудования; ГИС — геофизические исследования скважин

Fig. 4. Main sources and leak paths resulting to well integrity issues [1] considering technological accessibility: production crew (operator's operational personnel); ПФБ — well control units (blowout response service), conducting hazardous gas operations; ПРС — wireline well intervention for underground well repair; КРС — workover well intervention with rig and removal of tubing and downhole equipment; ГИС — well logging for geophysical surveys

Но возможности таких внутрискважинных работ ограничены, они не позволяют напрямую оценить состояние обсадных колонн и цемента за ними. Наиболее полный комплекс диагностических исследований или ремонт обсадных колонн и восстановление целостности крепи возможен только после извлечения подземного оборудования и перехода на этап «Переоснащение». Это уже совсем другой уровень сложности и затрат. Инцидент на скважине Elgin G4 в Северном море в 2012 году наглядно демонстрирует критичность контроля межколонных давлений в процессе эксплуатации. Из-за ряда отказов обсадных колонн, вызванных коррозионным растрескиванием под напряжением

и увеличением активности меловых отложений, газ из кольцевых пространств начал поступать на поверхность, что привело к неконтролируемому выбросу и эвакуации персонала платформы. Этот случай подчеркивает важность выстраивания эшелонированной системы контроля целостности скважины, охватывающей все уровни — от устья до забоя и все этапы — от проектирования до ликвидации. Управление МКД является неотъемлемой частью этой системы. Необходимы регулярный мониторинг, четкие критерии оценки рисков, процедуры реагирования на отклонения, планы действий в чрезвычайных ситуациях. При этом нужно отдавать себе отчет, что возможности контроля и ремонта ограничены

в процессе эксплуатации, когда скважина оснащена подземным оборудованием. Поэтому так важно закладывать превентивные меры еще на этапе проектирования и строительства и не допускать развития проблем до критического уровня.

МОНИТОРИНГ: КРУГЛОСУТОЧНЫЙ ДОЗОР ЗА ДАВЛЕНИЕМ В МКП

Напомним, что МКД является следствием нарушения герметичности уплотнений скважины и характеризуется наличием источника и путей миграции в МКП. На **рис. 4** видно, что фиксация МКД осуществляется на устье скважины, путем замера давления в МКП обслуживающим персоналом недропользователя в рамках мониторинга, но не позволяет сделать вывод о пути миграции флюида и его источнике.

На данном этапе важно определить периодичность мониторинга наличия давления в МКП. Как правило, эксплуатирующие организации в зависимости от особенностей месторождения (доступность, наличие агрессивных компонентов и др. сопутствующих рисков) осуществляют замеры с периодичностью 1–4 раза в год. Согласно API RP 90 [24, 25] рекомендовано регистрировать давление в МКП не реже чем каждые 6 месяцев при отсутствии установившегося МКД и не реже, чем каждые 3 месяца при наличии установившегося МКД (подконтрольная эксплуатация). В США стандартом MMS / BOEMRE [26] предъявляется требование, согласно которому давление в кольцевых пространствах на стационарных платформах должно контролироваться на регулярной основе.

Нельзя недооценивать важность регулярного мониторинга, поскольку он имеет решающее значение для выявления и контроля развития МКД. Как подчеркивается в стандартах ISO 16530-2 [27] и OGUK [28, 29], оператор скважины должен установить оптимальную частоту замеров и обеспечить тщательную регистрацию всех показаний, чтобы накапливаемые данные были репрезентативными и позволяли отслеживать динамику изменений.

Необходимо понимать, что регулярный мониторинг — это самый простой, дешевый и надежный метод контроля МКД. Для его реализации достаточно базового набора манометров (датчиков) и запорной арматуры (задвижек) на всех межколонных пространствах. Это должно быть предусмотрено в конструкции любой скважины уже на этапе проектирования. А в процессе эксплуатации нужно обеспечить неукоснительное соблюдение графика замеров и фиксацию всех

показаний в базе данных для возможности ретроспективного анализа.

Практика показывает, что если регулярный мониторинг не налажен должным образом, это может привести к опасным последствиям. Персонал со временем теряет бдительность, начинает пренебрегать замерами, особенно если МКД никогда не фиксировалось на скважине. Но проблема может развиваться исподволь и проявиться лавинообразным ростом давления, когда исправить ситуацию будет уже очень сложно. Именно поэтому так важно поддерживать неусыпный контроль, чтобы иметь шанс выявить проблему на ранней стадии.

При первичном выявлении МКД необходимо оценить риски («Диагностика») и принять взвешенное решение о дальнейшей «Подконтрольной эксплуатации» скважины с учетом установленных предельно допустимых давлений [1]. В этом может помочь проведение диагностических исследований, о которых мы поговорим в следующем подразделе.

Но уже на этапе мониторинга важно отслеживать косвенные признаки, указывающие на возможное развитие проблем с МКД. Все отраслевые стандарты указывают на такие тревожные сигналы:

- 1) необъяснимое снижение давления (и дебита) на устье скважины;
- 2) повышение давления в любом из МКП при нормальных условиях эксплуатации (работа, запуск и остановка скважины);
- 3) внезапное снижение кольцевого давления, которому предшествует постепенное или внезапное повышение и выше высшей границы эксплуатации;
- 4) синхронное изменение давления в соседних кольцевых пространствах;
- 5) невозможность сравнить давление в МКП, т. е. давление не снижается при продолжительном стравливании или растёт вскоре после закрытия перепускного клапана;
- 6) невозможность поддерживать давление выше нижней границы.

При повторном выявлении МКД решение о переходе к более детальной диагностике или возможности продолжения эксплуатации должно приниматься на основе комплексного риск-ориентированного, учитывающего всю совокупность факторов — от конструкции скважины до особенностей месторождения.

Таким образом, регулярный мониторинг — это фундамент системы контроля МКД и целостности скважины в целом. Он должен быть обеспечен технически и организационно, охватывать все кольцевые пространства, проводиться с достаточной частотой

и тщательностью на протяжении всего периода эксплуатации. Только так можно гарантировать своевременное выявление проблем и принятие корректирующих мер до того, как ситуация выйдет из-под контроля.

ДИАГНОСТИКА: РАСПУТЫВАЯ КЛУБОК ПРИЧИН МКД

Оценка потенциальных источников МКД и путей миграции (рис. 4) позволяет сделать вывод о многообразии возможных способов диагностики, а также об их «погрешности». Проведение работ на скважинах сопряжено с затратами, поэтому недропользователь, аналогично врачебной практике, движется от простых «анализов» к дорогостоящим «исследованиям».

Важно понимать, что давление в МКП и затрубном пространстве — это динамический параметр, тесно связанный с режимом работы скважины. При выводе скважины на рабочий режим давление в МКП обычно увеличивается за счет теплопередачи от добываемого флюида, а при остановке скважины оно снижается по мере остывания. Это естественное поведение, обусловленное термическим расширением и сжатием флюида в кольцевом пространстве.

Исключением являются случаи, когда давление в МКП намеренно задается и контролируется оператором в технологических целях (например, для газлифта или предупреждения коррозии).

Любые отклонения от ожидаемого характера изменения давления в МКП могут указывать на наличие постороннего притока флюида и развитие проблем с герметичностью крепи скважины. К таким тревожным признакам относятся:

- аномальное повышение или снижение давления в МКП при неизменном режиме работы скважины;
- появление в МКП флюида, отличного от первоначально закаченного при цементировании или заполнении;
- увеличение объема флюида в МКП, фиксируемое по росту его уровня.

Для выявления и диагностики таких отклонений могут применяться различные методы, включая:

- стравливание давления из МКП в контролируемых условиях и последующее наблюдение за его восстановлением;
- периодический замер эхолотом уровня жидкости в МКП, не занятом цементом;
- отбор проб флюида из МКП для определения его состава и происхождения, как правило, возможность отбора применяется только в процессе стравливания и истечения флюида;

- прямой замер расхода флюида, поступающего в МКП через специальную измерительную установку.

С точки зрения технологической доступности на этапе «Эксплуатация» разделим диагностические операции на три крупных блока:

- базовые работы с устьем, выполняемый эксплуатирующим персоналом;
- специальные работы с устьем, выполняемый под давлением, например газоспасателями;
- внутрискважинные операции без извлечения подземного оборудования.

Первый блок. Наиболее дешевым, простым, доступным при низких значениях МКД будет замер давления и оценка времени стравливания флюида из МКП с «органолептическим контролем» стравливаемого флюида:

- наличие запаха;
- визуальная оценка (газ, жидкость, цвет);
- осязание («маслянистость», вязкость, механические примеси, консистенция).

Уже эти простейшие данные позволяют выдвинуть предположения о природе флюида, а также предположения о путях миграции. Например, флюид в МКП может идентифицироваться как вода, буровой раствор, жидкость затворения цемента, нефть, углеводородный газ, воздух или азот, а время стравливания позволяет выдвинуть гипотезу об объеме свободно пространства в МКП и интенсивности поступления флюида: стравливание продолжительностью несколько секунд или минут будет свидетельствовать о возможном термоиндуцированном МКД, т.е. расширении газа (воздуха) в замкнутом объеме при повышении среднесуточной температуры.

Для правильной интерпретации данных, полученных в ходе диагностических исследований, необходимо располагать максимально полной информацией о конструкции и истории эксплуатации скважины, включая:

- схемы расположения обсадных колонн, труб и барьеров безопасности;
- данные о пластовых давлениях и составе флюидов;
- график изменения давлений в кольцевых пространствах по глубине скважины;
- архивные данные мониторинга параметров скважины и сведения о ранее проводившихся подземных ремонтах.

Анализ всей совокупности данных позволяет выдвинуть обоснованные предположения об источниках и путях притока флюида в МКП и определить оптимальную методику дальнейшего обследования скважины.

Существуют различные методики для проведения диагностики скважины на этапе «Эксплуатация». Обычно сначала

проводится стравливание или повышение давления в МКП для изначального диагностирования. Пример методологии диагностического стравливания приведен в API RP 90 [24, 25].

Согласно API RP 90, В-В-тест выполняется путем сброса устьевого давления через 0,5-дюймовый/13-миллиметровый игольчатый клапан с последующим 24-часовым периодом ожидания. В зависимости от результатов теста риск классифицируется как нулевой, низкий или высокий. Если давление в МКП не может быть стравлено до нуля в течение 24 часов, риск считается высоким. Если давление в кольцевом пространстве стравливается до нуля, но снова увеличивается при закрытии, уровень риска считается низким. Если роста давления не наблюдается, давление в МКП не является установившимся МКД, и оценка давления не требуется. Все эти три случая показаны на диаграмме (рис. 5).

Все стандарты в процессе стравливания рекомендуют вести регистрацию устьевого давления, а также объемов и плотности флюидов, отводимых из кольцевого пространства.

Норвежская нефтегазовая ассоциация (OLF 117) рекомендует записывать как минимум следующую информацию во время теста В-В [29]:

- давление в МКП до и после работы;
- продолжительность операций;
- тип флюида в МКП;
- объем, закаченный или стравленный из кольцевого пространства (если это возможно измерить);

- поведение давления в других кольцевых пространствах и в НКТ.

Второй блок: работы повышенной опасности на устье скважины, выполняемые если результаты базовой диагностики указывают на возможность пропуска флюида через устьевое оборудование. Характерные признаки такой ситуации:

- наличие в МКП флюида, идентичного добываемому или закачиваемому;
- близкие значения давления в МКП и трубном/затрубном пространстве;
- быстрая реакция давления в МКП на изменения в трубном/затрубном пространстве.

Для выявления и устранения негерметичности устьевого оборудования проводится:

- ревизия и опрессовка фонтанной арматуры, колонной и трубной обвязки;
- проверка и замена уплотнений, клапанов, задвижек;
- контроль затяжки фланцевых соединений и т.д.

Такие работы всегда связаны с повышенной опасностью и требуют привлечения специализированных бригад, обученных и аттестованных для работы в условиях возможного ГНВП. Как правило, это профессиональные аварийно-спасательные формирования (ПАСФ), имеющие опыт и оснащение для выполнения комплекса работ по противофонтанной безопасности [30, 31].

Согласно действующей редакции правил безопасности нефтяной и газовой промышленности [32] эксплуатирующая организация должна иметь действующий договор с ПАСФ и согласованную с ней инструкцию по предупреждению ГНВП и открытых фонтанов.

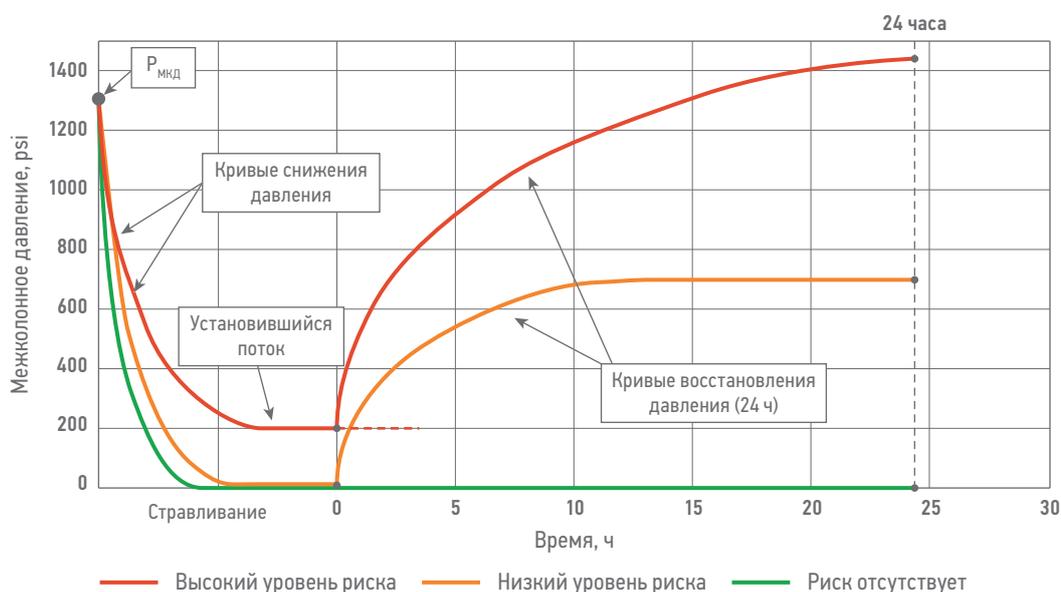


Рис. 5. Возможные сценарии при испытании МКД по методике API RP 90 [24, 25]
 Fig. 5. Possible scenarios when testing SCP according to API RP 90 methodology [24, 25]

Такая инструкция разрабатывается с учетом специфики месторождения и особенностей проводимых на нем работ (бурение, освоение, ГИС, ремонт, консервация, ликвидация и др.). Четкое взаимодействие между недропользователем и ПАСФ, строгое следование регламентам и инструкциям — это обязательные условия безопасного проведения работ на устье. В случае успеха удается диагностировать и сразу ликвидировать сообщение с МКП без подземных работ и остановки скважины. Если же верхний блок обвязки окажется герметичным — придется искать причины МКД глубже в прямом и переносном смысле.

Третий блок: исследования подземного оборудования и лифтовых труб (факторы 3, 5, 16, 9, 10 и 13 на **рис. 4**).

Если базовая диагностика и проверка устьевого оборудования не выявили причин МКД, следующим шагом является обследование ВСО и колонны НКТ. Основная цель — это найти возможные места сообщения трубного и затрубного пространства, ведущие к потокам флюида в МКП.

Методы диагностики на этом этапе:

- геофизические исследования через НКТ (термометрия, шумометрия, профиль притока и др.);
- гидродинамические исследования (опрессовка НКТ, отработка на приток/приемистость).

Типичные места негерметичности ВСО и НКТ:

- дефекты и отверстия в теле труб;
- негерметичные резьбовые соединения;
- неисправные пакеры, клапаны, переводники и другие элементы оснастки.

Подобные неисправности легко выявляются по термоаномалиям, но, как правило, являются промежуточным звеном на пути миграции флюида от источника до межколонного пространства. В случае обнаружения и точной локализации негерметичности устранение некоторых проблем возможно путем проведения ремонтных работ с использованием канатной техники.

Важно понимать, что проведение ГИС через НКТ хотя и позволяет выявить сообщение трубного и затрубного пространства, но имеет крайне низкую эффективность для оценки состояния самих обсадных колонн и заколонного пространства. Эти интервалы попросту недоступны для прямого исследования через лифтовые трубы.

Четвертый блок: комплексная диагностика при подъеме оборудования

Если предыдущие этапы диагностики не дали результата, наиболее полную информацию о состоянии скважины и причинах МКД можно получить только при подъеме

ВСО и НКТ. Фактически это означает перевод скважины в ремонт и на стадию «Переоснащение».

После выявления наиболее вероятного источника МКД и путей миграции флюида, разрабатывается программа работ по их ликвидации, учитывающая техническое состояние скважины и применимые методы ремонта.

ЛИКВИДАЦИЯ: ИНОГДА ЛУЧШЕ НЕ ЛИКВИДИРОВАТЬ

Инструментарий технологий ликвидации МКД на этапе «Эксплуатация» аналогично диагностическим исследованиям будет во много обусловлен физической доступностью источника МКД и путей миграции.

1. Стравливание давления и подконтрольная эксплуатация

Самый простой метод борьбы с МКД — это периодическое стравливание давления из затрубного пространства. Если по результатам диагностики установлено, что давление не создает критических рисков, скважину можно перевести в режим подконтрольной эксплуатации.

Суть подконтрольной эксплуатации в регулярном мониторинге давления в МКП и его стравливании при необходимости. Если значения давления невелики и стабильны, угрозы нет. Главное — это внимательно следить за динамикой и соблюдать периодичность контроля.

В некоторых случаях для подавления коррозии и замедления притока, в МКП может закачиваться ингибитор. Но основной метод ликвидации — стравливание. Существуют примеры перепроектирования и обвязки скважин с постоянным стравливанием МКП на амбар.

2. Ремонт устьевого оборудования

Если источником МКД является негерметичность устьевого оборудования, ликвидация проблемы должна выполняться сразу после ее обнаружения, еще на этапе диагностики. Для фонтанирующих нефтяных и газовых скважин критически важно выполнять такие работы без глушения, чтобы избежать потерь добычи. Используются специальные методы и оборудование, позволяющие безопасно работать под давлением. Операции выполняют бригады противofонтанной безопасности.

3. Ремонт подземного оборудования и НКТ

Если источник МКД находится глубже, возможности ликвидации притока флюида в МКП без глушения и подъема оборудования будут ограничены возможностями канатной и качающей техники:

- извлечь и заменить неисправные клапаны в составе внутрискважинного

оборудования, если они элементом на пути флюида в МКП;

- при наличии пакера закачать в затрубное пространство нейтральную жидкость для гидравлического перекрытия возможных негерметичностей из затрубного пространства в межтрубное.

Но устранить заколонные перетоки или восстановить целостность обсадных колонн таким способом невозможно.

Цементирование и установка пакеров требуют подъема оборудования.

4. Закачка изолирующих составов: быстрое решение или бомба замедленного действия?

Особого внимания заслуживает практика закачки в МКП специальных составов (гели, смолы, полимеры) в МКП с устья. Существует множество технологий, которые обещают ликвидацию МКД. Закачка осуществляется под давлением, либо под действием гравитации.

На первый взгляд — это быстрое и эффективное решение. МКД ликвидируется, добыча продолжается. Соблазн велик. Но у медали есть обратная сторона. Если посмотреть на **рис. 4**, то не так уж много корневых причин, которые можно устранить подобным способом.

Изолирующий состав создает видимый эффект, лишь временно «замазывает» проблему, не устраняя ее причины. Глубина проникновения составов будет ограничена, а создание избыточного давления при закачке может способствовать развитию трещин в цементном камне. Кроме того, при работе с МКП нужно учитывать, что, закачав что-то, обратно это уже не извлечь.

Действительно, при подобном закупоривании каналов МКД на устье не фиксируется, но в МКП ниже глубины проникновения состава приток флюида продолжается и давление растёт. Управление МКД в подобной ситуации отсутствует. Происходит дальнейший неконтролируемый рост давления, нарушение барьера безопасности во внутреннем или внешнем кольце относительно «закупоренного». В любой момент возможен прорыв флюида ниже башмака колонны и образование грифона.

Предпочтительным остается подконтрольная эксплуатация с регулярным мониторингом, а не иллюзия решения проблемы.

Ограниченность методов ликвидации МКД на этапе «Эксплуатация» сводит выбор к трем вариантам:

- подконтрольная эксплуатация и удержание МКД в безопасных пределах;

- ремонт устьевого и подземного оборудования;
- глушение и перевод в «Переоснащение» для дальнейшей работы по диагностике и ликвидации МКД.

Паллиативы вроде закачки составов лишь оттягивают неизбежное и несут дополнительные риски. Ключ к успеху в превентивном подходе: регулярном контроле, своевременной реакции, качественной диагностике и планировании ремонта до выхода ситуации из-под контроля. Предотвращение развития проблемы всегда эффективнее героической борьбы с последствиями — этот принцип справедлив на всех этапах управления МКД.

ПОДКОНТРОЛЬНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ: БЕЗОПАСНОСТЬ И КОНТРОЛЬ — НАШИ ПРИОРИТЕТЫ

В предыдущей статье [1] вопрос эксплуатации фонда скважин, осложнённого МКД, рассмотрен достаточно подробно.

Можно добавить, что в прошлом году авторами разработан и введен в действие основополагающий стандарт «Газпром нефти» «Обеспечение целостности и надежности скважин», который впервые в Российской Федерации обобщил передовой международный опыт и многолетний опыт эксплуатации скважин в России по управлению МКД с учетом требований нормативно-методических документов РФ.

Стандарт предусматривает возможность подконтрольной эксплуатации скважины с выявленным МКД в случаях, когда нет возможности его ликвидировать, но давление находится в допустимых пределах. Для этого после тщательного рассмотрения, документального обоснования и выполнения инженерных расчетов ответственными лицами может быть принято решение о разрешении подконтрольной эксплуатации скважины.

Данное решение принимается, когда риск от восстановления первоначального барьера безопасности непропорционален дополнительным рискам от проведения восстановительных работ с учетом вероятности успеха. Решение выносится на основании оценки рисков, утверждается ответственными лицами и ограничивается по времени. При продлении срока подконтрольной эксплуатации уровень утверждения может повышаться. Таким образом, стандарт учитывает реалии эксплуатации и позволяет управлять МКД для обеспечения безопасности и эффективности добычи, реализуя риск-ориентированный подход.

ЭТАП «ПЕРЕОСНАЩЕНИЕ» — ВРЕМЯ ОБНОВИТЬ БАРЬЕРЫ БЕЗОПАСНОСТИ

МОНИТОРИНГ: НА СТРАЖЕ ПОРЯДКА ПРИ СМЕНЕ ОБОРУДОВАНИЯ

На этапе ремонта мониторинг осуществляется для обеспечения контроля барьеров безопасности скважины. В случае отсутствия мониторинга в процессе ремонтно-восстановительных работ есть риск ГНВП по межколонному пространству.

ДИАГНОСТИКА: НЕТ МЕСТА ДЛЯ СКРЫТЫХ ДЕФЕКТОВ

Диагностика МКД на этапе «Переоборудование» имеет исчерпывающий арсенал методов. Извлечение подземного оборудования открывает физический доступ к эксплуатационной колонне и позволяет «заглянуть» за нее с помощью разнообразных геофизических методов [33].

На данном этапе доступен наиболее полный диагностический спектр и используются практически весь спектр физических полей:

- шаблонирование и повторная инклинометрия скважины позволяют оценить целостность ствола скважины в макромасштабе;
- профилометрия скважины позволяет определить размеры и форму поперечного сечения скважины, например, многорычажные профиломеры (рис. 6);
- акустические методы оценки: акустическая цементометрия позволяет оценить сцепление цемента с обсадной колонной,

а фазокорреляционная диаграмма (ФКД) с горными породами, дополнительную информацию дают широкополосный волновой акустический каротаж (ВАК) и скважинное акустическое телевидение (САТ);

- пассивная акустика или шумометрия позволяет «услышать» течение флюидов в заколонном пространстве;
- электромагнитные методы — например, локация муфт;
- дефектоскопия и толщинометрия на основе индукционных методов: электромагнитная дефектоскопия и магнитно-импульсная дефектоскопия;
- гамма-гамма-толщинометрия и цементометрия;
- гидравлические методы (опрессовка и сброс давления);
- внутрискважинная видеосъемка для визуального контроля [34].

Особое значение качественная диагностика приобретает при работе с газовыми и газоконденсатными скважинами, а также подземных хранилищ газа (ПХГ). Высокая подвижность и проникающая способность газа повышают риски развития негерметичности и межколонных перетоков.

Ценный опыт в этой области накоплен компанией «Газпром» и обобщен в корпоративном стандарте СТО Газпром 2-2.3-312-2009 «Методика проведения технического диагностирования газовых и газоконденсатных скважин газодобывающих предприятий ОАО «Газпром»».

Документ предлагает градацию диагностических комплексов по уровню детализации



Профиломер Vulcan MFT-40 (графика scientificdrilling.com)

Рис. 6. Для контроля технического состояния обсадных колонн в ПФ «Севергазгеофизика» успешно используются 24- и 40-рычажные малогабаритные профиломеры

Fig. 6. For monitoring the technical condition of casing strings, the «Severgazgeofizika» successfully uses 24- and 40-arm compact profilometers

и разрешающей способности применяемых геофизических методов: К-1, К-2, К-3. Такой дифференцированный подход позволяет оптимально планировать программы исследований в зависимости от категории скважины, истории ее эксплуатации и фактических рисков развития негерметичности [35, 36].

Таким образом, этап «Переоборудование» предоставляет максимально широкие возможности для всесторонней диагностики состояния скважины, выявления и локализации источников МКД. Арсенал методов практически неограничен и постоянно пополняется новыми.

Ключевую роль играет применение современных высокоразрешающих методов ГИС, позволяющих детально исследовать не только внутреннее пространство, но и состояние колонн и заколонного пространства. Дополнительную информацию дают гидродинамические исследования и средства визуального контроля.

Однако важно понимать, что даже самый полный комплекс исследований не может гарантировать обнаружение всех проблем. Множественность потенциальных причин негерметичности и сложность путей миграции флюидов требуют тщательного планирования программ диагностики с учетом конкретных условий и истории скважины. В этом плане показателен дифференцированный подход компании «Газпром».

В любом случае, максимально полная и качественная диагностика на этапе «Переоборудование» является залогом успешной ликвидации МКД и восстановления нормальной работы скважины.

ЛИКВИДАЦИЯ: РЕШИТЕЛЬНО УСТРАНЯЕМ ИСТОЧНИКИ ОПАСНОСТИ

После завершения комплексной диагностики и точной локализации источников и путей межколонных перетоков, наступает время решительных действий по их ликвидации. Этап «Переоборудование» с подъемом лифтовых труб и внутрискважинного оборудования открывает широкие возможности для проведения полномасштабных работ.

Выбор методов по устранению межколонных перетоков должен учитывать конкретную локализацию негерметичности в конструкции скважины. Рациональный подход — это двигаться от внутренних элементов к внешним, последовательно изолируя источники сообщения с МКП.

1. Ликвидация негерметичности эксплуатационной колонны (ЭК), подвески хвостовика и хвостовика

При наличии явных дефектов в самой колонне первоочередная

задача — изолировать их изнутри.

Возможные методы:

- установка металлических пластырей (продольно-гофрированной трубы с герметизирующим покрытием и последующем расширении пластыря до плотного контакта с колонной);
- закачка тампонажных составов (цементы, смолы) под давлением с последующим разбуриванием;
- установка мостовых пробок;
- спуск пакера ниже интервала негерметичности и заполнение затруба нейтральной жидкостью;
- двухпакерные компоновки для надежной изоляции протяженных (до 1500 м) интервалов негерметичности ЭК;

Последний вариант хотя и не ликвидирует причину, но часто оптимален по соотношению надежность/скорость/стоимость.

2. Устранение заколонных перетоков при целостной ЭК

Если ЭК не имеет видимых дефектов, а источником сообщения с МКП является негерметичность цементного камня, ключевой задачей становится точная локализация интервала фильтрации флюида и его селективная изоляция:

- путем перфорации колонны с последующей закачкой тампонажных растворов;
- вырезанием фрагмента колонны в интервале негерметичности с закачкой специальных составов (микроцементы, гели).

Опыт Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) показал, что в условиях интенсивной фильтрации по МКП традиционное цементирование через перфорацию бывает недостаточно эффективным. Более надежный результат дало вырезание фрагмента обсадной колонны с закачкой микроцемента [37].

3. Комбинированные решения при негерметичности и ЭК, и цемента

Если и колонна, и крепь имеют дефекты, возможны комплексные решения:

- спуск дополнительной «летучей» колонны меньшего диаметра с цементированием;
- установка протяженных пакеров с покрытием всего интервала негерметичности.

В крайних случаях может рассматриваться извлечение поврежденной части ЭК для верхних интервалов и ее замена. Но такие трудоемкие и дорогостоящие операции скорее исключение.

ПОДКОНТРОЛЬНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ: НОВЫЙ СТАРТ

По результату проведенных работ подконтрольной эксплуатации как таковой не осуществляется, но должны быть выданы

рекомендации по переводу скважины в базовый фонд для мониторинга или же в подконтрольную эксплуатацию с учетом выявленных нарушений и проведенных ремонтно-восстановительных работ. Например, изменение обвязки скважины для постоянного стравливания

ЭТАП «ЛИКВИДАЦИЯ»: ОН БУДЕТ ДЛИТЬСЯ ВЕЧНО

Даже после проведения всех необходимых работ по изоляции пластов и установке надежных барьеров, нельзя исключать риски появления МКД в будущем. Причинами могут стать деградация материалов под действием агрессивных флюидов и высоких нагрузок, сейсмическая активность, изменение пластовых условий и др.

На этапе «Ликвидация» осуществляется мониторинг состояния межколонных пространств и при выявлении МКД скважина переводится на этап «Переоснащение» для проведения ремонтно-восстановительных работ по ликвидации межколонных давлений. После чего скважина вновь переходит на этап «Ликвидация» для дальнейшего мониторинга.

Технически на этапе «Ликвидация» имеется возможность проведения работ по диагностике и ликвидации МКД, характерных для этапа «Эксплуатация», т.е. замеры динамики давления, отбор проб, закачка составов с устья. Однако эффективность этих мероприятий без возможности спуска внутрискважинного оборудования существенно ограничена. Поэтому предпочтительным вариантом является перевод скважины на этап «Переоснащение» для выполнения комплекса ремонтных работ [38].

Для надежной долговременной изоляции пластов при ликвидации скважин применяются специальные самонабухающие цементные составы, например типа Expanding Sealant. Эти материалы увеличиваются в объеме при контакте с флюидом, надежно заполняя и герметизируя заколонное пространство и предотвращая вертикальную миграцию [39].

Регулирующими документами большинства стран предъявляются повышенные требования к контролю технического состояния ликвидированных скважин. Это связано с тем, что такие скважины переходят в разряд потенциально экологически и технически опасных объектов. Мониторинг должен быть всеобъемлющим, регулярным и бессрочным.

МОНИТОРИНГ: ВЕЧНЫЙ КОНТРОЛЬ — ГАРАНТИЯ СПОКОЙСТВИЯ

Мониторинг ликвидированных скважин — это важнейшая задача, обеспечивающая долгосрочную безопасность и защиту окружающей среды. Результаты мониторинга анализируются на предмет негативной динамики. При появлении признаков развития МКД или других угроз целостности, должны приниматься решения о переводе скважины в фонд контроля и проведении углубленной диагностики для оценки необходимости ремонтных работ.

Согласно требованиям большинства регуляторов, мониторинг должен проводиться силами недропользователя как минимум в течение 5 лет после ликвидации. Однако фактически контроль должен осуществляться неограниченно долго, пока существует хотя бы теоретическая вероятность негативных событий [40].

При появлении признаков развития МКД или других угроз целостности, должны приниматься решения о переводе скважины в фонд контроля и проведении диагностики для оценки необходимости ремонтных работ. Программа мониторинга ликвидированных скважин обычно включает:

- периодический визуальный осмотр состояния устья, фонтанной арматуры, площади скважины. Обычно проводится 1–2 раза в год;
- замеры давления во всех доступных точках: в заколонных пространствах (если сохранен доступ), в надпакерном пространстве, в специально спроектированных контрольных точках ликвидационной системы;
- оценка экологической обстановки на площадке скважины, контроль проб почвы и грунтовых вод на содержание углеводородов.

Все работы по мониторингу выполняются по детально разработанному долгосрочному плану с соблюдением мер промышленной и экологической безопасности, имеют строгую периодичность и отчетность.

Принципиально важно обеспечить непрерывность системы мониторинга ликвидированного фонда даже в случае ликвидации самой компании-недропользователя. Для этого ликвидированные скважины должны передаваться на баланс государства, а контроль за ними поручаться специально созданным службам. К сожалению, на практике не всегда удается избежать появления бесхозных скважин. Эта проблема требует особого внимания и проработки нормативной и организационной базы.

Подводя итог, можно сказать, что мониторинг — это ключ к обеспечению вечной безопасности ликвидированных скважин. Это непрерывный процесс, требующий постоянных усилий, внимания и ресурсов. Но цена этих усилий несоизмеримо меньше потенциального ущерба от возможных инцидентов. Поэтому мониторинг должен быть неотъемлемой частью ответственного отношения к управлению фондом скважин не только в процессе их эксплуатации, но и после ликвидации — сколь угодно долго.

ДИАГНОСТИКА: АНАЛИЗИРУЕМ, ЧТОБЫ ПРИНЯТЬ ВЕРНОЕ РЕШЕНИЕ

Диагностика технического состояния и выявление причин МКД на этапе «Ликвидация» имеет определенные ограничения в сравнении с этапом «Эксплуатация», но играет не менее важную роль. От качества и полноты диагностических данных зависит выбор дальнейшей стратегии работы с данной скважиной.

Основной метод диагностики на этом этапе — исследование колонны на герметичность путем стравливания давления с последующим наблюдением за его восстановлением. По характеру изменения давления можно судить о серьезности проблемы и пытаться определить ее источник.

При стравливании обязательно фиксируются такие параметры:

- начальное давление до стравливания и конечное давление после него;
- темп падения давления в процессе стравливания;
- объем и состав стравленного флюида (газ, вода, нефть, их смесь);
- наличие в стравленном флюиде механических примесей, признаков коррозии и др.;
- темп и характер восстановления давления после закрытия задвижки;
- конечное устьевое давление после восстановления и время его стабилизации.

Эти данные анализируются в комплексе. Например, быстрое падение давления при стравливании небольшого объема газа и затем столь же быстрый его рост до прежнего уровня однозначно указывает на наличие газовой шапки в межколонном пространстве. Это еще не критично, но уже повод задуматься об источнике газа и продолжить мониторинг.

Другой случай — это медленное длительное стравливание большого объема жидкости, возможно, с механическими примесями, песком, после чего давление восстанавливается лишь частично. Это уже серьезный сигнал о вероятном наличии заколонных перетоков, разрушении цементного камня,

негерметичности колонны. Требуется перевод скважины в фонд контроля и более детальная диагностика.

В некоторых случаях по химическому и изотопному составу стравленного флюида можно попытаться идентифицировать источник обводнения или газопроявления путем сопоставления с данными по составу флюидов из продуктивных горизонтов.

Важный момент — это стравливание не должно проводиться до нулевого давления, иначе можно спровоцировать дополнительный приток флюида в колонну. Безопасный регламент таких операций предусматривает ступенчатое стравливание порций флюида с постоянным контролем изменения давления и его восстановления. К сожалению, возможности ГИС на ликвидированной скважине очень ограничены. В критических случаях может потребоваться вскрытие устья, установка превенторов и спуск приборов внутрь колонны на кабеле или НКТ. Но это уже фактически перевод скважины из ликвидированного фонда в фонд ожидающих ремонта (переоснащения).

Главная цель диагностики на этапе ликвидации — это вовремя распознать скважины с повышенными рисками и предпринять превентивные меры, не дожидаясь развития серьезных проблем. Регулярный мониторинг в сочетании с качественной интерпретацией данных стравливания — ключ к принятию верных решений по каждой ликвидированной скважине. Либо продолжать плановый мониторинг, либо активизировать контроль на «подконтрольной эксплуатации», либо готовить скважину к переоснащению и ремонту — в зависимости от выявленных диагностикой рисков.

ЛИКВИДАЦИЯ: ПЕРЕЛИКВИДАЦИЯ КАК КРАЙНЯЯ МЕРА

Если по результатам диагностики ликвидированной скважины выявлены серьезные проблемы с герметичностью, которые невозможно устранить без внутрискважинных работ, единственным решением становится перевод объекта на этап «Переоснащение». Фактически это означает выполнения полноценного комплекса исследований и ремонтно-изоляционных работ с последующей повторной ликвидацией. В нефтегазовой отрасли для такой процедуры используется термин «переликвидация».

Типичный перечень операций при переликвидации включает:

- демонтаж цементной тумбы, вскрытие устья;

- разбуривание цементных мостов и пробок в стволе скважины;
- геофизические исследования актуального технического состояния колонн и качества цементирования;
- выполнение ремонтно-изоляционных работ по устранению негерметичности (установка цементных мостов, пакер-пробок, докрепление интервалов и пр.);
- повторная ликвидация.

Объем работ по переликвидации сопоставим с капремонтom и вызывает закономерный вопрос — за чей счет? Ведь скважина уже выведена из эксплуатации, не приносит дохода, а стоимость операции может составлять миллионы рублей. Если недропользователь еще существует, то все расходы ложатся на него. Для отработанных месторождений с массовым фондом ликвидированных скважин это может быть неподъемной ношей. Если же скважина уже передана в ведение государства, то затраты покрываются из соответствующих бюджетов.

В любом случае переликвидация — это всегда убытки. Но цена бездействия может быть несоизмеримо выше. Разгерметизация заброшенной скважины способна нанести огромный ущерб экологии, инфраструктуре и репутации. Печальных примеров достаточно. Поэтому главный принцип — не дожидаться беды, а предотвращать ее. Ключевую роль здесь играют службы госконтроля, которые должны своевременно выявлять проблемные скважины, обязывать недропользователя принимать меры либо изыскивать средства из резервных фондов. Необходимо жесткое регулирование процесса передачи ликвидируемых скважин, чтобы исключить появление бесхозных. Важно законодательно закрепить механизмы финансирования мониторинга и ремонта таких скважин в случае банкротства недропользователя.

Если по результатам диагностики есть сомнения в надежности ликвидации, но признаки негерметичности не критичны, имеет смысл не торопиться с затратной переликвидацией, а перевести скважину в разряд находящихся на особом контроле. То есть сократить межсервисные интервалы, расширить программу исследований, наблюдать динамику в режиме реального времени. В некоторых случаях можно прибегнуть к превентивным мерам — гравитационной задавке изолирующих составов в межколонное пространство, установке регулируемых клапанов на устье для сброса давления.

Такой подход «подконтрольного мониторинга» во многих случаях позволяет если не ликвидировать проблему, то хотя бы держать ее

в безопасных рамках без рисков для персонала и окружающей среды. А самое главное — вовремя распознать негативный тренд и заблаговременно спланировать полноценную переликвидацию.

ПОДКОНТРОЛЬНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ: БДИТЕЛЬНЫЙ МОНИТОРИНГ

Эксплуатации уже нет, поэтому можно назвать этап «подконтрольная ликвидация», а корректнее усиленный мониторинг. На практике распределяют фонд скважин по группам риска и для каждой группы определяют периодичность и объем мониторинга.

Периодичность и глубина контрольных мероприятий могут варьироваться в зависимости от конструкции и истории конкретной скважины, сложности геологических условий, близости к населенным пунктам или уязвимым экосистемам. Для старых скважин, ликвидированных десятилетия назад по более низким стандартам, режим контроля должен быть строже.

Организация эффективной подконтрольной ликвидации — это сфера ответственности как недропользователей, так и государства. Первым нужны понятные и реалистичные регламенты, вторым — это надзор за их соблюдением. Системный риск-ориентированный подход, учет международных практик, прогресса в технологиях контроля — это путь к достижению главной цели: минимизации вероятности негативных событий на поздних стадиях жизни скважин.

ВЫВОДЫ

Межколонные давления являются серьезным осложнением, которое может возникать на всех этапах жизненного цикла скважины и существенно влиять на безопасность, эффективность и экологичность нефтегазодобычи. Управление МКД — это комплексная задача, требующая системного подхода и непрерывных усилий на протяжении всего срока службы скважины, от проектирования до ликвидации.

Проведенный анализ показал, что на каждом этапе существуют свои особенности, риски и инструменты контроля МКД. Так, на этапах проектирования и строительства закладывается фундамент целостности скважины, качество которого во многом определяет вероятность возникновения МКД в будущем. Основные методы профилактики здесь — это выбор оптимальной конструкции, применение надежных материалов и технологий, строгий контроль качества работ.

На этапе эксплуатации ключевую роль играют системы мониторинга, позволяющие осуществлять непрерывный контроль давления в межколонных пространствах. При выявлении МКД проводится оперативная диагностика с применением комплекса промыслово-геофизических и гидродинамических методов. По ее результатам принимается решение о возможности и условиях дальнейшей эксплуатации. В случае необходимости выполняются ремонтно-изоляционные работы с применением специальных технологий и материалов.

Отдельного внимания заслуживает этап ликвидации скважины. Как показывает практика, процессы деградации крепи и цементного камня могут приводить к появлению межколонных перетоков даже спустя много лет после окончания эксплуатации. Поэтому так важно на этом этапе обеспечить качественную изоляцию источников МКД, а также организовать долгосрочный мониторинг состояния ликвидированного фонда. В сложных случаях может потребоваться повторная ликвидация скважины с проведением комплекса восстановительных работ.

Таким образом, эффективное управление МКД на протяжении всего жизненного цикла скважины — необходимое условие рациональной разработки месторождений, обеспечения безаварийной работы, защиты недр и окружающей среды. Это непрерывный, трудоемкий, наукоемкий, но абсолютно необходимый процесс, требующий консолидации усилий недропользователей, сервисных компаний, проектных и исследовательских институтов, регулирующих и надзорных органов.

В заключение можно отметить, что накопленный к настоящему времени в нефтегазовой отрасли опыт, научно-методическая база и инструментарий создают хорошие предпосылки для эффективного предупреждения и устранения МКД. Задача состоит в том, чтобы обеспечить повсеместное внедрение лучших практик, их адаптацию к конкретным горно-геологическим условиям, постоянное совершенствование на основе новых знаний и технологий. Решение этой задачи — это стратегически важный вклад в будущее нефтегазового комплекса, в его устойчивое и безопасное развитие.

НАПРАВЛЕНИЯ ДАЛЬНЕЙШИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Проведенный анализ подходов к управлению МКД на различных этапах жизненного цикла скважины позволяет наметить

перспективные направления дальнейших исследований и разработок в этой области. Среди них можно выделить следующие:

1. Совершенствование методов проектирования конструкции скважин и выбора материалов крепления с учетом рисков возникновения МКД. Разработка новых типов цемента, облегченных тампонажных растворов, самозалечивающихся композиций, обеспечивающих длительную герметичность заколонного пространства.
2. Создание интеллектуальных систем мониторинга, обеспечивающих непрерывный контроль давления и температуры в режиме реального времени, автоматизированную обработку и интерпретацию данных, выдачу сигналов о нештатных ситуациях. Внедрение оптоволоконных технологий, распределенных систем мониторинга, интегрированных с системами управления целостностью скважин.
3. Развитие методов комплексной диагностики технического состояния скважин, в том числе высокоразрешающих методов ГИС, позволяющих детально оценивать качество цементирования, выявлять и локализовать источники и пути межколонных перетоков.
4. Разработка новых технологий и материалов для ремонтно-изоляционных работ, в частности селективных методов воздействия на источники МКД (установка пакеров, закачка гелеобразующих и самоотверждающихся композиций), обеспечивающих надежную изоляцию без нарушения проницаемости продуктивных интервалов.
5. Совершенствование методов оценки рисков и принятия решений по управлению целостностью скважин с МКД. Разработка количественных критериев допустимости эксплуатации скважин с МКД, алгоритмов оптимизации режимов работы и планирования ремонтных операций на основе экономических и технических факторов.
6. Развитие технологий и материалов для надежной ликвидации скважин, обеспечивающих долговременную изоляцию источников МКД. Совершенствование методов прогнозирования и мониторинга процессов деградации крепи и цементного камня после ликвидации скважин.
7. Разработка организационно-экономических моделей и регуляторных механизмов, обеспечивающих эффективное управление ликвидированным фондом скважин, в том числе бесхозными скважинами, передачу ответственности и финансирование работ в случае ликвидации недропользователя.

8. Обобщение и тиражирование лучших отраслевых практик по предотвращению и устранению МКД, разработка на их основе национальных и корпоративных стандартов, руководств, регламентов, обеспечивающих системный подход и преэминентность решений на всех этапах жизненного цикла скважины. Очевидно, что прогресс в указанных направлениях требует консолидации усилий науки и практики, тесного взаимодействия нефтегазовых и сервисных компаний, исследовательских центров, регулирующих органов, а также международного сотрудничества и обмена опытом. Только такой комплексный

подход позволит существенно повысить эффективность управления МКД и вывести обеспечение целостности скважин на качественно новый уровень. Таким образом, проблематика предупреждения и ликвидации межколонных давлений при всей ее сложности и многогранности открывает широкое поле для дальнейших творческих изысканий. И каждый шаг на этом пути будет способствовать развитию научной мысли, совершенствованию практической деятельности, повышению уровня промышленной и экологической безопасности в нефтегазовой отрасли.

Список литературы

1. Демин Е.В., Хуснутдинов А.Р., Соловьев П.С. Работа с фондом скважин, осложненных межколонными давлениями: эволюция нормативного регулирования и подходы нефтегазодобывающих компаний // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. — 2022. — № 7(2). — С. 60–75.
2. Контроль технического состояния скважин, выполняемый ООО «Газпром недра» [Online]. Available: <https://nedra.gazprom.ru/services/well-logging/integrity-monitoring/>
3. Shadravan A., Alegria A., Castaneda R. Rheological Hierarchy Optimization Improves Fluid Displacement and Well Integrity // 3 World Wide Case Studies // SPE-174773-MS. — 2015. — P. D021S023R001. <https://doi.org/10.2118/174773-MS>
4. Оксиковский Т., Флорес П., Енич Ж. Технология за круглым столом: Цементирование скважин // Rogtechmagazine. — 2017. — № 18. — С. 48–65. [Online]. Available: <https://rogtechmagazine.com//технология-за-круглым-столом-цементи/?lang=ru>
5. Heinold T., Porter D.S., Qasmi U., Taoutaou S. A Step Change in Cementing Mitigating Sustained Casing Pressure // SPE-201469-MS. 2020 Oct 19. — P. D041S055R003. <https://doi.org/10.2118/201469-MS>
6. Børdsen J. Novel Approach to Combat the B-annulus Pressure Build-up Challenge // SPE-177633-MS. — 2015.
7. Kumar A., Sinha M., Ahmed W., Cadena-Lopez G. Proactive Integrity Management of Aging Wells with Sustainable Annulus Pressure // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference; Abu Dhabi. UAE; 2018.
8. Seymour D.A., Oyovwevotu J., Vavasour D., Albores S.O., Casares V., Garcia E.G., Innamorati L.A., Izquierdo G.A., Langrill C.M., Mazzina R.O., Mitchell A.C. Bespoke Casing Design to Reduce ECD and Enable MPD for HPHT Culzean Project in the North Sea // InSPE/IADC Managed Pressure Drilling and Underbalanced Operations Conference and Exhibition // SPE. — 2020 Oct 29. — P. D013S005R001.
9. Howard J.A., Trevisan R., McSpadden A., Glover S. History, Evolution, and Future of Casing Design Theory and Practice // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. — 2021 Sep 15.
10. API Specification 17D, Design and Operation of Subsea Production Systems — Subsea Wellhead and Tree Equipment. Washington, D.C.: American Petroleum Institute, 2011.
11. ИСО 13628-4:2010* «Нефтяная и газовая промышленность. Проектирование и эксплуатация систем подводной добычи. Часть 4. Подводное оборудование устья скважины и устьевого елки» (ISO 13628-4:2010 "Petroleum and natural gas industries — Design and operation of subsea production systems — Part 4: Subsea wellhead and tree equipment").
12. Sultan N. Real-Time Casing Annulus Pressure Monitoring in a Subsea // HPHT Exploration Well, 2008.
13. Blaauw K. Management of well barriers and challenges with regards to obtaining well integrity. Stavanger: University of Stavanger, 2012.
14. Arash Dahi Taleghani, Livio Santos. Wellbore Integrity — From Theory to Practice. Springer, 2023.
15. Zulkipli S.N., Razak M.Z., Johare D. Reinventing Well Integrity And Zonal Isolation In Well Abandonment Through Prudent Subsurface Data Integration And Novel Dual Casings Cement Bond Assessment Technology // InInternational Petroleum Technology Conference. — 2024 Feb 12. — P. D031S107R005.
16. Самовосстанавливающийся цементный камень. https://www.slb.ru/services/cementing/self_healing_cement/
17. Денисов И.В., Губжоков В.В. Отечественная эластичная самовосстанавливающаяся цементная система как метод предупреждения и борьбы с межколонным давлением и межпластовыми перетоками // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. — 2023. — № 8(2). — С. 40–49.
18. Абдырахманов А.Ч. Роль топливно-энергетического сектора Туркменистана в экономике страны // Инновации и инвестиции. — 2019. — № 9. — С. 337–340.
19. Кустышев Д.А. Эксплуатация газопроявляющих скважин в условиях Крайнего Севера // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2015. № 6. — С. 25–29.
20. Dusseault M.B., Gray M.N., Nawrocki P.A. Why oilwells leak: cement behavior and long-term consequences. In SPE International Oil and Gas Conference and Exhibition in China // SPE. — 2000, November. — P. 64733. <https://doi.org/10.2118/64733-MS>
21. Tong K., Zhao J.L., Liu Q., Zhu B., Jin Q., Qu T.T., Liu Q. and Cong S. Analysis and investigation of the leakage failure of a casing used in a shale gas well // Engineering Failure Analysis. — 2022. — № 131. — P. 105891. <https://doi.org/10.1016/j.eng-failanal.2021.105891>
22. Митчелл Р., Лейк Л. Справочник инженера-нефтяника. Т. II / Инжиниринг бурения. — 2014.
23. Ванифатьев В.И., Дудаладов А.К., Терентьев С.В., Стрыхарь А.Ф. Новые технические средства для повышения качества крепления скважин // Бурение и нефть. — 2010. — № 6. — С. 40–43.
24. API RP 90: Annular Casing Pressure Management for Onshore Wells. Washington, D.C.: American Petroleum Institute, 2012. <https://www.api.org/products-and-services/standards/important-standards-announcements/90-1>
25. API RP 90-2: Annular Casing Pressure Management for Offshore Wells. Washington, D.C.: American Petroleum Institute, 2012. <https://www.api.org/products-and-services/standards/important-standards-announcements/90-2>
26. Стандарты США MMS/BOEMRE (Minerals Management Service / Bureau of Ocean Energy Management, Regulation

and Enforcement). <https://www.federalregister.gov/documents/2010/05/04/2010-10291/annular-casing-pressure-management-for-offshore-wells>

27. ISO 16530-2 "Petroleum and natural gas industries — Well integrity — Part 2: Well integrity for the operational phase". <https://www.iso.org/standard/57056.html>
28. OGUK — Ассоциация операторов на шельфе Великобритании. <https://oguk.org.uk/>
29. OLF 117 "Recommended guidelines for well integrity", разработанный ассоциацией Norsk Olje og Gass. <https://www.offshorenorge.no/contentassets/e8f7a98e933b43feb76f823097e2e7b8/117---offshore-norge---recommended-guidelines-well-integrity---rev-6.pdf> [Accessed April 2024].
30. Патракин КВ. Инновационные технологии при ремонте скважин // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. — 2009. — № 3. — С. 4–8.
31. Чабас ЛУ. Технологические и методологические основы предупреждения и ликвидации газовых фонтанов при эксплуатации ремонте скважин: дис. ... д.т.н. по специальности 05.26.03 (пожарная и промышленная безопасность (нефтегазовый комплекс). — Уфа. — 2009.
32. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности (с изменениями на 31 января 2023 года). <http://publication.pravo.gov.ru/document/0001202304170031>
33. Ипатов АИ, Хременецкий МИ. Геофизические методы контроля разработки месторождений нефти и газа. Учебник: М.: изд-во РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012. — 374 с.
34. Примеры внутрискважинной съемки. <https://www.youtube.com/@EVDownholeVideo>
35. Плотников ВЛ, Масленников ВИ, Шулаев ВФ, Зинченко ИА, Калинин АВ, Комаров АЮ, Нунавин ВВ, Поляков ИГ, Истомин АЕ, Павловский БР. Технология высокого разрешения диагностики технического состояния добывающих скважин / Премия ПАО «Газпром» в области науки и техники. <https://www.gazprom.ru/about/strategy/innovation/award/2017/>
36. СТО Газпром 2-2.3-312-2009 «Методика проведения технического диагностирования газовых и газоконденсатных скважин газодобывающих предприятий ОАО «Газпром».
37. Ишбаев ГТ, Бикинбаев РА. Технология РИП-отсечение межпластовых перетоков по стволу скважин // Бурение и нефть. — 2010. — № 12. — С. 22–25.
38. Amanov B, Aidoo A, Khouzin A, Lommers C, Viti M, Valiakhetmetov R. Effective application of combination technologies and processes for successful SCP well abandonment / InSPE Annual Caspian Technical Conference // SPE-188979-MS. — 2017 Nov 1. — P. D013S001R001. <https://doi.org/10.2118/188979-MS>
39. Wellcem, Case Study: P&A a well with collapsed/parted tubing and low reservoir pressure using ThermaSet sealant. [B Интернете]. Available: <https://www.wellcem.com/> [Accessed April 2024].
40. Пономаренко ДВ, Белоусов ГА, Журавлев СВ. О надежности ликвидации скважин, выполнивших свое назначение // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. — 2012. — № 4. — С. 16–19.

References

1. Demin EV., Khusnutdinov A.R. and Solov'yev P.S., Working with a well stock complicated by annular pressures: evolution of regulatory framework and approaches of oil and gas companies // *PRONEFT. Professionally about oil*, 2022, no. 7(2), pp. 60–75.
2. Gazprom nedra LLC, n.d. Well technical condition monitoring performed by Gazprom nedra LLC. [online] Available at: <https://nedra.gazprom.ru/services/well-logging/integrity-monitoring/> [Accessed April 2024].
3. Shadravan A., Alegria A. and Castanedo R., 2015. Rheological Hierarchy Optimization Improves Fluid Displacement and Well Integrity: 3 World Wide Case Studies // *SPE-174773-MS*.
4. Oksyukovsky T., Flores P. and Ekic Z., Technology at the Round Table: Well Cementing // *Rogtechmagazine*, 2017, no. 18, pp. 48–65. [online] Available at: <https://rogtechmagazine.com/технология-за-круглым-столом-цементи/?lang=ru> [Accessed April 2024].
5. Heinold T., Porter D.S., Qasmi U. and Taoutaou S., A Step Change in Cementing Mitigating Sustained Casing Pressure // *SPE-201469-MS*, 2020.
6. Børdson J., Novel Approach to Combat the B-annulus Pressure Build-up Challenge // *SPE-177633-MS*, 2015.
7. Kumar A., Sinha M., Ahmed W. and Cadena-Lopez G. Proactive Integrity Management of Aging Wells with Sustainable Annulus Pressure / Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference // *UAE*, 2018.
8. Seymour D.A., Oyovwevotu J., Vavasseur D., Albores S.O., Casares V., Garcia E.G., Innamorati L.A., Izquierdo G.A., Langrill C.M., Mazzina R.O. and Mitchell A.C. Bespoke Casing Design to Reduce ECD and Enable MPD for HPHT Culzean Project in the North Sea // *SPE/IADC Managed Pressure Drilling and Underbalanced Operations Conference and Exhibition*, 2020.
9. Howard J.A., Trevisan R., McSpadden A. and Glover S. History, Evolution, and Future of Casing Design Theory and Practice // *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 2021.
10. API Specification 17D, Design and Operation of Subsea Production Systems — Subsea Wellhead and Tree Equipment. Washington, D.C.: American Petroleum Institute, 2011.
11. ISO 13628-4:2010 Petroleum and natural gas industries — Design and operation of subsea production systems — Part 4: Subsea wellhead and tree equipment. Geneva: International Organization for Standardization, 2010.
12. Sultan N. Real-Time Casing Annulus Pressure Monitoring in a Subsea HPHT // *Exploration Well*. 2008.
13. Blaauw K. Management of well barriers and challenges with regards to obtaining well integrity. Master's thesis. Stavanger: University of Stavanger, 2012.
14. Dahi Taleghani A. and Santos L. *Wellbore Integrity: From Theory to Practice*. Springer, 2023.
15. Zulkipli S.N., Razak M.Z. and Johare D. Reinventing Well Integrity And Zonal Isolation In Well Abandonment Through Prudent Subsurface Data Integration And Novel Dual Casings Cement Bond Assessment Technology // *International Petroleum Technology Conference*, 2024, Feb 12, p. D031S107R005.
16. Schlumberger, n.d. Self-Healing Cement. [online] Available at: https://www.slb.ru/services/cementing/self_healing_cement/ [Accessed April 2024].
17. Denisov IV. and Gubzhokov V.B. Domestic elastic self-healing cement system as a method of prevention and control of annular pressure and cross-flows // *PRONEFT. Professionally about oil*, 2023, no. 8(2), pp. 40–49.
18. Abdyrakhmanov A.Ch. The role of the fuel and energy sector of Turkmenistan in the country's economy // *Innovations and investments*, 2019, no. 9, pp. 337–340.
19. Kustyshev D.A. Operation of gas-showing wells in the Far North conditions. News of higher educational institutions // *Oil and gas*, 2015, no. 6, pp. 25–29.
20. Dusseault M.B., Gray M.N. and Nawrocki P.A. Why oilwells leak: cement behavior and long-term consequences / SPE International Oil and Gas Conference and Exhibition in China // *SPE-64733-MS*, 2000.
21. Tong K., Zhao J.L., Liu Q., Zhu B., Jin Q., Qu T.T., Liu Q. and Cong S. Analysis and investigation of the leakage failure of a casing used in a shale gas well // *Engineering Failure Analysis*, 2022, no. 131, p. 105891.
22. Mitchell R. and Lake L. *Petroleum Engineering Handbook. Vol. II: Drilling Engineering*. 2014.

23. Vanifatyev V.I., Dudaladov A.K., Terentyev S.V. and Strykhar A.F. New technical means to improve the quality of well casing // *Drilling and oil*, 2010, no. 6, pp. 40–43.
24. API RP 90-1: Annular Casing Pressure Management for Onshore Wells. Washington, D.C.: American Petroleum Institute, 2012.
25. API RP 90-2: Annular Casing Pressure Management for Offshore Wells. Washington, D.C.: American Petroleum Institute, 2012.
26. MMS/BOEMRE, 2010. Annular Casing Pressure Management for Offshore Wells. Federal Register. [online] Available at: <https://www.federalregister.gov/documents/2010/05/04/2010-10291/annular-casing-pressure-management-for-offshore-wells> [Accessed April 2024].
27. ISO 16530-2 "Petroleum and natural gas industries — Well integrity — Part 2: Well integrity for the operational phase. Geneva: International Organization for Standardization.
28. Oil & Gas UK, n.d. [online]. Available at: <https://oguk.org.uk/> [Accessed April 2024].
29. Norsk Olje og Gass, n.d. OLF 117 "Recommended guidelines for well integrity" [online] Available at: <https://www.offshoreenorge.no/contentassets/e8f7a98e933b43feb76f823097e2e7b8/117---offshore-norge---recommended-guidelines-well-integrity---rev-6.pdf> [Accessed April 2024].
30. Patranin K.V. Innovative technologies in well repair // *Bulletin of the Association of Drilling Contractors*, 2009, no. 3, pp. 4–8.
31. Chabae L.U. *Technological and methodological foundations for the prevention and elimination of gas fountains during well operation and repair*. Doctoral dissertation. Ufa State Petroleum Technological University, 2009.
32. Federal Service for Environmental, Technological and Nuclear Supervision, 2023. Safety rules in the oil and gas industry (as amended on January 31, 2023). [online] Available at: <http://publication.pravo.gov.ru/document/0001202304170031> [Accessed April 2024].
33. Ipatov A.I. and Kremenetsky M.I. *Geophysical methods for monitoring the development of oil and gas fields*. Moscow: Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2012.
34. EV, n.d. Examples of downhole video [online] Available at: <https://www.evcam.com/> [Accessed April 2024].
35. Plotnikov V.L., Maslennikov V.I., Shulaev V.F., Zinchenko I.A., Kalinkin A.V., Komarov A.Yu. Kunavin V.V., Polyakov I.G., Istomin A.E. and Pavlovsky B.R. High-resolution technology for diagnosing the technical condition of producing wells // *Gazprom PJSC Prize in the field of science and technology*, 2017. [online] Available at: <https://www.gazprom.ru/about/strategy/innovation/award/2017/> [Accessed April 2024].
36. STO Gazprom 2-2.3-312-2009 "Methodology for conducting technical diagnostics of gas and gas condensate wells of gas production enterprises of Gazprom OJSC".
37. Ishbaev G.G. and Bikinyaev R.A. RIR technology — cut-off of cross-flows along the wellbore // *Drilling and oil*, 2010, no. 12, pp. 22–25.
38. Amanov B., Aidoo A., Khouzain A., Lommers C., Viti M. and Valiakhmetov R. Effective application of combination technologies and processes for successful SCP well abandonment // *SPE Annual Caspian Technical Conference*, 2017, SPE-188979-MS.
39. Wellcem, n.d. Case Study: P&A a well with collapsed/parted tubing and low reservoir pressure using ThermaSet sealant. [online] Available at: <https://www.wellcem.com/> [Accessed April 2024].
40. Ponomarenko D.V., Belousov G.A. and Zhuravlev S.V. On the reliability of liquidation of wells that have fulfilled their purpose // *Construction of oil and gas wells on land and at sea*, 2012, no. 4, pp. 16–19.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Е.В. Демин — сбор данных, анализ материалов, написание статьи

А.Р. Хуснутдинов — сбор данных, анализ материалов, написание статьи

П.С. Соловьев — сбор данных, анализ материалов, написание статьи

Eugene V. Demin — data collection, analysis of materials, writing an article

Artur R. Khusnutdinov — data collection, analysis of materials, writing an article

Pavel S. Solovjov — data collection, analysis of materials, writing an article

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Евгений Викторович Демин* — главный специалист Группы компаний «Газпром нефть». 190000, Россия, г. Санкт-Петербург, ул. Почтамтская, д. 3–5. e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Артур Ренисович Хуснутдинов — главный специалист Группы компаний «Газпром нефть»

Павел Сергеевич Соловьев — международный эксперт

Eugene V. Demin* — Chief specialist, Gazprom нефт company group 3–5, Pochtamtskaya str., 190000, Saint Petersburg, Russia. e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Artur R. Khusnutdinov — Chief specialist, Gazprom нефт company group

Pavel S. Solovjov — International expert

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author