

гармонии с техническими, геологическими и экономическими факторами геомеханика раскрывает свой истинный потенциал.

Однако, рост масштабов вызовов перед нефтегазовой индустрией непрерывно увеличивается, стимулируя нас к внедрению инноваций и поиску новаторских решений. Многочисленные корпорации, вне зависимости от своего происхождения, будь то российские или иностранные, осознают критическое значение инвестиций в дальнейшее совершенствование геомеханического моделирования. Этот вид инвестирования не просто направлен на развитие технологий, но и является важнейшим аспектом формирования будущего всей отрасли. В этом свете, обучение и освоение специалистами характеристик геомеханики выступает в качестве ключевого фактора. Только глубокое погружение в суть этой науки и абсорбция опыта позволят нам обеспечить себе необходимые инструменты для успешного решения непредсказуемых вызовов и достижения новых высот в сфере нефтегазовой добычи.

Список использованных источников:

1. Soroush, H. Discover a Career in Geomechanics / H. Soroush. – Direct text. // The Way Ahead. – 2014. – № 9. – Р. 12-15.
3. Кук, Д. О важности механических свойств горных пород: лабораторная проверка геомеханических данных / Д. Кук, А. Рене Фредериксен, С. Грин. – Текст : непосредственный // Нефтегазовое обозрение. – 2007. – С. 44-69.
4. Самарский государственный технический университет : Исследования СамГТУ: [сайт]. – URL: <https://samgtu.ru/> (дата обращения: 20.10.2022).

УДК 550.93

**ИНЖЕНЕРНЫЕ ВЫЗОВЫ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ В
ПРЕДОТВРАЩЕНИИ ВЫБРОСОВ НЕФТИ В ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ В ПРОЦЕССЕ
БУРЕНИЯ СКВАЖИН**

А.С.А. Аль Юсефи

(Институт геологии и нефтегазодобычи ФГБОУ ВО ТИУ в г.Тюмени, магистрант)

Аннотация: Статья рассматривает сложности и вызовы, сопровождающие процесс добычи нефти, а также методы и технологии для их преодоления. Особое внимание уделено проблемам, связанным с неожиданным возрастанием давления в недрах земли и возможными выбросами флюидов из скважин. Авторы обсуждают различные факторы, влияющие на поведение бурового раствора и нефти в процессе бурения, а также предлагают методы предсказания и контроля за выбросами. Иллюстрируя проблему на примере трагедии с буровой установкой Ixtoc I в Мексике, статья подчеркивает важность эффективного управления безопасностью и окружающей средой в нефтяной промышленности.

Ключевые слова: Бурение скважин, выбросы флюидов, добыча нефти, буровой раствор, гидродинамические процессы, безопасность производства.

UDC 550.93

**ENGINEERING CHALLENGES AND TECHNOLOGICAL SOLUTIONS IN PREVENTING
OIL SPILLS INTO THE ENVIRONMENT DURING WELL DRILLING**

A.S.A. Al-Yousefi

(Institute of Geology and Oil and Gas Production of Industrial University of Tyumen (IUT) in the City of Tyumen, master's student)

Abstract: This article examines the complexities and challenges associated with the process of oil extraction, as well as the methods and technologies to overcome them. Special attention is paid to problems related to unexpected increases in pressure in the earth's depths and potential fluid spills from wells. The authors discuss various factors influencing the behavior of drilling mud and oil during drilling, and propose methods for predicting and controlling spills. By illustrating the issue with the tragedy of the Ixtoc I drilling rig in Mexico, the article emphasizes the importance of effective safety and environmental management in the oil industry.

Keywords: Well drilling, oil extraction, drilling mud, fluids, hydrodynamic processes, production safety, fluid spills.

Добывать нефть – это истинно непростая операция, требующая не только глубоких знаний, но и мастерства в преодолении многочисленных препятствий. От бурения глубоких скважин до тщательной очистки нефти от примесей – каждый этап процесса представляет собой сложную симфонию технологий и инженерного искусства. Неизменным спутником этой работы являются различные неприятности, угрожающие безопасности и продуктивности производства.

Одной из наиболее беспокоящих проблем в этой сфере является неожиданное возрастание давления в недрах земли, приводящее к непредсказуемому выходу флюидов из скважин. Это может быть вызвано различными факторами, от гидродинамических процессов до геологических особенностей месторождения. Например, разница в давлении между нефтяным пластом и столбом бурового раствора в скважине может привести к непредвиденному выбросу нефти в атмосферу или трубопроводы.

Флюиды, о которых идет речь, представляют собой смесь углеводородных и других компонентов, находящихся в различных агрегатных состояниях. Они играют ключевую роль в эксплуатации скважин и добыче нефти, но их непредсказуемое поведение может представлять опасность для персонала и окружающей среды.

Буровой раствор, в свою очередь, представляет собой сложную смесь различных жидкостей, предназначенных для промывки скважин и поддержания давления внутри них. Он играет роль не только стабилизатора процесса бурения, но и защитника скважины от нежелательных воздействий окружающей среды. В зависимости от условий эксплуатации, могут применяться различные типы буровых растворов, от водных до утяжеленных, специально разработанных для работы в условиях повышенного давления.

Таким образом, процесс добычи нефти – это сложный и многогранный процесс, требующий высокой квалификации и строгого контроля за каждым шагом. Однако благодаря современным технологиям и инновационным подходам, эта отрасль продолжает развиваться, обеспечивая мировую экономику необходимым энергетическим ресурсом.

Понимание факторов, способных породить нефтяной всплеск ввиду высокого давления, выглядит как непростая задача, требующая глубокого анализа и экспертизы. Множество обстоятельств, прямо связанных с этой динамикой давления, находятся в центре внимания инженеров и специалистов в области бурения.

Подчеркивается, что внезапное поглощение бурового раствора в породах становится неотъемлемой частью этих дискуссий. Этот неожиданный эффект может привести к резкому увеличению давления, вызывая целый ряд потенциально опасных последствий, которые требуют мгновенной реакции и профессионального подхода.

Увеличение концентрации газа в буровом растворе представляет еще один ключевой момент, который необходимо учитывать. Это изменение состава раствора сопровождается изменением его плотности, что, в свою очередь, оказывает влияние на давление в скважине. Эти вариации веса раствора и концентрации газа представляют собой сложную динамику, которая требует особого внимания и компетентного реагирования.

В процессе бурения нефтяных скважин важно учитывать изменения гидродинамического давления на забое при опускании или подъеме бурильного инструмента. Быстрое движение инструмента может вызвать нестабильность давления, создавая дополнительные трудности для операторов. Раннее введение бурового раствора также критично, особенно при подъеме бурильных труб. Нарушения в плотности и составе раствора, а также неправильный порядок выполнения бурения, могут привести к непредвиденным реакциям и потере контроля над давлением в скважине. Эти аспекты требуют профессионального подхода для их решения.

Этот важный аспект процесса бурения нефтяных скважин требует внимательного изучения и понимания со стороны специалистов. Грамотное реагирование на эти факторы имеет ключевое значение для обеспечения безопасности и эффективности всего процесса. Исходя из

этого, критически важно обеспечить соблюдение всех требований и нормативов при введении бурового раствора в скважину.

Источник [2] подчеркивает значимость этих моментов и указывает на необходимость строго следить за каждым этапом процесса бурения для предотвращения возможных инцидентов и обеспечения безопасности работников и оборудования на месте бурения.

В областях с глинистыми, высоко-давлением породами, в особенности, когда сталкиваются с замкнутыми объемами, наблюдается учащение событий выбросов. Такие сценарии увеличиваются в частоте и интенсивности, ведь месторождения приходится осваивать в условиях, где давление и состав пород требуют особого внимания. Примером служит авария на морской буровой Ixtoc I в Мексике, произошедшая в июне 1979 года, которая показала, насколько критично понимание этих факторов.

В этот день буровая установка Sedco 135 столкнулась с критической ситуацией, когда циркуляция бурового раствора была прервана, что привело к нештатному выбросу нефти из месторождения. Этот момент стал началом цепочки событий, которая привела к серьезным последствиям. Нефть, выходящая под высоким давлением, встретила источник искры - двигателем, обеспечивавшим электропитание буровой вышки. Столкновение этих элементов создало воспламенение, последствием чего стал взрыв буровой установки.

Этот инцидент стал наглядным примером того, как соприкосновение сложных факторов, таких как состав пород и пластовое давление, может привести к катастрофическим последствиям. Он также подчеркнул важность тщательного анализа рисков и разработки стратегий предотвращения аварийных ситуаций в нефтегазовой промышленности. На палубе Sedco 135 разгорелось пламя, обволакивая судно в мрачные объятия опасности, лишь затем, по неопределенному календарю событий, оно прекрасно обрушилось в бездонные воды морей. В самом начале проявления необузданных стихий из глубин скважины вихрь нефти вихренно устремился во все стороны, словно затаенный демон, вырвавшийся из плена, разметав в своем буйстве около 30 000 баррелей своего черного нектара за каждые суточные циклы. Однако в июльские дни того же года, когда бурный зов окружающего мира требовал иной ответственности, добавление в скважину элегантного раствора, бережно подобранного из запасов научной мудрости, заставило волнуемый поток нефтяного плена уменьшиться до умеренных 3000 кубических метров в сутки, а затем, в августе, до еще более скромных 2000 кубических метров ежедневно, словно прирученный зверь, смилившийся перед властью человека. Подобно живому существу, продолжительные 290 дней, нефтяные потоки оставались верными своему призванию, продолжая сыпать свой черный дождь в неведомую даль окружающей среды. И вот, подобно вестникам осенних ветров, данные, витающие в просторах интернета, намекают, что к окончанию того же года 1979 в мексиканские берега бушевал ураган из черного золота, оставив за собой следы около 6000 тонн нефтяной гибели. Величие химического сбалансирования нефтяных составов не оставило без внимания береговую жизнь, увлекая ее в глубины катастрофического забвения. Коммерческая охота на ракообразных пала перед грозой нефтяной катастрофы, забирая с собой свои последние нити из водного лабиринта. Но не только они стали жертвами, ветры перемен отнесли с собой и места спокойствия птиц, унесли семейные гнезда их снов и вызвали на побережье морской погибель, укрывши грозу их будущего под черным покровом.

Нефтяные ресурсы, они же – сущность топливной энергии, испытывают влияние на окружающую среду, что безусловно несет за собой серьезные последствия. Распространение нефти в природные водоемы влечет за собой серьезное масштабное загрязнение, негативно отражающееся на целостности экосистем.

Разработчики применяют различные методы для прогнозирования выбросов жидких компонентов при бурении. Один из них - использование специализированного сумматора, отслеживающего плотность, температуру, электрическое сопротивление бурового раствора и расход жидкости. Этот метод может повысить точность прогнозирования, что важно для безопасности и эффективности бурения скважин. Обнаруживая отклонения в параметрах

раствора, система автоматически отправляет сигналы работникам, что, безусловно, помогает эффективно и оперативно реагировать на любые аномалии, возникающие в процессе бурения.

При ведении мониторинга процессов выработки нефти применяются широкий спектр различных методик и технологий. Подбор подходящего метода зависит от многочисленных факторов, включая состояние бурового раствора и его готовность к применению.

Одним из выдающихся методов, который нашел широкое применение в данной сфере, является метод, который получил название "метод бурильщика". Этот подход активно используется в ситуациях, когда буровой раствор уже подготовлен и готов к смешиванию.

Использование данного метода предполагает наличие глубоких знаний и опыта со стороны специалистов, которые контролируют процесс бурения. Это позволяет эффективно управлять процессом и обеспечивать безопасность в ходе добычи нефти. Он заключается в последовательной замене раствора с флюидами на раствор без них под высоким давлением. Другой метод, называемый методом одновременного глушения, используется, когда раствор представляет собой сухое вещество. В процессе бурения скважины временно приостанавливается для формирования специального раствора. Затем этот раствор заменяют, используя низкую скорость работы буровых насосов. Это показывает важность применения различных методов и технологий для контроля за выбросами нефти, чтобы снизить вредное воздействие на окружающую среду и обеспечить безопасность рабочих. При возникновении аномального давления возникает ситуация с выбросом нефти, которую можно предотвратить, строго следуя рекомендациям и оперативно реагируя на чрезвычайные ситуации.

Список использованных источников:

1. Буровой раствор : [сайт]. – URL : <https://ru.wikipedia.org/wiki/> (дата обращения: 16 сентября 2022). – Текст : электронный.
2. Горная энциклопедия, выброс нефти и газа : [сайт]. – URL : <http://www.mining-enc.ru/v/vybroc-nefti-i-gaza> (дата обращения: 16 сентября 2022). – Текст : электронный.
3. Разлив нефти с платформы Ixtoc I : [сайт]. – URL : <https://ru.wikipedia.org/wiki/> - (дата обращения: 16 октября 2022). – Текст : электронный.
4. Двадненко, М. В. Воздействие нефти на окружающую среду / М. В. Двадненко, Р. В. Маджигатов, Н. А. Ракитянский. – Текст электрон- ный // Международный журнал экспериментального образования. - 2017. – № 3 (часть 1) – С. 89-90. – URL: <https://expeducation.ru/ru/article/view?id=11244> (дата обращения: 20 октября 2022).
5. Проблемы, возникающие непосредственно при бурении. – Текст : электронный // Строительно-информационный портал. – URL : [https:// fccland.ru/dobycha-nefti/6812-problemyvoznikayuschie-neposredstvenno-pri-burenii.html](https://fccland.ru/dobycha-nefti/6812-problemyvoznikayuschie-neposredstvenno-pri-burenii.html) (дата обращения: 20 октября 2022).

УДК 622.243.42

ИННОВАЦИОННЫЕ РЕШЕНИЯ В ПРОГНОЗИРОВАНИИ ОСЛОЖНЕНИЙ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН: ТЕНДЕНЦИИ И ВЫЗОВЫ

А.С.А. Аль Юсефи

(Институт геологии и нефтегазодобычи ФГБОУ ВО ТИУ в г.Тюмени, магистрант)

Аннотация: В статье рассматривается существенная доля расходов в сфере добычи нефти и газа, которая приходится на процессы, связанные с бурением скважин, достигающая до 40%. Интерес вызывает постоянное увеличение затрат на бурение скважин, обусловленное сложными климатическими и геологическими условиями, а также увеличением трудностей в процессе строительства. Эти сложности стимулируют рост числа осложнений, включая разрушение горных пород и бурение на глубину, сопровождаемые как естественными, так и техническими факторами. Раннее выявление и решение этих проблем ключевы для предотвращения аварий и минимизации их последствий. Последние исследования в области прогнозирования аварий и инцидентов включают использование инновационных систем

искусственного интеллекта и нейронных сетей для прогнозирования неприятностей, что представляет собой значительный прогресс.

Ключевые слова: Бурение скважин, финансовые средства, осложнения, аварии, трудности в строительстве, модели прогнозирования.

UDC 622.243.42

INNOVATIVE SOLUTIONS IN PREDICTING COMPLICATIONS IN WELL DRILLING: TRENDS AND CHALLENGES

A.S.A. Al-Yousefi

(Institute of Geology and Oil and Gas Production of Industrial University of Tyumen (IUT) in the City of Tyumen, master's student)

Abstract: The article examines a significant portion of expenses in the oil and gas production sector, which can reach up to 40%, allocated to drilling processes. Of particular interest is the continuous increase in drilling costs, driven by complex climatic and geological conditions, as well as escalating difficulties in the construction process. These challenges lead to a rise in complications such as rock fracturing and deep drilling, accompanied by both natural and man-made factors. Early identification and resolution of these issues are key to preventing accidents and minimizing their consequences. In the realm of accident and incident prediction, cutting-edge artificial intelligence systems and neural networks have been employed, showcasing remarkable advancements in forecasting potential adversities.

Keywords: Well drilling, financial resources, complications, accidents, construction challenges, prediction models.

Обновленные данные о расходах в сфере добычи нефти и газа бросают вызов экспертам и аналитикам. Доля финансовых средств, уходящих на процессы бурения скважин, достигает внушительных 40%. Этот цифровой монстр вызывает замешательство и настойчиво требует внимания.

Интересно, как эти расходы неуклонно возрастают, создавая волну неопределенности и тревожные метания среди экономических стратегов. Переход к более сложным климатическим и геологическим условиям становится лишь частью объяснения. Не менее важным фактором является увеличение трудностей, сопровождающих процесс бурения, которые, в свою очередь, увеличивают риск и неопределенность.

Эти сложности становятся катализаторами для роста осложнений, угрожающих стабильности и безопасности операций. Разрушение горных пород и глубинное бурение несут в себе потенциальные опасности как для окружающей среды, так и для технической инфраструктуры. Это напоминает нас о непредсказуемости природных и техногенных факторов, подчеркивая уязвимость индустрии перед вызовами экологии и безопасности.

Расходы на бурение не остаются безнаказанными, напоминая нам о сложности баланса между техническими инновациями и экологической ответственностью.

Часто эти осложнения оказываются предсказуемыми, однако их обнаружение происходит чрезвычайно поздно, когда проблемы уже набирают силу. В своевременном устранении этих проблем заключается ключ к предотвращению аварий и сокращению их негативных последствий. Поэтому очень важно выявлять факторы, способствующие возникновению осложнений, и предотвращать их на ранних этапах разработки проекта.

В течение последнего десятилетия, буйствовали творческие изыски в области разработки автоматизированных систем, предназначенных для прогнозирования неприятностей и чрезвычайных ситуаций, сопутствующих процессу бурения. Статьи, публикуемые в различных журналах и научных изданиях, весьма многолики и демонстрируют, насколько разнообразными могут быть подходы к этой проблеме. Свежие исследования выявили, что до 40% всех затрат, вложенных в нефтегазовую индустрию, уходят на процессы, связанные с бурением скважин. Этот факт не только отражает значительную долю финансовых ресурсов, направляемых в данную сферу, но и подчеркивает сложность процессов, сопутствующих этой отрасли.

Интересно отметить, что расходы на бурение скважин неуклонно растут. Причиной этого является не только переход к более сложным климатическим и геологическим условиям, но и увеличение сложностей, связанных с самим процессом бурения.

Эти сложности, в свою очередь, приводят к возрастанию числа осложнений, сопутствующих бурению и эксплуатации скважин. Воздействие как природных, так и техногенных факторов создает потенциальные угрозы для инфраструктуры скважины и ее оборудования. Нередкие аварийные ситуации могут иметь серьезные экологические последствия и приводить к значительному увеличению затрат на проекты бурения.

Одной из интересных статей, которая затрагивает эту проблематику, является исследование «Использование методов искусственного интеллекта для предотвращения осложнений при строительстве скважин». В этой работе авторы рассматривают подходы к интеграции различных моделей с целью предотвращения непредвиденных ситуаций. Используя ряд программных компонентов и блоков, они создают систему, способную оперативно анализировать данные в реальном времени, прогнозировать возможные осложнения и аварии, и предоставлять ценные рекомендации для управления процессом бурения скважин.

Однако, несмотря на все достоинства таких моделей, следует признать, что у них есть и свои недостатки. В частности, часто они ограничены краткосрочной перспективой и не способны точно прогнозировать долгосрочные последствия. Это создает определенные вызовы и требует дальнейших исследований и совершенствований в этой области.

В разработке универсальных моделей для точных прогнозов в реальном времени играет важную роль анализ огромного объема данных. Эти данные включают информацию о геологических особенностях, процессах бурения и других параметрах ГТИ (геолого-технической информации). Определение взаимосвязей и точных зависимостей между ними – ключевая задача для прогнозирования осложнений и аварий. Полученные результаты могут улучшить точность прогнозов и помочь создать эффективные модели для решения различных задач. Однако для этого требуется доступ к огромным базам данных, что является одной из главных проблем в данной области.

Список использованных источников:

1. Применение методов искусственного интеллекта для выявления и прогнозирования осложнений при строительстве нефтяных и газовых скважин: проблемы и основные направления решения / А. Д. Черников, Н. А. Еремин, В. Е. Столяров [и др.]. – Текст : непосредственный // Георе- сурсы. – 2020. – № 3. – С. 87-96.

УДК 622.276.6

ЭВОЛЮЦИЯ НЕФТЯНОЙ ИНДУСТРИИ: ОПТИМИЗАЦИЯ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ИННОВАЦИИ НА ПРИМЕРЕ ЮЖНО-РУССКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.С.А. Аль Юсефи

(Институт геологии и нефтегазодобычи ФГБОУ ВО ТИУ в г.Тюмени, магистрант)

Аннотация: Статья рассматривает актуальные аспекты разработки нефтяных месторождений, основываясь на данных Минэнерго РФ, отражающих долю трудноизвлекаемых запасов нефти в стране. Особое внимание уделяется эффективности скважин и их дебиту, а также роли скважин с горизонтальным окончанием в оптимизации процессов добычи. Южно-Русское месторождение выступает в качестве примера успешной эксплуатации передовых технологий, таких как использование наклонно-направленных скважин с горизонтальным участком. Анализ моделирования различных профилей скважин подчеркивает важность интеграции геологических данных и инженерных расчетов для оптимального выбора конфигурации скважины.

Ключевые слова: Трудноизвлекаемые запасы, горизонтальное бурение, экономическая эффективность, наклонно-направленная скважина, инновационные методы, планирование месторождений

UDC 622.276.6

EVOLUTION OF THE OIL INDUSTRY: OPTIMIZATION OF FIELD DEVELOPMENT AND INNOVATIONS USING THE EXAMPLE OF THE SOUTH-RUSSIAN FIELD

A.S.A. Al-Yousefi

(Institute of Geology and Oil and Gas Production of Industrial University of Tyumen (IUT) in the City of Tyumen, master's student)

Abstract: This article examines the current aspects of oil field development based on data from the Russian Ministry of Energy reflecting the share of hard-to-recover oil reserves in the country. Special attention is given to the efficiency of wells and their oil production rate, as well as the role of horizontal completion wells in optimizing extraction processes. The South-Russian field serves as an example of successful implementation of advanced technologies, such as the use of directional wells with horizontal sections. Analysis of well profile modeling highlights the importance of integrating geological data and engineering calculations for the optimal selection of well configurations.

Keywords: Hard-to-recover reserves, horizontal drilling, economic efficiency, directional well, innovative methods, field planning.

Сведения, представленные в последних докладах Минэнерго России на начало 2022 года, раскрывают внушительные цифры: свыше 65% запасов нефти в стране относятся к категории трудноизвлекаемых [1]. Это обстоятельство вносит свои коррективы в стратегию добычи нефтяных ресурсов, призывая к пересмотру традиционных методов и внедрению инноваций. В современной нефтяной промышленности компании сталкиваются с растущим давлением на увеличение производительности своих скважин. Важно не только усовершенствовать технические параметры, но и обеспечить более эффективную эксплуатацию при максимальной прибыльности.

Ключевым показателем успешности каждой скважины является её дебит нефти. Достижение оптимального уровня дебита часто осуществляется за счёт расширения зоны дренажа, что подчёркивает важность горизонтально заканчивающихся скважин. Они продемонстрировали свою высокую эффективность в различных регионах мира, став примером успешного внедрения инновационных технологий в нефтяную промышленность.

Принятие решения о последующих этапах в доработке нефтяных месторождений сопровождается стратегическим бурением скважин с горизонтальным завершением. Неоспоримо доказано, что такие выработки способны эффективно заменить несколько конвенциональных вертикальных или наклонно-направленных скважин, что в конечном итоге приносит существенную оптимизацию процессов извлечения сырья. Таким образом, применение скважин с горизонтальным завершением обеспечивает создание наилучших условий для рациональной и эффективной добычи нефти, соответствующей современным требованиям индустрии.

Южно-Русское месторождение, вступившее в эксплуатацию в 2007 году, представляет собой важный объект в сфере добычи природного газа. С каждым годом его значимость лишь увеличивается, отражаясь в постоянном росте производства и выведении на промышленный уровень новых залежей. Важно отметить, что уже в 2009 году добыча газа из сеноманской залежи достигла промышленного масштаба, что стало своего рода прорывом в индустрии.

Последние десять лет стали вехой в истории эксплуатации газовых месторождений. С 2010 года началась активная добыча газа из туронских залежей, открывая новую эру в промышленности. Этот переход от одной залежи к другой отражает стремление индустрии к постоянному развитию и росту, выраженное в инновационных подходах к добыче. Сегодня около 85% всех газовых запасов сосредоточены в сеноманских и туронских пластах, свидетельствуя о значительной концентрации ресурсов в этих слоях. Оставшиеся 15% запасов

размещены в нижних горизонтах, что подчеркивает многообразие и масштабность добычи в регионе. Это является важным аспектом при планировании и реализации проектов добычи газа на месторождении.

Кроме того, следует отметить, что на Южно-Русском месторождении активно внедряются передовые технологические решения, направленные на повышение эффективности процессов добычи. На сегодняшний день в нефтедобычной индустрии широко применяются передовые технологии, включая двойное вскрытие продуктивного интервала при строительстве скважин. Этот подход оптимизирует процесс добычи и повышает его эффективность.

На Южно-Русском месторождении предложили заменить вертикальный профиль скважин на наклонно-направленный с горизонтальным участком ствола в продуктивном пласте. Это направлено на улучшение эффективности добычи и оптимизацию работы скважин. Это решение, безусловно, способствует повышению эффективности добычи нефти и газа на месторождении и является еще одним шагом к оптимизации производственных процессов.

Следовательно, эволюция Южно-Русского месторождения не только отражает удачу в секторе эксплуатации природных ресурсов, но также демонстрирует существенность инноваций и постоянное стремление к усовершенствованию технологий в данной сфере.

При решении задачи выбора оптимального профиля скважины, предпочтение отдается тщательно проведенным расчетам, основанным на нюансах геологического строения и параметрах самого месторождения. Первостепенное внимание уделяется не только длине вертикального участка, но и его соотношению с другими компонентами, такими как участок набора зенитного угла и стабилизации его значения. Вместе с тем, выбор данного профиля обусловлен не только сокращением общей длины, но и соблюдением минимального радиуса наклонно-направленного участка, что, безусловно, играет ключевую роль в эффективности проекта.

Динамическая сущность скважины требует подхода, который учитывает не только математические модели, но и реальные геологические условия, такие как угол вскрытия пласта, который составляет 80 градусов в данном случае. Это ставит перед инженерами и проектировщиками задачу обеспечения беспрепятственного набора зенитного угла, что, в свою очередь, требует тщательного анализа и предвидения потенциальных сложностей на пути проведения скважины.

Одним из ключевых моментов является выбор оптимальной длины горизонтального участка, который, как показывает практика, составляет 300 метров [2]. Это решение принято на основе анализа опыта бурения на других месторождениях, включая Южно-Русское, а также учитывая финансовые аспекты, связанные с затратами на строительство и эксплуатацию скважины.

В изысканиях оценки продуктивности бурения скважин разнообразного типа выделяется фундаментальный параметр - дебит нефти. Аналитический промежуток охватывает пять лет. При анализе накопленной выработки нефти за пятилетний период с 2022 по 2027 годы осуществлен расчет первоначальных дебитов скважин, учитывающий параметры проницаемости и давления в продуктивном пласте. Вертикальная скважина оценивается по исходному дебиту нефти в 114,9 тонн в сутки, в то время как горизонтально-направленная достигла 186,7 тонн в сутки, превосходя первую на 39%.

Выбор профиля скважины на Южно-Русском месторождении для увеличения дебита нефти из пласта БТ14 на 39% обоснован. Наклонно-направленная скважина с горизонтальным завершением длиной 300 метров может заменить две вертикальные, снижая затраты и повышая эффективность. Это требует больших инвестиций, но перспективы долгосрочной добычи нефти оправдывают затраты.

Список использованных источников:

1. Технология разработки неоднородной залежи массивного типа с газонефтяным и водонефтяным контактами / Д. С. Леонтьев, Ю. В. Ваганов, Д. В. Шаляпин и [др]. – Текст : непосредственный // Известия ТПУ. – № 4. – 2022. – с.193-201.

2. Инякин, В. В. Результаты промысловых исследований на скважинах Южно-Русского месторождения / В. В. Инякин. – Текст : непосредственный // Нефть и газ: опыт и инновации. – 2021. – Т. 5. – № 2. – С. 37- 50. – DOI 10.32878/oil.21-5-02(8)-37-50. – EDN JTPEQ.

УДК 622.276.24

ВЛИЯНИЕ ПОДЗЕМНЫХ НАПРЯЖЕНИЙ НА ОСЛОЖНЕНИЯ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ

Асадова Гюльшан Шамсаддин кызы.

(д.ф.т.н., преподаватель

кафедры нефте-газовой инженерии

Баку. Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности)

Аннотация. Данная статья посвящена - влиянию подземных напряжений на осложнения в процессе бурения. Рассматриваются вопросы осложнений, которые могут возникнуть в процессе бурения из-за подземных напряжений, какие методы можно использовать для борьбы с высокими давлениями в разрезе пористых пород.

Ключевые слова: осложнения в процессе бурения, эффективное напряжение, давление гидроразрыва.

UDC 622.276.24

THE INFLUENCE OF UNDERGROUND STRESSES ON COMPLICATIONS DURING THE DRILLING PROCESS

Asadova Gulshan Shamsaddin .

PhD, teacher

(Lecturer at the Department of Oil and Gas Engineering

Baku. Azerbaijan State University of Oil and Industry)

Abstract: This article is devoted to the influence of underground stresses on complications during the drilling process. The issues of complications that may arise during the drilling process due to underground stresses, what methods can be used to combat high pressures in porous rocks are considered.

Key words: complications during the drilling process, effective stress, fracturing pressure.

В глубоких разведочных скважинах недостаток точной информации приводит к возникновению определенных осложнений, на борьбу с которыми уходят значительные государственные средства и потеря времени на их ликвидации, а порой это может привести к потере скважины [1,2]. Если в разрезе пористых пород встречаются аномально высокие давления, то необходимо использовать дополнительные прочные обсадные колонны. Если зона высокого давления находится на сравнительно небольшой глубине, тогда процесс бурения и заканчивания скважины осложняется (т.е. проектный разрез пласта скважины отличается от фактического разреза).

Подземные напряжения относятся к эффективным напряжениям. Американский ученый Терцаги в 1923 году впервые выдвинул идею о существовании эффективного напряжения, после чего этот термин стал широко использоваться в механике. Надо отметить, что гидростатическое давление жидкости (P) не влияет на деформацию породы внутри пор, но регулируется эффективными напряжениями [3].

Выше указанные гидростатические напряжения присущи, как твердым телам, так и жидкостям. Эффективные напряжения скорее проявляются в твердых телах. Многочисленные исследования, проведенные во время деформации горных пород, показали, что гидроразрыв регулируется эффективными напряжениями.

В системе скважина-пласт в зависимости от пористости породы [4] напряжения определяются по формулам:

$$G'_1 = G_1 - P''; \quad G'_2 = G_2 - P''; \quad G'_3 = G_3 - P'';$$

где: G_1, G_2, G_3 - главные максимальные, промежуточные и минимальные напряжения сжатия;
 P'' - поровое давление;

G'_1, G'_2, G'_3 - главные сжимающие эффективные напряжения.

Для того, чтобы использовать данную концентрацию к окружающему массиву, принимаем, что проницаемость является достаточной для осуществления движения жидкости, а также принимаем, что жидкость пор инертна и поэтому эффекты являются чисто механическими.

Учитывая теоретические условия подземных приствольных напряжений, можно объяснить следующее: эффективное напряжение равно разнице между общим и поровым напряжениями.

Таким образом, минимальное эффективное напряжение определяется по формуле $G'_3 = G_3 - P_1$ аналогично определяются промежуточное и максимальное эффективные напряжения $G'_2 = G_2 - P_1, G'_1 = G_1 - P_1$. Разрушение породы в пористой среде происходит исключительно за счет эффективного напряжения.

Применяя закон Гука с учетом давления вышележащих пластов, можно вывести формулу минимального значения начального эффективного напряжения. В трех направлениях начальное напряжение определяется по следующей формуле:

$$\begin{aligned} G_1 &= \frac{G'_1}{E} - \frac{\nu}{E} = (G'_1 + G'_2) \\ G_2 &= \frac{G'_2}{E} - \frac{\nu}{E} = (G'_1 + G'_3) \\ G_3 &= \frac{G'_3}{E} - \frac{\nu}{E} = (G'_2 + G'_3) \end{aligned} \quad (1)$$

Здесь: G_1, G_2, G_3 - главные деформации;

E - модуль Юнга для горных пород;

ν - коэффициент Пуассона.

С тектонической точки зрения для незначительного активного разреза пород, слагающих стенки скважин напряжения равны, т.е. $G'_1 = G'_3$ и $G'_2 = G'_3$.

Гидростатическое давление создавая горизонтальные деформации G_2 и G_3 практически не изменяется и в результате сжатия пластов приравнивается к нулю. Следовательно $G_2 = 0$ и таким образом формула (1) принимает следующий вид:

$$\frac{G'_2}{E} - \frac{\nu}{E} \cdot (G'_1 + G'_3) = 0 \quad (2)$$

если $G'_2 = G'_3$, то $G'_3 = \left(\frac{\nu}{1-\nu}\right) \cdot G'_1$

Согласно метода Хубберта и Уиллиса, для создания давления гидроразрыва, гидростатическое давление должно превысить сумму минимального эффективного напряжения и пластового давления.

Расчет ведется следующим образом:

$$\begin{aligned} P_{г.р.} &= G'_3 + P_1 \\ G'_1 &= G_1 - P_1 \end{aligned}$$

где: $G_1 = G_v$ - давление верхних пластов.

Для многих пород принимают коэффициент Пуассона приблизительно равным 0,25. Учитывая это в формуле (2) имеем:

$$G'_3 = G'_1 \quad \text{и} \quad G'_1 = G_v - P_1$$

После некоторых преобразования для определения гидроразрыва получаем формулу:

$$P_{г.р.} = \frac{G_v}{3} + \frac{2}{3} P_1$$

Отрицательной стороной этого метода является то, что с его помощью можно определить давление гидроразрыва только для платформ с высоким и низким давлением.

В настоящее время существует несколько способов определения давления гидроразрыва. Но не существует точных методов предотвращения осложнений возникающих в

процессе бурения в зависимости от геолого-технологических условий. В существующих формулах не учитывается проникновение промывочной жидкости из скважины в пласт.

С учетом этого проникновения для определения давления гидроразрыва в [5] предлагается следующая формула:

$$P_{г.р} = 2 \frac{\sigma_0 - P_1 + 0,5 \frac{1+v}{v}}{2(1-v) - \alpha(1-2v)} + P_1 \quad (3)$$

Здесь $\alpha = 1 - \frac{C_0}{C_h}$ - сжатие скелета породы.

Если $0 \leq v \leq 0,5$ то $0,5 \leq \alpha \leq 1$.

Для глинистых и трещиноватых пород с учетом (3) получим следующие формулы:

$$P_{г.р} = 2v \cdot \frac{P_{п} - P_1 + 0,5 \cdot \frac{1-v}{v}}{2(1-v) - \alpha(1-2v)} + P_1$$

$$P_{г.р} = 2v \cdot \frac{P_{к} - P_1 + 0,5 \cdot \frac{1-v}{v}}{2(1-v) - \alpha(1-2v)} + P_1$$

Предложенные формулы предназначены для вертикальных скважин, так как вертикальное главное напряжение не влияет на давление гидроразрыва. Если скважина отклоняется от вертикали, то уменьшение градиента главного напряжения, породы составляющие верхние слои указывает воздействие.

Для определения градиента гидроразрыва в наклонных скважинах в [5] предложена формула:

$$P_{г.р} = 3G_3 - G_2 \cos^2 \theta - G_1 \sin^2 \theta + T + P_1 \quad (4)$$

где: θ - угол отклонения ствола скважины от вертикали;

T - сила сопротивления породы давлению гидроразрыва.

Если $G_3 = G_2$, (4) можно представить в виде:

$$P_{г.р} = G_3 (3 - \cos^2 \theta) - G_1 \sin^2 \theta + T + P_1 \quad (5)$$

Так как определение значений величин входящих в формулу (5) в промысловых условиях является затруднительным, то для пористых пород можно воспользоваться следующим выражением:

$$P_{г.р} = P_1 + \frac{\mu}{1-\mu} (P_d - P_1) \cos \alpha$$

А для глинистых и трещиноватых пород:

$$P_{г.р} = P_{п} + \frac{2\mu}{1-\mu} (P_{г} - P_{п}) \cos \alpha$$

$$P_{г.р} = P_1 + \frac{\mu}{1-\mu} (P_{г} - P_1) \cos \alpha$$

где: μ - коэффициент Пуассона;

α - угол отклонения ствола от вертикали;

$P_{п}$ - паровое давление;

P_1 - пластовое давление;

$P_{г}$ - горное давление.

Полученные формулы можно использовать для расчета давления гидроразрыва продуктивной пристволовой зоны и для наклонных скважин с учетом искривления.

Список использованных источников:

1. Асадова Г.Ш. «К вопросу эрозионного воздействия бурового раствора на стенки скважины при бурении в глинистых отложениях.» Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море, ВНИОЭНГ, Москва, 3, 2013.
2. Асадова Г.Ш. «Борьба с осложнениями, связанными с деформацией стенок ствола скважины при бурении.» Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море, ВНИОЭНГ, Москва, 6, 2013.
3. Блинов П.А. «Определение устойчивости стенок скважины при проходке интервалов слабосвязанных горных пород с учетом зенитного угла» Записки Горного института. Санкт Петербург, 2019.

4.Потапов А.Г.и др. «Анализ осложнений при строительстве наклонно направленных эксплуатационных скважин на месторождении Восточной Сибири» Научно-технический сборник Вести газовой науки,№1(33)/2018

5. С.В. Малышев^{1*}, Н.Е. Середа¹ , А.И. Чикризов. Повышение эффективности технологии гидроразрыва пласта в терригенных коллекторах. Научно-технический сборник · ВЕСТИ ГАЗОВОЙ НАУКИ № 3 (52) / 2022

УДК 622.275

АНАЛИЗ РАБОТЫ БУРОВОЙ УСТАНОВКИ С СИСТЕМОЙ ВЕРХНЕГО ПРИВОДА (СВП-450)

Беркутов А.А.

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО
УГНТУ в г. Октябрьском, студент группы ГБз-18-11)*

Хайдарова Т.Н.

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО
УГНТУ в г. Октябрьском, научный руководитель)*

Аннотация

Данная статья рассматривает системы верхнего привода (СВП) тип механизмов бурильных установок, предназначенных для проведения различных технологических операций с целью оптимизации сроков строительства. Статья описывает принцип работы верхнего привода, его различные категории и области применения.

Ключевые слова

Системы верхнего привода, бурильные установки, механизмы СПО, верхний привод, бурение скважин, силовой вертлюг, ремонтные агрегаты.

UDC 622.276

ANALYSIS OF THE OPERATION OF A DRILLING RIG WITH AN OVERHEAD DRIVE SYSTEM (ODS-450)

Berkutov A.A.

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum
Technological University, In the City of Oktyabrsky,
student GBz-18-11)*

Khaidarova T.N.

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum
Technological University, In the City of Oktyabrsky,
scientific adviser)*

Abstract

This article discusses the top drive system (TDS) as a type of drilling rigs designed to carry out various technological operations in order to optimize construction time. The article describes the operating principles of the top drive, its various categories and application

Keywords

Top drive systems, drilling rigs, top drive, well drilling, power swivel, repair units.

Системы верхнего привода (СВП) представляют собой новый тип механизмов, которые используются для выполнения различных технологических операций на бурильных установках. В целом, верхний привод представляет собой подвижный вращающийся элемент, который оснащен комплексом средств для механизации процессов бурения.

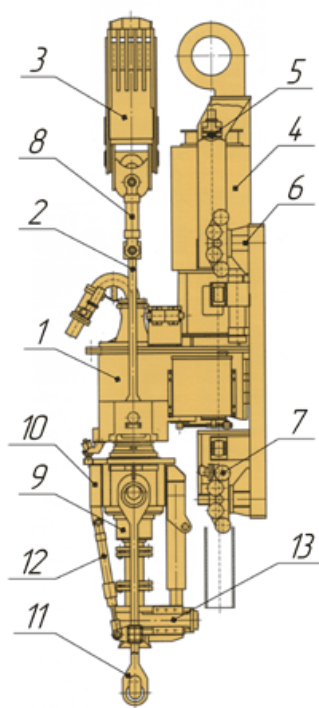
Согласно их предназначению, верхний привод можно разделить на две категории: верхний привод для буровых установок, используемых при бурении скважин на суше и в море, а также верхний привод (силовой вертлюг), который применяется для ремонтных работ. Рассмотрим параметры СВП наиболее используемых приводов.

Таблица 1 – Параметры СВП

Параметр	Уралмаш СВП 320	ПромТехИнвест ПВЭГ225	Varco TDS-9
Грузоподъемность, т	320	225	400
Максимальный крутящий момент, кН·м	50,3	48,1	47,5
Максимальная частота вращения выходного вала, об/мин	104	100	228
Максимальное давление бурового раствора, МПа	40	35	
Привод	Электрический	Гидравлический	Электрический
Номинальная мощность привода, кВт	2х298 (596)	245	552
Максимальная скорость вр., об/мин	1000	2300	

Подвижная часть системы вертикального перемещения грузов (СВП) собрана из нескольких компонентов. Вертлюжно-редукторный узел, закрепленный на траверсе талевого блока, оснащен взрывозащищенным электродвигателем постоянного тока, который имеет вертикальное фланцевое исполнение и обеспечивает защиту от взрыва путем продувки под избыточным давлением. Для подачи и отвода воздуха используются специальные системы взрывозащиты, чтобы гарантировать безопасность во взрывоопасных зонах.

Вал быстроходного двухступенчатого редуктора соединен с эластичной муфтой с одной стороны и оборудован дисково-колодочным тормозом с другой. Крепится также специальная рама, через которую передается крутящий момент на направляющие и затем на вышку с помощью блока роликов.



1 – вертлюг-редуктор; 2 – штропы вертлюга-редуктора; 3 – талевая система; 4 – электродвигатель постоянного тока; 5 – дисково-колодочный тормоз; 6 – рама с роликами (каретка); 7 – блок роликов; 8 – система разгрузки резьбы; 9 – трубный манипулятор; 10 – вертлюжная головка; 11 – штропы элеватора; 12 – гидроцилиндры отвода штропов элеватора; 13 – трубный зажим

Рисунок 1 – Схема верхнего привода

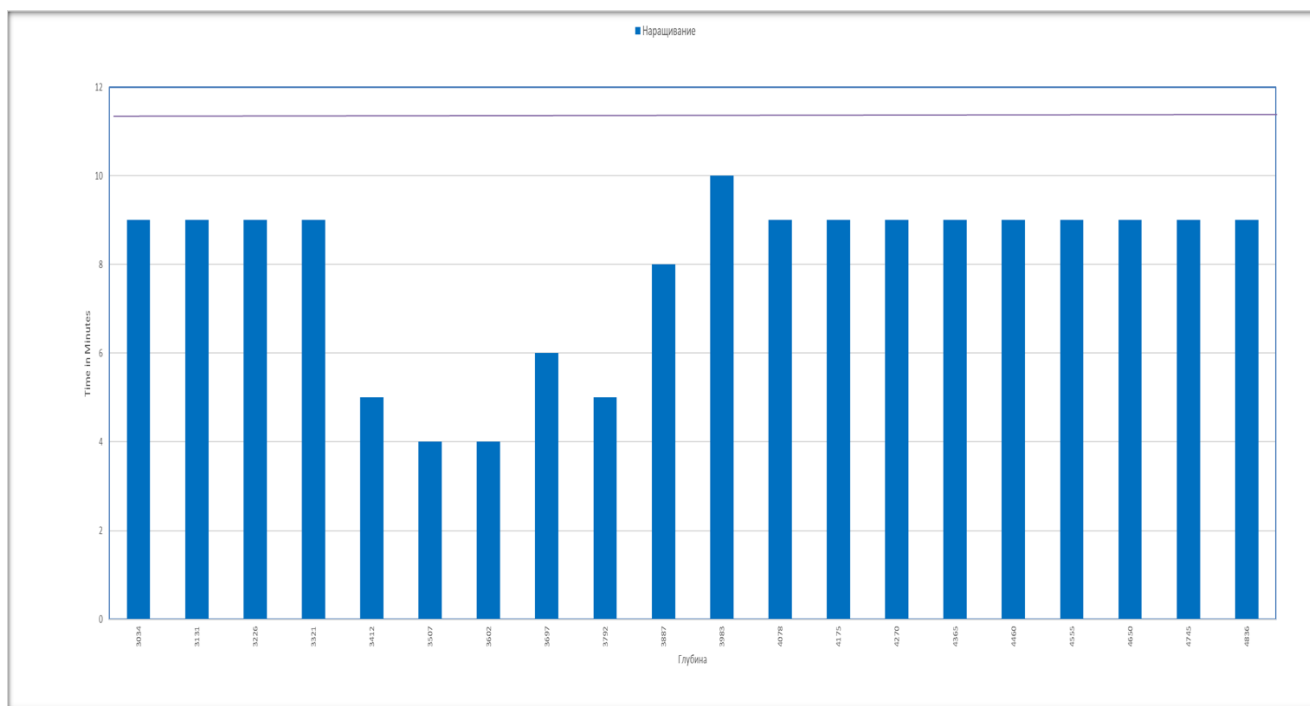


Рисунок 2 – Сравнение времени наращивания с СВП и квадратом

Для сравнения времени наращивания с СВП и без него, у нас имеется среднее время наращивания в 8,5 минуты с использованием СВП и около 12 минут без него.

Таким образом, при наращивании 100 раз процент оптимизации времени использования СВП составляет приблизительно 29.17%.

Преимущества СВП:

- экономия времени в процессе наращивания труб при бурении;
- уменьшение вероятности прихватов бурового инструмента;
- расширение/проработка ствола скважины при спуске и подъёме инструмента;
- повышение точности проводки скважин при направленном бурении;
- повышение безопасности буровой бригады;
- снижение вероятности выброса флюида из скважины через бурильную колонну;
- облегчение спуска обсадных труб в зонах осложнений за счёт вращения и промывки;
- повышение качества керна.

Основной долей в разработке месторождений нефти и газа в России являются модели верхних приводов, импортируемые из-за рубежа. Помимо явной дороговизны эксплуатации такого оборудования (стоимость его покупки и обслуживания обычно выше на 30-40%), зависимость отечественной нефтяной отрасли от импортных устройств может привести к серьезным последствиям для экономики страны в будущем, особенно в контексте санкционной политики со стороны Запада, особенно Америки, основного поставщика высокотехнологичного оборудования для нефтедобычи.

Помимо этого, анализ информации выявил ряд других характерных проблем с системами верхнего привода, поставляемыми на российский рынок:

- Ограниченный выбор моделей отечественного производства систем верхнего привода.
- Недостаток российских моделей с грузоподъемностью 500 тонн и более, при высоком спросе на такие модели на рынке.
- Несоответствие максимальной мощности систем верхнего привода скоростным режимам работы отечественного бурового оборудования.
- Недоиспользование потенциала мощности электродвигателя в диапазоне частот 60-120 оборотов в минуту на уровне 50-72%.

- Отсутствие автоматического регулирования частоты вращения выходного вала в зависимости от текущих параметров бурения.

- Необходимость применения многоступенчатых механических редукторов для снижения частоты вращения выходного вала и увеличения крутящего момента, что усложняет конструкцию и отрицательно сказывается на надежности системы в целом.

Для решения указанных проблем с системами верхнего привода на российском рынке можно предложить следующие подходы:

1. Развитие отечественного производства: стимулирование развития отечественных производителей систем верхнего привода для расширения ассортимента и увеличения грузоподъемности моделей.

2. Исследование и разработка новых моделей: проведение исследований и разработка новых моделей российского производства с увеличенной грузоподъемностью, улучшенной мощностью, а также соответствующих скоростным режимам работы отечественного бурового инструмента.

3. Внедрение автоматизированных систем управления: создание систем, позволяющих автоматически регулировать частоту вращения выходного вала в зависимости от параметров процесса бурения, что повысит эффективность и точность работы.

4. Оптимизация использования электродвигателей: разработка и внедрение технологий, позволяющих полностью использовать потенциал мощности электродвигателей в различных диапазонах частот вращения.

5. Совершенствование конструкции: исследование возможности замены многоступенчатых механических редукторов на более эффективные и надежные решения, которые не только снизят частоту вращения выходного вала, но и сократят сложность конструкции, обеспечивая при этом стабильную и надежную работу системы в целом.

Эти меры могут способствовать устранению выявленных проблем с системами верхнего привода на российском рынке и повышению конкурентоспособности отечественного производства в данной отрасли.

Список использованных источников:

1. Макушкин Д.О. Машины и оборудование для бурения нефтяных и газовых скважин. Учебное пособие / Д.О. Макушкин, П.М. Кондрашов – Красноярск: Изд-во СФУ, 2012. – 277 с.

2. Ефимченко С.И. Расчет и конструирование машин и оборудования нефтяных и газовых промыслов, часть 1. Учебник / С.И. Ефимченко, А.К. Прыгаев – Москва: Изд. «Нефть и газ», РГУ им. И.М. Губкина г. Москва, 2006. – 137 с.

3. Парнивода Ю.Л. Автоматизированные гидравлические буровые установки компании «Drillmes» (Италия) / Ю.Л. Парнивода. - Журнал «Бурение и нефть», 2010г., №11.

4. Егоров С.В. Повышение экономической эффективности управления парком буровых установок / С.В. Егоров. - Методические вопросы. Дисс. На соискание степени канд.экон.наук, Москва. – РУНГ им. Губкина – 2003.

5. Бирих Р.А. Сравнительный анализ традиционных и автоматизированных установок / Р.А. Бирих. - Сибирский федеральный университет Институт нефти и газа, 2013 – 34 с.

6. Морозов В.А. Исследование оптимального диапазона устойчивой работы системы «долото-винтовой забойный двигатель-бурильная колонна» / В.А.Морозов, М.В. Двойников, П.А.Блинов // Нефтегазовое дело. 2018. Т. 16. № 2. С. 35-43.

7. Морозов В.А. Обоснование выбора параметров режима направленного бурения скважин винтовыми забойными двигателями / В.А. Морозов, М.В. Двойников // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2019. № 2. С. 15-18. DOI: 10.30713/0130-3872-2019-2-15-18

9. Симонянц С.Л. Гидравлические забойные двигатели / С.Л.Симонянц, М.В. Двойников // Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Т. 1. Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2017. С. 448-522.

10. Симонянц С.Л. Проблемы модернизации турбинного бурения / С.Л.Симонянц. - Тюмень: Вектор Бук, 2003. 136 с.

11. Симонянц С.Л. Бурение скважин гидравлическими забойными двигателями / С.Л.Симонянц. - Москва: Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М.Губкина, 2018. 208 с.

УДК 622.244.5

УЛУЧШЕНИЕ ТРИБОТЕХНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Н.Б. Валитов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ, студент гр. ГБЗ-18-11)

Э.Р. Садыкова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ, преподаватель)

Аннотация. Для повышения качества буровых работ необходимо обеспечить проводку ствола наклонно-направленных скважин согласно проекту, снижая вероятность возникновения осложнений, таких как прихват бурового инструмента, сальникообразование и т.д. Применение буровых растворов с улучшенными триботехническими свойствами оправданно экономит затраты времени на работы, связанные с авариями, осложнениями, проработками и промывками.

Ключевые слова: бурение скважины; смазывающая добавка; прихват; коэффициент трения.

UDC 622.244.5

IMPROVEMENT OF TRIBOTECHNICAL PROPERTIES OF DRILLING FLUIDS

N.B. Valitov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University, student gr. GBZ-18-11)

E.R. Sadykova

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University, lecturer)

Abstract. To improve the quality of drilling operations, it is necessary to ensure that directional wells are drilled according to the design, reducing the likelihood of complications such as stuck drilling tools, oil sealing, etc. The use of drilling fluids with improved tribotechnical properties justifiably saves time spent on work associated with accidents, complications, development and flushing.

Keywords: well drilling; lubricant additive; sticking; friction coefficient.

Introduction

Строительство скважин – это сложный инженерный процесс, который может сопровождаться и осложняться различными авариями, которые приводят к снижению общей производительности и иногда значительному повышению общей себестоимости. Для того чтобы устранить аварию в среднем затрачивается 5-10 % от общего рабочего времени. В определенных случаях вследствие различного рода аварий и осложнений скважина может быть списана, по причине невыполнения геологического задания.

К наиболее сложным в ликвидации, серьезным и часто встречающимся видам аварий при строительстве скважин являются прихваты. Около 50 % временных ресурсов, затрачиваемых на аварийные ситуации являются прихваты. Прихваты могут возникать вследствие падения инструментов. С увеличением глубины и уменьшением диаметра ствола скважин сложность ликвидации прихвата существенно возрастает.

Также увеличиваются затраты на проведение дополнительных мероприятий, направленных на предупреждение возникновения прихватов и осложнений, которые им предшествуют.

На сегодняшний день одной из актуальных задач в бурении является совершенствование средств и оборудования для недопущения возникновения и ликвидации прихватов.

С увеличением объёмов бурения скважин с наклонно-направленным и горизонтальным профилем с большими отходами возрастает вероятность прихватов инструментов, обсадных колонн, а также приборов. Поэтому стали актуальны смазочные добавки как профилактическое средство от прихватов и затяжек в скважинах. Поэтому, данных исследований является изучение влияния этих реагентов на триботехнические свойства бурового раствора.

Во время бурения скважин могут обычно появляются сильные силы трения о стенки скважины бурового инструмента, а также значительные крутящие моменты.

Поэтому применяются смазочные добавки для буровых промывочных жидкостей для уменьшения показателей крутящих моментов и сил трений. Данные смазочные добавки имеют оптимизированные противоприхватными и поверхностно-активными свойствами.

Смазочная добавка Биолуб EPL представляет собой сбалансированную смесь компонентов растительного и синтетического происхождения, эффективно снижающих коэффициент трения. Отличительными особенностями данного смазочного состава является низкая температура застывания, а также устойчивость к высаливанию в условиях сильноминерализованных сред.

Реагент Биолуб EPL обладает следующими отличительными свойствами:

- эффективно уменьшает коэффициент трения, а также липкость фильтрации-онной корки. Поэтому уменьшается вероятность прихвата бурового инструмента снижается крутящий момент при роторном бурении;

- Биолуб EPL создает водоотталкивающий слой на буровом инструменте. Это значительно уменьшает вероятность возникновения сальников;

- при добавлении в буровой раствора смазочная добавка легко диспергируется в любых средах. Биолуб EPL практически не влияет на реологические параметры и показатели фильтрации. Смазочная добавка инертна к компонентам буровых растворов.

В испытательной лаборатории ООО «Миррико комплексное обеспечения» для исследования изменения коэффициента трения при добавлении смазывающей добавки Биолуб EPL было приготовлено 4 вида проб буровых растворов: алюмогипсокалиевый, биополимерный хлоркалиевый, биополимерный соленасыщенный, биополимерный кальциевый.

Произведены замеры коэффициента трений и реологических параметров, таких как статическое напряжение сдвига (Gel), пластическая вязкость (PV), динамическое напряжение сдвига (YP). Данные приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Показатели реологических свойств и коэффициента трения

Показатели	Алюмогипсо-калиевый		Биополимерный хлоркалиевый		Биополимерный соленасыщенный		Биополимерный кальциевый	
	без смазки	с Биолуб EPL	без смазки	с Биолуб EPL	без смазки	с Биолуб EPL	без смазки	с Биолуб EPL
Коэффициент трения	0,25	0,12	0,22	0,145	0,21	0,08	0,15	0,09
PV, сП	34,1	34,0	18,0	17,9	18,5	17,4	14,8	14,2
YP, фунт/100 фут ²	50	56	29	31	23	22	21	22
Gel 10 сек, фунт/100 фут ²	13	15	12	11	7	7	7	7
Gel 10 мин, фунт/100 фут ²	38	45	15	16	9	9	10	10

Исходя из таблицы 2 смазывающая добавка «Биолуб EPL» при концентрации 2 % снижает коэффициент трения на 35-50 %.

Смазывающая добавка Биолуб EPL эффективно снижает коэффициент трения разных типов буровых растворов, практически не оказывая влияния на реологические характеристики.

Коэффициент трения тестируемых добавок определялась с помощью прибора КТК-2.

Conclusion

Смазочная добавка Биолуб EPL эффективно уменьшает коэффициент трения фильтрационной корки, а также снижает липкость фильтрационной корки. Таким образом, при применении данной добавки уменьшается вероятность прихвата бурового инструмента при бурении.

Эффективность смазывающей добавки не снижается в буровых растворах содержащих ионы одно- и двухвалентных металлов, поэтому данную смазочную добавку можно применять почти во всех видах водных буровых растворов.

Список использованных источников:

1. Аксенова Н.А., Овчинников В.П. Учебное пособие по дисциплине Буровые и промывочные растворы – Тюмень: Изд-во Экспресс, 2008. – 309с.
2. Андерсон Б.А. Экологически чистые смазочные добавки для приготовления буровых растворов: учебник / Б.А. Андерсон, Р.Г. Абдрахманов, А.У. Шарипов. – Москва: ВНИИОЭНГ, 1991. – 71 с.
3. Михеев В.Л. Технологические свойства буровых растворов / В. Л. Михеев. – Москва: Недра, 1979. – 239 с.
4. Садыкова Э.Р. Обеспечение высоких смазочных свойств буровых растворов / Э.Р. Садыкова, Р.Р. Шарифуллина, И.А. Фахрутдинов // Материалы 49-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, посвященной 90-летию Башкирской нефти / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 125-129. – URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=49370453>

УДК 622.243.272.8.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ЗАБОЙНЫХ ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ

А.Х. Габзалилова

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО
УГНТУ в г.Октябрьском, доцент)*

Л.М. Гимаева

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО
УГНТУ в г.Октябрьском, ассистент)*

Б.А. Зарифуллин

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО
УГНТУ в г.Октябрьском, студент гр.ГБЗ18-11)*

Аннотация

В данной статье рассматриваются вопросы повышения эффективности процессов строительства скважин путем применения телеметрических систем, а также изучение различных типов передачи данных ТС с целью применения tandemным модульных компоновок телеметрических систем для оптимизации процесса направленного бурения в осложненных условиях бурения на месторождении.

Ключевые слова

Излучение, анализ, электромагнитный канал связи, гидравлический канал связи, телеметрическая система, направленное бурение, горизонтальная скважина

COMPARATIVE ANALYSIS OF DOWNHOLE TELEMETRY SYSTEMS

A.H. Gabzalilova

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum
Technological University,
In the City of Oktyabrsky
assistant professor)*

L.M. Gimaeva

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum
Technological University,
In the City of Oktyabrsky
assistant)*

B.A. Zarifullin

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum
Technological University,
In the City of Oktyabrsky
student gr. GBZ18-11)*

Abstract

The objective of the model about the issues of increasing the efficiency of the well-building processes through the use of telemetry systems, as well as the study of various types of TC data transmission for the purpose of using tandem modular components of telemetric systems to optimize the process of directional drilling in difficult field conditions.

Keywords

Signal emission, analysis, electromagnetic communication channel, hydraulic communication channel, telemetry system, direction drilling, horizontal well.

Получившие в последнее время широкое распространение технологии горизонтального бурения и гидравлического разрыва пласта позволили подобраться к ранее недоступным запасам. Но их использование требует грамотного мониторинга на всех стадиях добычи полезных ископаемых.

И здесь на помощь буровикам приходят системы телеметрии.

Контроль направления и не только: возможности телеметрии

Даже небольшое отклонение от заданной траектории может повлечь за собой большие последствия при бурении и строительстве скважин. Помимо финансовых потерь, не стоит забывать и о последствиях для окружающей среды.

При бурении скважины в пласте толщиной несколько метров очень важно понимать, где находится компоновка, так как погрешность в несколько метров может привести к потере ствола.

Сегодня проводка сложных пространственных профилей требует обязательного использования телеметрических систем для точного определения положения ствола скважины, интенсивности изменения зенитного угла и азимута и оперативной корректировки траектории.

Усложнение задач по проводке ГС, когда кроме инклинометрических параметров в процессе бурения нужно было получать данные о технологических параметрах (нагрузка на долото, число его оборотов, давление, температуре на забое и др.), системы MWD были оснащены и этими датчиками. В последние годы фирмы-разработчики поняли, что получение только инклинометрической и технологической информации не гарантирует проводку ствола в заданную цель. Для этого были необходимы сведения о геологической ситуации – о реперах-маркерах, способных «привязать» траекторию к конкретной геологической ситуации и провести ствол в наиболее рациональном «коридоре». Так в составе MWD – системы появились

геофизические зонды, сначала естественного гамма-каротажа (ГК), а затем и зонды для измерения электрического сопротивления горных пород резистивиметры (токовый каротаж, боковой каротаж), зонды нейтронного, плотностного, акустического электромагнитного каротажа.

О тонкостях классификации

Существует несколько классификаций телеметрических систем: по типу канала связи, по способу регистрации данных, по типу фиксируемой информации и другие.

В отечественных источниках можно встретить деление на три категории: инклинометрическая (пространственное положение профиля скважины), геофизическая (геологический разрез) и технологическая (параметры процесса бурения и техническое состояние оборудования).

Так же есть деление на три категории: инклинометрическая (пространственное положение профиля скважины), геофизическая (геологический разрез) и технологическая (параметры процесса бурения и техническое состояние оборудования).

Телесистемы классифицируют по типу передаваемого сигнала или по тому, что используется в качестве рабочего тела для передачи сигнала с забоя на поверхность. По этому принципу выделяют кабельные, электромагнитные, акустические, гидравлические системы и Wired pipe.

В последнем случае сигнал передаётся через кабель, проложенный в буровом инструменте. Сегодня это самый быстрый, но в то же время и самый дорогой способ передачи информации.

Какой канал связи выбрать?

Наибольшее распространение получили сегодня гидравлический и электромагнитный каналы связи.

В первом случае информация передаётся по столбу бурового раствора в бурильной колонне.

Перед тем как отправить данные на поверхность, MWD and LWD приборы конвертируют каждое взятое измерение в двоичное слово, потом MWD прибор комбинирует слова во фреймы. Также во фрейме есть синхронизирующее слово (Sync Word) и информация для проверки на ошибки.

Во время бурения буровой раствор прокачивается насосами по бурильной колонне, через MWD прибор и долото. Для передачи данных с забоя на поверхность, MWD прибор генерирует сигнал путем создания импульсов давления в буровом растворе. MWD прибор кодирует двоичные данные в сигнал.

Импульсы сигнала распространяются по бурильной колонне на поверхность.

На поверхности, датчики давления обнаруживают импульсы в растворе и конвертируют их в электрический сигнал. Затем сигнал поступает на наземный компьютер, на котором данные декодируются и обрабатываются.

Таким образом, мы получаем данные по траектории скважины, технологические и геологические параметры из приборов в КНБК.

Плюсы: Нет проблем с прохождением сигнала через плотные породы, поскольку каналом связи является в промывочная жидкость, циркулирующая внутри бурильных труб.

Минусы: Ограничение по скорости бурения, так как скорость передачи данных заметно ниже чем у электромагнитной телесистемы. Повышенное требование к качеству раствора, он должен быть чистым чтобы не было посторонних элементов, которые могут забить но пульсатор. Также нужно следить за загазованностью раствора, так как она сказывается на качестве сигнала.

Ключевым преимуществом электро-магнитного канала связи является его относительная дешевизна. Также отметим высокую скорость передачи данных. Но здесь существуют ограничения по глубине скважины.

Плюсы: надежность, быстрая скорость передачи данных, отлично подходит где бурение идет с большой скоростью.

Минусы: экранирующие породы, допустим если встречаются соли или какие-нибудь очень плотные породы, через который этот сигнал не проходит, мы его на поверхности не увидим, поэтому эти телесистемы применяются сейчас по верхним породам, в кондукторе, в технической колонах, иногда в эксплуатационной. В горизонтальных слоях их как правило не используют, потому что породу покрывающая не пропускает сигнал от телесистемы.

Часто электромагнитный и гидравлический каналы работают на скважинах «сообща»: то есть в верхних, менее ответственных, интервалах разреза обычно применяют электромагнитный канал связи, а на более глубоких участках и при бурении по продуктивному горизонту — гидравлический»

Подведём итоги: выбор конкретной телесистемы зависит от поставленных заказчиком задач и особенностей геологии конкретной скважины. А вот универсального решения не существует.

Выбор канала связи играет большое значение как в объеме информации, передаваемой в реальном масштабе времени, так и в надежности и эксплуатационных качествах MWD и LWD систем. Технические характеристики, преимущества и недостатки систем с различными каналами связи и автономных систем приведены в таблице 1.

Таблица 2– Классификация ЗТС

Параметр	Telemetry (Newsco)	GE Tensor (Compass)	Geolink	APS	ЗИС-4М
Тип канала связи	гидравлический с положительным импульсом давления	гидравлический с положительным импульсом давления	гидравлический с отрицательным импульсом давления	гидравлический с положительным импульсом давления	электромагнитный
Внешний диаметр системы, мм	47.6	47.6	48.0	48.0	178 и 195
Диаметр ствола скважины, мм	95...311	95...311	95...311	95...311	от 190
Рабочий диапазон температур	-40°...+175°	-40°...+150°	-20°...+177°	-40°...+150°	-40°...+120°
Рабочий диапазон давлений, атм	до 1360	до 1360	до 1360	до 1360	до 1000
Устойчивость к закупоривающим наполнителям	2,8%	2%	2%	2%	нет данных
Извлекаемость и возможность посадки без подъема инструмента	да	да	нет	да	нет
Характеристики инклинометра					

Точность положения отклонителя	0.1	0.1	0.5	1	1
Точность показаний магнитного азимута	0.25	0.25	1	1	1
Точность показаний зенитного угла	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Характеристики канала связи					
Скорость передачи данных	от 0.375 сек на пульс	от 0.5 сек на пульс	от 1 сек на пульс	от 0.5 сек на пульс	10,5,2.5, 1.25
Время обновления показаний положения отклонителя	5 сек при 0.375 сек на пульс	7 сек при 1.2 сек на пульс	30 сек	7 сек при 0.5 сек на пульс	8,16,32, 64
Расстояние от точки записи инклинометра до породоразрушающего инструмента, м	6+КНБК	4,5 +КНБК	5 + КНБК	4,3 +КНБК	3,5 + КНБК
Расстояние от точки записи гамма - зонда до породоразрушающего инструмента, м	5,3 +КНБК	3,5 +КНБК	6 +КНБК	5,3 +КНБК	4,5 + КНБК
Расстояние от точки записи резистивиметра до породоразрушающего инструмента, м	-	3,5+ КНБК	3+ КНБК	2 + КНБК	-
Возможность использования наддольного модуля	нет	да	нет	да	нет
Датчик веса	да	да	нет	да	нет
Глубиномер	да	да	нет	да	нет

Проведя сравнительный анализ забойных телесистем по основным техническим характеристикам, делаем вывод, что для сокращения цикла строительства, улучшения качества проводки скважины, экономически целесообразным является применение телесистемы MWD, LWD «Compass».

Повышение эффективности и надежности строительства скважины создается путем применения надежной и универсальной забойной телеметрической системы «Compass»,

включающей высокоточные инклинометрические датчики, каротаж в процессе бурения, технологические датчики в комплексе с гидравлическим каналом связи.

Список использованных источников

1. Рязанов В.И. Направленное бурение глубоких скважин. Прак. Пособие, Томск: Изд. ТПУ, 1999. – 84с.
2. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. - Москва: ВНИИТнефть, 1997. - 194с.
3. Булатов А.И. Справочник инженера по бурению: Учебник. / А.И. Булатов, А.Г. Аветистов - Москва: Недра, 1996. – 361с.
4. Ильский А.П. Буровые машины и механизмы: Учебник. / А.П. Ильский, А.П. Шмидт – Москва: Недра, 1989. – 194с.
5. Балувев А.А. Влияние технологических параметров проводки скважины на их добычные возможности: Учебник. / А.А. Балувев, А.В. Митягин, В.Г. Безруков – Москва: Нефтяное хозяйство. - №9 - 1997. – с.29-31.
6. Территория недропользователей. [Электронный ресурс] / Забойные телеметрические системы. – Электрон. Дан. – Москва: Рос.гос. б-ка, 2020-2022. URL: <https://dprom.online/oilngas/seestyemi-tyelyemyetreeee-v-goreezontalnom-buryeneeee/>, свободный. – Загл. с экрана. – Яз. рус., англ.

УДК 622.276

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ КОНТРОЛЯ СИСТЕМ ГРУБОЙ ОЧИСТКИ БУРОВОГО РАСТВОРА

А.Х. Габзалилова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО
УГНТУ в г. Октябрьском, доцент, к.т.н.)

Л.М. Гимаева

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО
УГНТУ в г.Октябрьском, ассистент)

С.В. Капитонов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО
УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГБЗ-18-11)

Аннотация. Данная статья обсуждает необходимость разработки конкурентоспособного оборудования для мониторинга буровых промывочных жидкостей в условиях российского рынка. Авторы обращают внимание на технические и экономические аспекты этой проблемы, выделяя преимущества внедрения новой технологии в производство и отмечая потенциальные улучшения в управлении бурением скважин.

Ключевые слова

Буровой раствор, мониторинг, конкурентоспособность, реология, очистка, шлам

UDC 622.276

IMPROVING METHODS FOR CONTROL OF ROUGH CLEANING SYSTEMS OF DRILLING MUDIDS

A.H. Gabzalilova

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum
Technological University,
In the City of Oktyabrsky

assistant professor)
L.M. Gimaeva
*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum
Technological University,
In the City of Oktyabrsky
assistant)*
S.V. Kapitonov
*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum
Technological University,
In the City of Oktyabrsky,
student gr. GBZ 18-11)*

Abstract. This article discusses the need to develop competitive equipment for monitoring drilling fluids in the Russian market. The authors draw attention to the technical and economic aspects of this problem, highlighting the benefits of introducing new technology into production and noting potential improvements in well drilling management.

Keywords. Drilling fluids, monitoring, competitiveness, rheology, cleaning, cuttings

При бурении скважин обеспечение самого процесса бурения и выноса из скважины выбуренной породы осуществляется буровой жидкостью, подаваемой в скважину под давлением.

Для выполнения этих функций буровая жидкость должна иметь определенные стабильные физико-химические свойства, в частности плотность с ограниченным количеством взвешенных в ней твердых частиц. Для этого буровая жидкость, вышедшая из скважины, очищается от твердых породных частиц. Количество оставшихся в жидкости после очистки твердых частиц является одним из факторов, ограничивающим допустимую скорость бурения.

Поэтому операция очистки бурового раствора или остаточная концентрация твердых частиц в очищенном буровом растворе ограничивают скорость бурения скважины. В связи этим, совершенствование технологии контроля очистки буровых растворов от выбуренной породы, увеличение скорости бурения скважин и улучшение качества бурового раствора является важной научно-прикладной проблемой, имеющей важное значение для нефте- и газодобывающей отрасли [1].

Важно отметить, что доля непроизводительного времени из-за отклонения параметров бурового раствора от заданных значений может составлять от 2 до 5% от общего времени на строительство скважины. Это еще не учитывая затрат на химреагенты и материалы для восстановления параметров раствора. Очевидно, в отрасли есть потребность в непрерывном контроле параметров буровых растворов для уменьшения риска осложнений при бурении. Обзор рынка нефтесервиса показал, что существует несколько способов реализации комплексов (модулей) для непрерывного контроля параметров бурового раствора. Следует учитывать, что эта технология относительно нова, первые образцы появились всего в 2016-2017 годах. Этот факт свидетельствует о растущем интересе операторов к использованию подобных методов, которые позволяют автоматизировать измерение параметров с увеличением их количества, устранить человеческий фактор и сократить количество персонала на опасных производственных объектах (особенно для офшорных объектов).

Наименование комплекса / Компания / Страна-разработчик	Измеряемые параметры бурового раствора согласно ТЗ								
	Плотность	Температура	Реологические параметры	OWR (водонефтяное отношение)	Электростабильность	Удельное электрическое сопротивление	pH (водородный показатель)	Минерализация	Содержание твердой фазы
RheoSense / IMS / Норвегия	+	+	+						
BaraLogix® Density and Rheology Unit / Halliburton / США	+	+	+						
Intelligent Fluids Monitoring System / Schlumberger / США	+	+	+	+	+			+	+
FlowScan™ Real-Time Rheology System / Aspect Imaging / США		+	+						
Automated mud skid unit (MSU) / США	+	+	+	+					
The MOHR Drilling Fluid Measurement system / н/д	+	+		+					
IMDEX MUD AID™ / AMC Drilling Optimisation / Австралия	+	+	+				+	+	
Mud Watcher / OFI Testing Equipment, Inc. / США	+	+	+	+					+

Рисунок 1 – Компании, предоставляющие сервис мониторинга свойств БР

Основные представленные на рынке технологии и комплексы, а также перечень измеряемых параметров приводятся на рисунке 1.

Большинство устройств, предлагаемых на рынке (такие как RheoSense [6], Density and Rheology Unit [7], FlowScan [8], MSU [9], и The MOHR Drilling Fluid Measurement system [10]), предназначены для мониторинга следующих характеристик буровых промывочных жидкостей:

- плотность;
- температура;
- реологические свойства.

Эти параметры помогают обновлять гидравлические расчеты и прогнозировать давления, возникающие при спуске бурового ствола. Однако такой набор параметров не позволяет однозначно оценить общее качество промывочной жидкости; выявить другие виды загрязнений, влияющих на свойства бурового раствора в процессе бурения; оценить качество эмульсии при бурении с использованием растворов на основе углеводородов (РУО) и т.д.

Некоторые из этих комплексов позволяют оценивать указанные параметры лишь частично. В приведенном ниже примере иллюстрируется мониторинг параметров с использованием комплекса MSU (рисунок 2-3) [9].

Из представленных на рисунках данных видно, что количество измерений в автоматическом режиме значительно выше, чем при проведении измерений "классическим" способом с помощью инженера по буровым растворам.

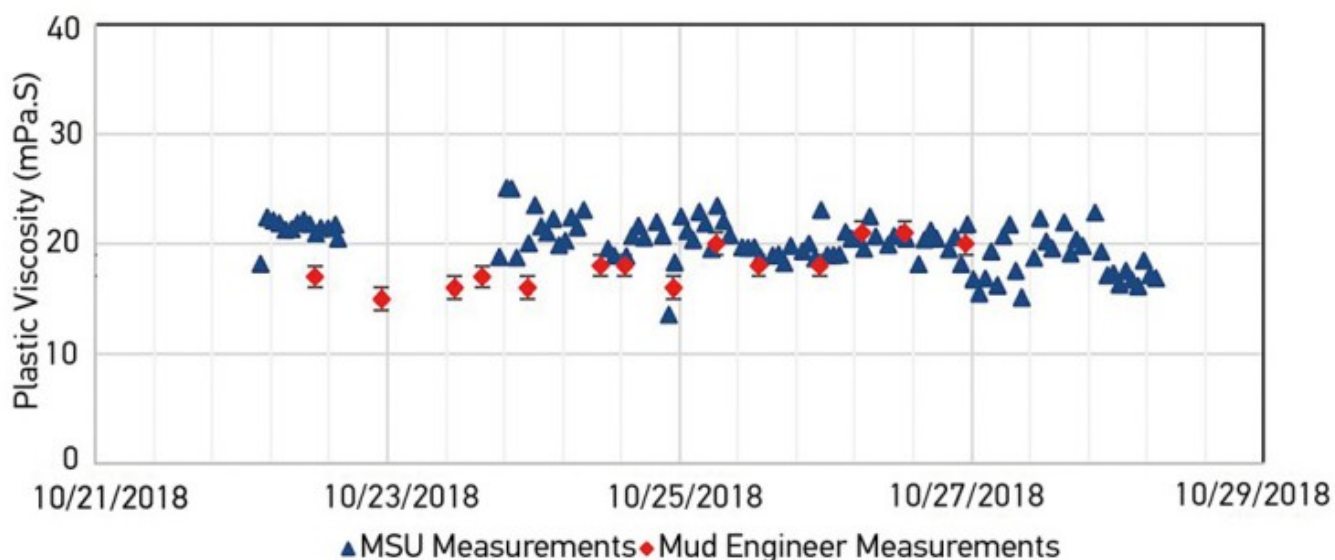


Рисунок 2 – Значение пластической вязкости (ПВ) для автоматизированного и стандартного методов измерений [9]

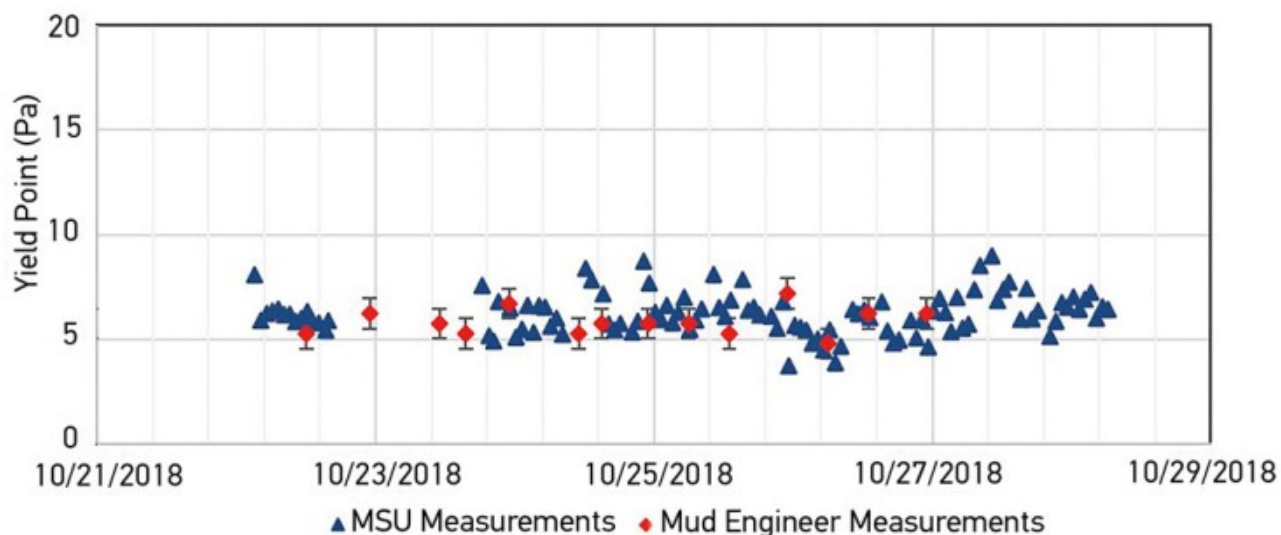


Рисунок 3 – Значение динамического напряжения сдвига (ДНС) для автоматизированного и стандартного методов измерений [9]

Зарубежные разработки имеют высокую стоимость, что затрудняет их распространение на российском рынке. Минимальная суточная арендная плата для подобного оборудования, по оценкам на основе открытых источников, может составлять 80 тыс. рублей в сутки (по состоянию на 2023 год), без учета дополнительных издержек, таких как мобилизация, персонал, обслуживание и т. д. В России крайне важно создать подобное оборудование. Разрабатываемый комплекс должен быть конкурентоспособным как по измеряемым параметрам, так и по стоимости относительно зарубежных аналогов.

Внедрение этой технологии в производство поможет решить следующие проблемы:

- Сократить время реагирования на возможные отклонения от оптимального режима бурения путем увеличения частоты замеров.
- Снизить риски возникновения таких осложнений, как неудовлетворительная очистка скважины, осыпи и обвалы скважины, загрязнение бурового раствора, поглощение или гидроразрыв пласта, нефтегазовые проявления.

- Автоматизировать процесс измерения параметров раствора и исключить человеческий фактор.
- Получить базу данных фактических параметров бурового раствора в процессе бурения с высокой степенью дискретности.
- Обеспечить компании конкурентные преимущества.

Реализация подобного проекта позволит создать коммерческий продукт высокого качества на уровне иностранных аналогов и в некоторых эксплуатационных характеристиках превзойти их. Благодаря онлайн-передаче данных всем работникам, занимающимся бурением скважин, включая удаленных сотрудников, процессы, связанные с буровым раствором во время бурения, можно будет лучше понимать. Это позволит управлять процессом регулирования технологических свойств промывочных жидкостей на новом уровне.

Список использованных источников:

- 1) Балаба В.И. Амбарная технология сбора и хранения отходов бурения скважин: учебник / В.И. Балаба. – Москва: Деп. в ВИНТИ 16.01.96 г. № 169-В96. – 20 с.
- 2) Батуров В.И. Гидроциклоны: Конструкции и применение / В.И. Батуров, М.Г. Лейбовский. – Москва: ЦИНТИХИМНЕФТЕ-МАШ, 1973. – 59 с.
- 3) Бауман А.В. Гидроциклоны. Теория и практика: учебник // А.В. Бауман. – Новосибирск: Гормашэкспорт, 2018. – 56 с., ил. 2.
- 4) Булатов А.И. Спутник буровика: в 2 кн. / А.И. Булатов, С.В. Долгов. – 2-е изд. – М.: Недра, 2014. – 21 с.
- 5) Булатов А.И. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин: учебник для вузов / А. И. Булатов, Ю. М. Проселков, С. А. Шаманов. – М.: Недра, 2003.
- 6) Булатов А.И. Справочник по промывке скважин/ А.И. Булатов, А.И. Пеньков, Ю.М. Проселков. – М.: Недра, 1984. — 317 с.
- 7) Гидроциклоны. Методы сепарации твердых частиц. // Информационный сайт по бурению и буровым растворам. URL: <http://fluidspro.ru/teoriya/kontrol-soderzhaniya-tverdoj-fazy/metody-separacii-tverdyx-chastic/gidrociklony/> (дата обращения 18.01.2024).
- 8) Головин М.В. Современные тенденции развития вибросит для очистки буровых растворов. / М.В. Головин, А.А. Добик, А.В. Картунов, В.И. Мищенко, //«Бурение&Нефть», журнал, выпуск №03 (Март) 2014.
- 9) Ebikebena M. Ombe; Odai A. Elyas; Tamer Abdul Qader; Mohammed Mehdi. Application of a Real Time Mud Density and Rheology Monitoring System to Enhance Drilling in High Pressure High Temperature Gas Wells with MPD Systems International “Petroleum Technology Conference” — (Dhahran, Kingdom of Saudi Arabia, January 2020). Paper Number: IPTC-19909-Abstract.
- 10) Sercan Gul, Eric van Oort, Chris Mullin, and Doug Ladendorf. Automated Surface Measurements of Drilling Fluid Properties: Field Application in the Permian Basin “Unconventional Resources Technology Conference” — (Denver, Colorado, 22–24 July 2019).
- 11) Tore Stock, Egil Ronaes, Truls Fossdal, Johnny Bjerkaas. The Development and Successful Application of an Automated Real-Time Drilling Fluids Measurement System — SPE Intelligent Energy International — (Utrecht, The Netherlands, March 2012). Paper Number: SPE-150439-MS.

УДК 622.243.272.8.

НАДДОЛОННЫЙ МОДУЛЬ ТЕЛЕСИСТЕМЫ

А.Х. Габзалилова

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО
УГНТУ в г.Октябрьском, доцент)*

Л.М. Гимаева

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО
УГНТУ в г.Октябрьском, ассистент)*

А.Б. Шекибаев
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО
УГНТУ в г.Октябрьском, студент гр.ГБЗ18-11)

Аннотация. Задачей модели является расширение функциональных возможностей наддоложного модуля (НДМ) за счет использования дополнительного измерительного средства, в частности, измерение геофизических и технологических параметров непосредственно около долота, в процессе бурения гидравлическими забойными двигателями и передачи информации материнской телесистеме, с применением короткого скоростного беспроводного электромагнитного канала связи.

Ключевые слова. Наддоложный модуль, электромагнитный канал, реперный пласт, LWD (каротаж в процессе бурения), гамма-каротаж (ГК), нейтрон-нейтронный каротаж.

UDC 622.243.272.8.

OVERHEAD MODULE OF THE TELESYSTEM

A.H. Gabzalilova
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum
Technological University,
In the City of Oktyabrsky
assistant professor)

L.M. Gimaeva
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum
Technological University,
In the City of Oktyabrsky
assistant)

A.B. Shekibaev
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum
Technological University,
In the City of Oktyabrsky
student gr. GBZ18-11)

Abstract. The objective of the model is to expand the functionality of the above-ground module (NDM) by using additional measuring equipment, in particular, measuring geophysical and technological parameters directly near the bit, during drilling with hydraulic downhole motors and transmitting information to the parent telesystem, using a short high-speed wireless electromagnetic communication channel.

Keywords. Above-ground module, electromagnetic channel, reference layer, LWD (logging during drilling), gamma-ray logging (GC), neutron-neutron logging.

С применением наддоложного модуля можно получить точную информацию о реперных пластах, также можно уточнить глубину расположения кровли продуктивного пласта относительно забоя и угол падения пласта в азимуте бурения горизонтального ствола. Наличие реперного пласта позволяет определить радиус траектории бурения, обеспечивающий проектный угол вскрытия кровли пласта.

Измеренная наддоложным модулем 6 (рисунок 1,2) информация передается по короткому скоростному беспроводному электромагнитному каналу связи 5 на приемно-обрабатывающий блок 4 базовой телесистемы 3. Телесистема наряду с данными, измеренными ею самой, передает на поверхность по беспроводному электромагнитному каналу связи 2 также и данные, полученные наддоложным модулем, в виде дополнительных каналов. На поверхности информация принимается и обрабатывается наземным приемно-обрабатывающим комплексом 1, программное обеспечение которого модифицируется с учетом дополнительных каналов наддоложного модуля [7].



Рисунок 1 – Структурная схема телесистемы с наддолотным модулем

Каротаж во время бурения (Logging-While-Drilling, (LWD)) в нашей стране начал развиваться сравнительно недавно, в то время как технологии LWD иностранных компаний (Halliburton, Schlumberger, BakerHugges и др.), представленные полным набором геофизических методов (ГК, КС, БК, ИК, ГГК-П, ННК, НГК, ЯМК и др.), давно существуют и успешно применяются с конца прошлого века. LWD – режим предусматривает одновременную возможность записи каротажей ГК, ИК, ННК и передачи всех данных, в том числе от наддолотного модуля, на поверхность в режиме реального времени по беспроводному каналу связи на скорости до 5 бит/с. Разработка и внедрение комплекса LWD в составе телесистемы с электромагнитным каналом связи позволит получать информацию о коллекторских свойствах пласта уже на этапе первичного вскрытия.

Технология – система измерений на долоте – НДМ (наддолотный модуль), включающая азимутальный двухканальный гамма-каротаж (ГК) и метод сопротивлений на долоте (КС). Метод ГК в комплексе телеметрии в общем случае используется для вскрытия кровли продуктивного пласта, а непосредственно в НДМ ГК используется в качестве инструмента геонавигации поскольку все датчики имеют расстояние 0,4 м от кромки долота. (рисунок 3) Это позволяет осуществлять оперативный контроль пространственного положения ствола скважины: изменяя проектную траекторию, вести скважину по коллектору, одновременно контролируя при этом глинистую покрышку [6].

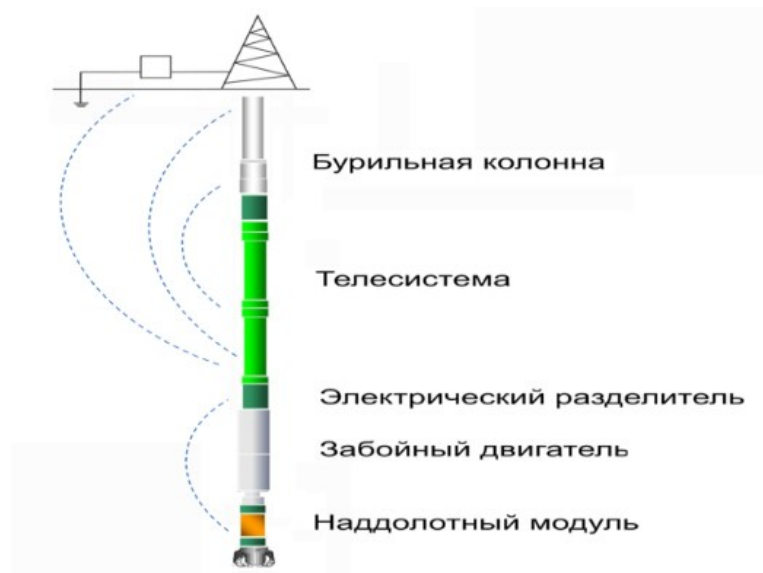


Рисунок 2 – Принцип передачи данных от НДМ

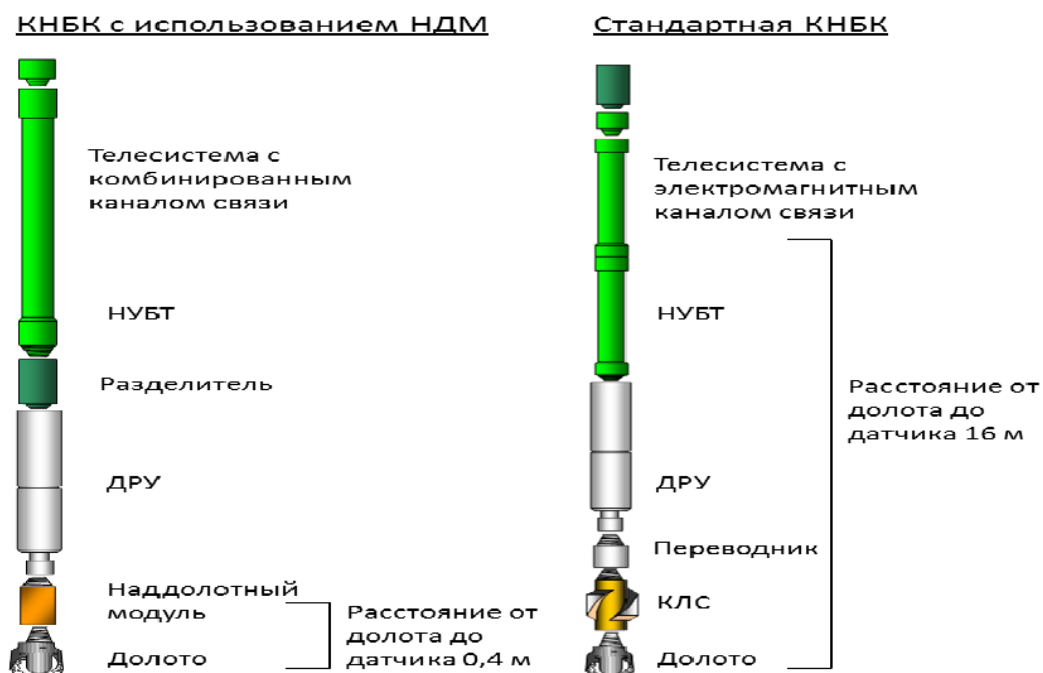


Рисунок 3 – Измерения 0,4 м от забоя

Модуль нейтронного каротажа (МНК) представляет собой зонд нейтрон-нейтронного каротажа (большой, малый зонды ННК) и зонд нейтронного гамма-каротажа диаметром 42 мм. В качестве источника ионизирующего излучения применяется стационарный ампульный источник Pu-Be, который устанавливается в корпус прибора непосредственно перед спуском компоновки с телесистемой в скважину. Сам модуль в сборе с телесистемой помещается в стандартную немагнитную бурильную трубу.

Нейтрон-нейтронный каротаж применяется для определения пористости (водородосодержания) горных пород в процессе бурения. Эффективность использования МНК в процессе бурения заключается в возможности получения истинных коллекторских свойств продуктивного пласта, не измененного фильтратом бурового раствора [4].

В заключение следует отметить отличительные особенности использования наддолотного модуля :

1. Экономия времени на вскрытие и проводку горизонтального участка ствола скважины.
2. Снижение финансовых затрат и сокращение времени строительства скважины за счет исключения проведения дополнительных привязочных каротажей.
3. Увеличение дебита скважины за счет оперативной корректировки траектории ствола скважины и ее проводки по наиболее продуктивной части пласта.
4. Навигация в пластах мощностью от 0,5 м.
5. Возможность автономной работы без телесистемы с записью во flash-память.

Список использованных источников

1. Опыт эксплуатации телесистемы с комбинированным каналом связи / Чупров В.П., Шайхутдинов Р.А., Бикинцев А.А., Абакумова Н.З., Добрин А.Г., Мишин Ю.С. – Каротажник, 2011. № 5. С. 6-10.
2. Обзор телеметрических систем для геонавигации скважин / Надыршин Р.Ф. - Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института, 2011 Т.9. № 1. С. 69-72.
3. Опыт применения телесистем с электромагнитным каналом связи / Чупров В.П., Филимонов О.В., Григорьев В.М. – Каротажник, 2006. № 7-8. С. 41-53.
4. Развитие технологий каротажа во время бурения (lwd) на базе отечественного комплекса телеметрии с электромагнитным каналом связи / Абдрахманов Д.А., Бельков А.В., Будаев Д.А.,

Хасанов Д.Н., Чупров В.П., Шайхутдинов Р.А., Яхина И.А., Лысенков А.И. – Каротажник, 2016. № 7 (265). С. 108-118.

5. Коррекция влияния намагниченности компоновки низа бурильной колонны на измерения азимута при навигации скважин с помощью телесистем / Чупров В.П., Васильев А.В., Кудряшов А.А. – Каротажник 2006. № 7-8. С. 41-53.

6. ПАО НПП ВНИИГИС - [сайт]. URL: <http://vniigis.com/>.

7. Об истинных забойных параметрах при бурении с наддолотным модулем / Яхшибеков Ф.Р., Абрамов Е.В., Горгоц В.Д., Рябков И.И., Акимов И.В. - Нефтяное хозяйство, 2012. № 12. С. 80-83.

УДК 622.276

АНАЛИЗ КРЕПЛЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНОГО УЧАСТКА СТВОЛА СКВАЖИН

А.Ю. Гуторов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент, кандидат технических наук)

Д.И. Кобища

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, учебный мастер)

Д.С. Самиков

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГБЗ 18-11)

Аннотация. Этап крепления ствола эксплуатационной колонной при строительстве скважины является завершающим по созданию надёжного и долговременного канала связи между нефтенасыщенными пластами и устьем, обеспечивающим устойчивую добычу углеводородной продукции на различных стадиях разработки залежей нефти и газа. В настоящее время возникает необходимость в проводке горизонтальных скважин, что объясняется геолого-географическими (залегание нефтегазовых горизонтов под пологими сбросами) и технико-экономическими (более полное вскрытие пласта и устойчивый приток флюида) факторами.

Ключевые слова: качество крепления, скважина, бурение, разобщение пластов, горизонтальный участок.

UDC 622.276

ANALYSIS OF THE FASTENING OF THE HORIZONTAL SECTION OF THE BOREHOLE

A.Y. Gutorov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, associate Professor, Candidate of Technical Sciences)

D.I. Kobishcha

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, training master)

D.S. Samikov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GBZ 18-11)

Abstract. The stage of fixing the trunk with an operational column during the construction of a well is the final one to create a reliable and long-term communication channel between oil-saturated

formations and the mouth, ensuring sustainable production of hydrocarbon products at various stages of the development of oil and gas deposits. Currently, there is a need for the wiring of horizontal wells, which is explained by geological and geographical (occurrence of oil and gas horizons under shallow discharges) and technical and economic (more complete opening of the reservoir and steady flow of fluid) factors.

Key words: fastening quality, borehole, drilling, separation of layers, horizontal section.

В настоящее время работы по повышению качества крепления ведутся в двух направлениях: улучшение рецептуры тампонажного раствора и, как следствие повышение качества цементного камня, и разработка новых, более совершенных, методов крепления продуктивного пласта.

Выпускаемые отечественной промышленностью тампонажные материалы по ряду причин не обеспечивают качественного разобщения вскрываемых пластов. Особо остро эта проблема стоит в отношении облегченных тампонажных материалов, тем более, что практически отсутствует их серийное производство. Применяемые облегчающие добавки в основном, способствующие повышению водосодержания и являющиеся инертными в отношении формирования структуры цементного камня ее ухудшают – снижают прочностные показатели, повышают проницаемость и т.д.

В условиях присутствия такого пластового флюида, как газ, существует возможность проникновения его в закачиваемый тампонажный раствор, а за счет ряда негативных явлений (контракции, зависания, седиментационной неустойчивости) и в процессе твердения. Повышенные температуры (более 100 °С) вызывают фазовые превращения продуктов твердения уже в процессе эксплуатации скважины. Переходы одних кристаллогидратов в другие (высокоосновных в низкоосновные) сопровождаются объемными изменениями, следствием которых является деструкция камня [1].

Возможными решениями проблемы могут быть следующие направления:

- разработка тампонажных растворов, формирующих цементный камень с высокими изоляционными свойствами;
- для интервалов с пониженными температурами обоснование и разработка технологических приемов и материалов, обладающих повышенной в этих условиях гидравлической активностью;
- обоснование и реализация технологии повышения термической стойкости сформированного цементного камня.

Для разобщения пластов с целью исключения затрубной циркуляции необходимо применять стабилизированные седиментационно устойчивые цементные растворы, которые при затвердевании образуют цементный камень с повышенными деформационными свойствами и не растрескиваются под действием ударных нагрузок. Для повышения седиментационной устойчивости рекомендуется комплекс мероприятий по снижению показателя фильтрации цементных растворов.

Опыт эксплуатации первых горизонтальных скважин выбранного месторождения показал, что только создание системы разработки месторождения горизонтальными скважинами позволяет реально оценить преимущество данного метода.

Технико-технологический комплекс КРР-146 для крепления пологих и горизонтальных скважин, разработанный в ОО НТЦ «ЗЭРС» в сотрудничестве со специалистами ОАО «Сургутнефтегаз», был испытан на сложно построенном выбранном месторождении с целью эффективной эксплуатации горизонтальных скважин.

Опытно-промышленная отработка технологии строительства горизонтальных скважин с использованием комплекса КРР-146 была проведена в условиях выбранного месторождения. В этом случае горизонтальный участок ствола скважины не цементируется и разделяется с помощью заколонных проходных пакеров на несколько разобленных друг от друга зон в интервале продуктивного пласта с возможностью многократного регулирования сообщения этих зон с полостью эксплуатационной колонны.

В комплекс КРР входит вспомогательное оборудование:

- многофункциональный управляющий инструмент – привод КРР.146.050;
- комплект цементировочных пробок (поставляется в комплекте принадлежностей с цементировочной муфтой) [2].

Комплекс КРР-146 обеспечивает проведение следующей совокупности технологических операции в процессе крепления, освоения и эксплуатации горизонтальных скважин:

- проведение высокотехнологичного манжетного цементирования скважины с сохранением коллекторских свойств продуктивного пласта;
- герметичное разобщение горизонтального участка скважины на отдельные зоны с помощью заколонных гидравлических проходных пакеров, заполняемых твердеющими полимерными материалами;
- размещение между пакерами механически управляемых – открываемых и закрываемых – колонных фильтров и клапанов;
- проведение операции пакеровки скважины и регулирования колонных фильтров и клапанов с помощью внутриколонного управляющего инструмента, спускаемого на НКТ и приводимого в действие гидравлическими и механическими операциями.

В процессе опытно-промышленных работ были проведены промысловые испытания нескольких технологических вариантов применения КРР-146.

В ходе эксперимента отрабатывалось применение следующих технических средств.

Технические средства для проведения манжетного цементирования:

- на двух скважинах манжетное цементирование проведено с применением пакера для двухступенчатого и манжетного цементирования типа ПДМ-146, который используется при стандартной схеме крепления горизонтальных скважин в ОАО «Сургутнефтегаз»;
- на девяти скважинах манжетное цементирование проведено с применением муфты МЦП-146С2 и пакера ППГУ-146;
- на трех скважинах манжетное цементирование проведено с применением муфты МЦП-146С2 и пакера ПГПМ1.146-2.

Тип гидравлического заколонного пакера для разобщения горизонтального участка скважины и технология его проведения в действие (в процессе проведения цементирования скважины или после ОЗЦ, перед началом освоения скважины), а также характером материала, заполняющего уплотнительный элемент пакера и способом его доставки в скважину:

- на шести скважинах применялись пакера типа КРР 146.01, уплотнительный элемент которых заполняется композицией смол ФР-12 (находящейся в контейнере пакера) и ПЖФ(С), которая закачивается в межтрубное пространство скважины перед её освоением;
- на восьми скважинах применялись пакеры типа ПГПМ1.146-2, уплотнительные элементы которых предварительно (в заводских условиях) заполнены отверждаемым гидрофобным полимерным составом (ОГПС), который при смешении с буровым раствором в скважинных условиях образует гелеобразную твердеющую массу в рукаве пакера.

Последующие работы по подготовке скважины к освоению показали недостаточную эффективность смещения комплекса специальной оснастки типа КРР-146 с разбуриваемой пакер-муфтой манжетного цементирования ПДМ-146.

Отработана технология применения муфты МЦП-146С2 в сочетании с пакером ППГУ-146 и колонной оснасткой КРР-146, в состав которой входили пакера КРР 146.01.

Приведены также испытания двух типов заколонных пакеров, включаемых в состав колонной оснастки типа КРР-146. Оба варианта показали свою работоспособность и надежность. Отличительной особенностью первого варианта от второго являлось наличие в комплексе колонной оснастки типа КРР-146 пакеров типа КРР.146.01, заполняемых двухкомпонентной твердеющей смесью, состоящей из резорцино-формальдегидной смолы СФ-282 (модифицированная смола ФР-12) и карбомидно-формальдегидной смолы ПКФ-С.

Использование во втором варианте КРР-146 заколонных проходных гидравлических пакеров типа ПГПМ 1. 146-2, заполненных в заводских условиях отверждаемым гидрофобным полимерным составом (ОГПС), с длиной уплотнительного элемента 3000 мм, показали их

значительные технологические и экономические преимущества при всех прочих равнозначных условиях [3].

Прямым промысловым экспериментом на скважине проверено срабатывание пакеров ПГПМ1-146-2 и фильтров КРР 146.02 в скважинных условиях. С этой целью были последовательно открыты фильтры КРР 146.02, установленные в интервалах 2592-2598 м, 2505-2511 м, 2435-2441 м, определена приемистость скважины после открытия каждого из фильтров. Так, после открытия фильтра в интервале 2592-2598 м, приемистость скважины составила 6,6 м³/час (158 м³/сут) при давлении 12-12,5 МПа. После открытия фильтра КРР 146.02, установленного в интервале 2505-2511 м, приемистость скважины составила 9,6 м³/час (230 м³/сут) при давлении 12-12,5 МПа. После открытия третьего фильтра КРР 146.02 в интервале 2435-2441 ощутимого увеличения приемистости не отмечено, так как этот интервал ствола скважины характеризуется наименьшей по сравнению с предыдущей проницаемостью. Провели последовательное закрытие фильтров с повторной проверкой приемистости скважины. После закрытия фильтра в интервале 2592-2598 м приемистость скважины составила 5,4 м³/час (130 м³/сут) при давлении 14 МПа. После закрытия фильтра в интервале 2505-2511 м, приемистость скважины составила 3,6 м³/час (86 м³/сут) при давлении 14 МПа.

Анализируя эти данные, видно, что приемистость скважины напрямую зависит от длины введенного в разработку интервала горизонтального ствола скважины, однако сопоставляя информацию о добыче нефти на скважинах после сдачи их в эксплуатацию видим следующее.

По скважине (где открыты все фильтры) за 27 месяцев эксплуатации достигнута накопленная с начала разработки добыча нефти 15758 т. По скважине, за шесть месяцев эксплуатации, накопленная с начала разработки добыча составила 4540 т при пластовом давлении 17,4 МПа. Введен в разработку интервал продуктивной зоны, составляющий 16 % от общей длины горизонтального ствола скважины.

Фактически получается, что при меньшей длине эксплуатируемого интервала получаем большую добычу нефти. Это объясняется тем, что на рассматриваемом месторождении работа добывающих скважин осложняется совместными притоками нефти и воды (до 90 % и более). На одной из скважин открыты интервалы фильтров относительно удаленные от возможных обводненных зон. Соответственно динамика обводненности добываемой продукции почти в два раза меньше, чем по остальным скважинам, что позволяет получить значительный прирост добычи нефти [4].

Делаем вывод, что поэтапное введение в эксплуатацию участков горизонтального ствола скважин, разделенных с помощью оснастки КРР-146 является целесообразным и нуждается в дальнейшем методическом рассмотрении.

Также подтверждено надежное разобщение горизонтальной части ствола скважины заколонными проходными пакерами типа ПГПМ1-146-2 на отдельные участки, каждый из которых имеет свои гидродинамические характеристики. Был осуществлен комплекс геофизических исследований, включавший проведение термометрии, которая показала отсутствие затрубной циркуляции жидкости в зонах скважины, изолированных пакерами КРР 146.01 при закрытых фильтрах КРР 146.02. Таким образом, в ходе промысловых и геофизических исследований на скважинах, оснащенных колонной оснасткой типа КРР-146, получены данные, подтверждающие приведение в действие в скважинных условиях заколонных гидравлических пакеров типа КРР 146.01 и пакеров типа ПГПМ1-146-2 и разобщение горизонтальной части ствола скважины посредством этих пакеров на отдельные участки [5].

Список использованных источников:

1 Левинсон Л. М. Управление процессом искривления скважин: учеб. пособие / Л. М. Левинсон, Т. О. Акбулатов, Х. И. Акчурин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2000. – 88 с.

2 Акбулатов Т. О. Расчет гидравлической программы проводки скважин: учебное пособие / Т. О. Акбулатов. – Уфа: УГНТУ, 2003. – 48 с.

3 Булатов А. И. Справочник инженера по бурению: в 4 кн. / А. И. Булатов, А. Г. Аветистов. – Москва: Недра, 1996. – 361 с.

4 Гайворонский А. А. Крепление скважин и разобщения пластов. – Л.: Техническая книга / А. А. Гайворонский, А. А. Цыбин. – 1980. – 367 с. – С. 86, 87.

5 Булатов А. И. Тампонажные материалы / А. И. Булатов, В. С. Данюшевский. – Москва: Недра, 1987. – 278 с.

УДК 622.276

ПОВЫШЕНИЕ КАЧЕСТВА ПЕРВИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

А.Ю. Гуторов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент, кандидат технических наук)

Д.И. Кобища

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, учебный мастер)

И.Р. Уразильдеев

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГБЗ 18-11)

Аннотация. В решении задач развития топливно-энергетического комплекса страны ведущее место отводится нефтяной и газовой промышленности. Ежегодно в стране добывается несколько сот миллионов тонн нефти и сотни миллиардов кубометров газа. Бурение нефтяных и газовых скважин является самой капиталоемкой отраслью нефтегазодобывающей промышленности. Одной из задач при строительстве скважин является сохранение естественной проницаемости продуктивных коллекторов. Одним из путей решения является применение промывочных жидкостей с низким показателем фильтрации и увлажняющей способностью, высокими ингибирующими свойствами, предупреждающими проявление в продуктивных горизонтах скин-эффекта.

Ключевые слова: скважина, увлажняющая способность, коэффициент восстановления проницаемости, продуктивный пласт, полигликолевый биополимерный раствор.

UDC 622.276

IMPROVING THE QUALITY OF PRIMARY OPENING OF PRODUCTIVE FORMATIONS

A.Y. Gutorov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, associate Professor, Candidate of Technical Sciences)

D.I. Kobishcha

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, training master)

I.R. Urazgildeev

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GBZ 18-11)

Abstract. In solving the tasks of developing the country's fuel and energy complex, the leading place is given to the oil and gas industry. Several hundred million tons of oil and hundreds of billions of cubic meters of gas are produced annually in the country. Drilling of oil and gas wells is the most capital-intensive branch of the oil and gas industry. One of the tasks in the construction of wells is to

preserve the natural permeability of productive reservoirs. One of the solutions is the use of washing liquids with low filtration rate and moisturizing ability, high inhibitory properties that prevent the manifestation of a skin effect in productive horizons.

Key words: borehole, wetting capacity, permeability recovery coefficient, productive reservoir, polyglycol biopolymer solution.

В течение последнего времени произошли существенные изменения в условиях применения промывочных жидкостей, используемых при бурении нефтяных и газовых скважин. Эти изменения вызваны увеличением глубин бурения и освоением новых, ранее недоступных площадей, высокими температурами на забое глубоких скважин. Все это заметно усложняет технологию бурения и особенно регулирование свойств промывочных жидкостей.

Усложнение условий бурения привело к значительному расширению номенклатуры промывочных жидкостей и химических реагентов, применяемых для регулирования свойств промывочных жидкостей.

Эффективность современных методов разработки нефтяных и газовых месторождений во многом зависит от состояния призабойной зоны эксплуатационных и нагнетательных скважин. Проникновение в эту зону промывочной жидкости или ее фильтратов вызывает уменьшение проницаемости продуктивного пласта, в результате чего вокруг скважины образуется зона с пониженной по сравнению с естественной проницаемостью.

Регулирование свойств буровых промывочных жидкостей осуществляется определенными технологическими свойствами (жесткостью, водоотдачей, предельным напряжением перехода, щелочностью, содержанием различных ионов и др.). Это означает не только подачу требуемых значений, но и устойчивость стенок скважин и способность продуктивных пластов сохранять проходимость в забойной зоне.

Снижение проницаемости нефтеносных пород под действием промывочных жидкостей происходит по следующим причинам.

Глинистые минералы, присутствующие в продуктивной части пласта, набухают при соприкосновении с водой и, особенно со щелочными водными растворами и закрывают поровые отверстия.

Проведенные эксперименты [1] показали, что проникновение фильтрата глинистого раствора в керны, содержащие 2-3 % глины, вызывает дополнительное уменьшение проницаемости на 30-40 % по сравнению с кернами, не содержащими глины. При большем содержании глины этот эффект усиливается. Увеличение количества глины в песчаниках свыше 6-8 % приводит к тому, что такие породы после взаимодействия с водой становятся практически непроницаемыми для нефти.

В результате проникновения твердой фазы в поры и, особенно в трещины продуктивных пластов резко уменьшается проницаемость призабойной зоны. В результате фильтрации трещины заполняются плотной пастообразной глинистой массой, которая на длительный срок закупоривает пути движения нефти в скважине.

При попадании фильтрата промывочной жидкости в продуктивные пласты образуются устойчивые водонефтяные эмульсии, которые препятствуют движению жидкости в поровом пространстве. По данным И. Е. Шевалдина, добавление к пресной воде 0,2-2 % Na_2CO_3 , KOH , NaCl , CaCl_2 делает эмульсии неустойчивыми. Этими же исследованиями было установлено, что смешивание нефти с соленой водой приводит к образованию неустойчивых эмульсий, разрушающихся в течение 1-2 суток. Проникновение фильтратов промывочных жидкостей в поры продуктивных пластов вызывает обменные реакции с солями Ca и Mg , содержащимися в пластовых водах. При этом образуются малорастворимые комплексы, закупоривающие поры.

Вместе с промывочными жидкостями в продуктивные пласты попадают бактерии, вызывающие закупорку пласта продуктами своей жизнедеятельности или своей массой. Наиболее опасными в этом отношении являются сульфатовосстанавливающие бактерии и железобактерии. Для подавления жизнедеятельности бактерий необходимо применять ПАВ, обладающими бактерицидными свойствами.

Промывочные жидкости под действием перепада давлений вызывают раскрытие естественных трещин, заполняют их фильтрационной массой, проницаемость которой составляет сотые и тысячные доли миллиарда, и преграждают пути движения нефти и газа к забою скважин.

Уменьшение проницаемости продуктивных пластов происходит также и при цементировании скважин. Исследования показали, что даже при небольших перепадах давления свыше 90 % воды, использованной для затворения цемента, фильтруется в пласты. В результате фильтрации и проникновения частиц цемента в поры проницаемость призабойной зоны еще больше уменьшается, причем величина зоны воздействия фильтратов цементных растворов может превышать длину перфорационных каналов (0,5-6,0 м).

Таким образом, причинами низкой увлажняющей способности (P_0) при заканчивании скважин является несоответствие состава свойств промывочных жидкостей и режимов проведения различных технологических операций в скважине геолого-физическим условиям продуктивного пласта и состоянию ПЗП, что обуславливает значительные глубины проникновения жидкостей или их фильтратов в пласт.

Перспективным с точки зрения восстановления естественной проницаемости пласта является формирование кольтационного экрана в призабойной зоне пласта (ПЗП) на начальной стадии вскрытия и его дальнейшее саморазрушение (деструкция).

Одним из технологических решений в этом направлении стало применение ингибированных безглинистых буровых растворов, обработанных высокомолекулярными соединениями [10]. Выбор составов безглинистых буровых растворов (ББР) изначально был обусловлен не столько обеспечением качества вскрытия продуктивных пластов, сколько увеличением скорости бурения и базировался, в основном, на традиционных химических реагентах, используемых для регулирования физико-химических характеристик глинистых систем (фильтратоотдачи, реологических параметров и т.д.). В настоящее время задача разработки ББР заключается в подборе полимерного реагента при строительстве скважины, способного обеспечить формирование кольтационного экрана в ПЗП, который после завершения строительства скважины деструкционируется, обеспечивая тем самым полное восстановление фильтрующе-емкостных свойств продуктивного пласта [2-4].

С учетом изложенного наиболее перспективны полисахариды. Основная причина их выбора – это подверженность химической и биологической деструкции.

В последние годы за рубежом для проводки скважин в различных горно-геологических условиях, в том числе при вскрытии продуктивных отложений, стали применять растворы, содержащие низкомолекулярные полиалкиленгликоли. Характерной особенностью полиалкиленгликолей является снижение их растворимости в воде при повышении температуры. Образование новой фазы приводит к загущению суспензии, возрастанию прочности структуры.

Основу растворов на полиэтиленгликолевой основе составляет высокоразветвленный биополимер, обеспечивающий псевдопластичные реологические свойства с ламинарным режимом течения, что предотвращает эрозионный размыв стенок рыхлого заглинизированного коллектора. Благодаря уникальным реологическим свойствам таких растворов, создаются оптимальные условия для поддержания частиц выбуриваемой породы во взвешенном состоянии и выноса шлама из горизонтального участка ствола.

Приготовление раствора осуществляется следующим образом. В воде затворяли расчетное количество глины с добавлением кальцинированной соды. После суточной гидратации суспензию глины перемешивается в течение одного часа и вводится расчетное количество реагентов. Затем перемешивается еще 20-30 мин [6-7]

Регулирование фильтрационных свойств осуществлялось добавками полианионной целлюлозы (Celpol SL), а ингибирующих свойств – добавками хлористого калия (таблица 1).

Как видно из данных таблицы, что при добавлении полианионной целлюлозы (ПАЦ) и полиэтиленгликоля, условная вязкость (УВ) повышается в 5,5 раз, показатель фильтрации (ПФ)

уменьшился в 10 раз, статическое напряжение сдвига ($\text{CHC}_{1/10}$) снизилось на 37% и величина увлажняющей способности снизилась почти в 1,5 раза по сравнению с исходным раствором.

Таблица 1 – Рецептурный состав и показатели полиэтиленгликолевых буровых растворов

Рецептура раствора, % масс					Параметры раствора								
ПЭГ	ПАЦ-НВ	ПАЦ-ВВ	KCl	CaCO ₃ , г/л	ρ, г/см ³	УВ, с	ПФ, см ³ /30мин	CHC _{1/10} , дПа	η _{пл} , мПа·с	τ ₀ , дПа	pH	По, см/ч	
Исходный раствор из глины + + 0,2 % КОН					-	1,10	17	40	35/60	6,5	9,8	8,9	9,42
3	0,2	0,2	-	-	1,10	93	4,0	27,1/34,2	32,5	191,1	8,9	7,31	
3	0,2	0,2	7	-	1,13	41	5,5	5,9/17,6	29,9	96,9	8,3	2,22	
3	0,2	0,2	7	585	1,40	50	6,0	9,4/20,0	48	112,7	7,9	2,22	
3	0,2	0,2	7	822	1,62	68	5,0	17,3/28,9	66	210	7,8	2,22	

При рассмотрении следующей рецептуры (ПАЦ + 7 % KCl), замечаем, что удельный вес вырос на 0,03, показатель фильтрации снизился в 7 раз, Π_0 - в 4 раза, $\text{CHC}_{1/10}$ - на 70 % по сравнению с первоначальной рецептурой. Про условную вязкость можно сказать, что она уменьшилась вдвое, по сравнению со второй рецептурой.

Следующая рецептура предусматривает добавление утяжелителя (CaCO₃) в объеме равным 585 г/л. Видим, что при добавлении CaCO₃, удельный вес значительно повысился, УВ и $\text{CHC}_{1/10}$ повысились примерно в 1,5 раза, а увлажняющая способность осталась неизменной по сравнению с предыдущей рецептурой. Дальнейшее увеличение объема содержания утяжелителя, приводит к увеличению удельного веса, условной вязкости и статическому напряжению сдвига, а показатель фильтрации и увлажняющая способность остаются неизменными.

Можно сказать, что ингибирующий эффект в присутствии полигликолей заметно усиливается, что говорит о различии в механизме ингибирования глинистой породы полиспиртами.

Полигликолевый раствор может быть приготовлен с исходной плотностью 1,0-1,02 г/см. Однако при необходимости создания противодействия на пласт предусмотрено применение кислоторастворимого и адгезионно-неактивного модифицированного карбоната кальция (МКК), технология получения которого разработана и запатентована работниками АО «Сода» (г. Стерлитамак). Для бурения ГС в неустойчивых заглинизированных коллекторах, характерных для Западной Сибири, разработана и запатентована [8] система полигликолевого биополимерного бурового раствора (ПГБР), не содержащая глинистой фазы.

На физико-химическом уровне взаимодействия промывочная жидкость в той или иной степени обладает ингибирующей способностью, то есть предупреждает или, по крайней мере, тормозит процессы, влияющие не только на глинистые интервалы, но и на глинистые сланцы, аргиллиты, глинистые цементные породы, например, глинистый песчаник, мергель, алевролиты и др. Эти процессы обусловлены увеличением дополнительного внутреннего напряжения в пористом пространстве, связанного с нарушением их естественного равновесия влажности при взаимодействии с фильтратом промывочной жидкости, и, как следствие, увеличением дополнительного внутреннего напряжения в пористом пространстве.

Глинистые породы обладают рядом специфических свойств, в частности, высокой гидрофильностью.

Оценивая ингибирующие свойства раствора, содержащего ПЭГ + KCl, можно констатировать, что они, судя по величине Π_0 , достаточно высоки и обеспечивают гарантированный период устойчивого состояния глинистых пород.

Результаты исследований влияния полигликолевого бурового раствора на коэффициент восстановления проницаемости (Р) кернов, выявили однозначную связь между содержанием полиэтиленгликоля (ПЭГ) (по 5 % (масс.)) и величиной проницаемости керна (Р).

Анализируя представленный материал, можно сделать заключение, что, полиэтиленгликолевый раствор является наиболее оптимальным вариантом для вскрытия продуктивного пласта на выбранном месторождении.

Данный раствор обладает способностью в короткое время образовывать прочную структуру, удерживающую длительное время во взвешенном состоянии шлам, что снижает риск возникновения сальникообразований и затажек буровых колонн, и, следовательно, приводит к снижению затрат на ликвидацию осложнений и аварий.

Список использованных источников:

- 1 Токунов В. И. Гидрофобные эмульсии для заканчивания скважин в условиях трещиноватого коллектора и сероводородного воздействия / В. И. Токунов, А. З. Саушин // Нефтяное хозяйство. – 2000. – №7. – С. 190–21.
- 2 Федосов Р. И. Новые системы безглинистых полимерно-гидрогелевых буровых растворов / Р. И. Федосов, А. И. Пеньков, Б. А. Никитин // Нефтяное хозяйство. – 1999. – № 2. – С. 20–22.
- 3 Проводников Г. Б. Совершенствование рецептур буровых растворов для условий строительства скважин на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» / Г. Б. Проводников, О. А. Лушпеева, В. И. Безденежных // Нефтяное хозяйство. – 2002. – №8. – С. 79–83.
- 4 Мавлютов М. Р. Вскрытие продуктивных пластов с использованием полимерсолевых растворов с регулируемой кольматацией / М. Р. Мавлютов, А. Г. Нигматуллина // Нефтяное хозяйство. – 1999. - № 3. – С. 20-23.
- 5 Саушен А. З. Гидрофобно-эмульсионные растворы на основе биологически-активной дисперсной среды / А. З. Саушен, Г. А. Поляков, В. А. Прокопенко // Нефтяное хозяйство. – 2000. – № 7. – С. 16–18.
- 6 Калинин В. Ф. Применение обращённых эмульсий для вскрытия продуктивных пластов на месторождениях ОАО «Саратовнефтегаз» / В. Ф. Калинин // Нефтяное хозяйство. – 1998. – № 12. – С. 11–13.
- 7 Шишков С. Н. Разработка и исследование бурового эмульсионного углеводородного раствора / С. Н. Шишков, Д. Л. Мухин // Нефтяное хозяйство. – 1992. – № 3. – С. 5–6.
- 8 Резниченко И. Н. Приготовление, обработка и очистка буровых растворов / И. Н. Резниченко. – Москва: Недра, 2005. – 232 с.

УДК 622.24.05

БЕСПРОВОДНЫЕ ДАТЧИКИ ДЛЯ БЕСПЕРЕБОЙНОГО БУРЕНИЯ И СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН, ПРЕИМУЩЕСТВА И ПЕРСПЕКТИВЫ

А.Ю. Давыдов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

А.У. Бойжигитов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. БГБ 20-11)

Р.И. Сулейманов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

М.Я. Хабибуллин

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Аннотация. В данной статье рассматривается использование беспроводных датчиков в процессе бурения и строительства скважин с целью обеспечения непрерывной работы и снижения необходимости в ремонтных работах. Особое внимание уделяется датчикам ГТИ,

предоставляющим данные о нагрузке на талевый канат, моменте ключей ГКС, уровне емкости ЦСГО, циркуляции выхода из скважины, давлении в скважине. Преимущества беспроводных датчиков, такие как отсутствие проводов и риск обрыва, а также возможность мониторинга в реальном времени, делают их привлекательным решением для повышения эффективности и безопасности процессов бурения и строительства скважин. В статье также рассматриваются технические аспекты и потенциальные проблемы внедрения беспроводных датчиков, а также предлагаются рекомендации по их использованию для достижения оптимальных результатов.

Ключевые слова: датчик, технология, беспроводной, эффект.

UDC 622.24.05

WIRELESS SENSORS FOR UNINTERRUPTED DRILLING AND WELL CONSTRUCTION, ADVANTAGES AND PROSPECTS

A. Yu. Davydov

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, assistant professor)*

A.U. Boyzhigitov

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, student gr. BGB-20-11)*

R.I. Suleimanov

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, assistant professor)*

M.Ya. Khabibullin

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, assistant professor)*

Abstract. This article discusses the use of wireless sensors in the drilling and construction of wells in order to ensure continuous operation and reduce the need for repair work. Special attention is paid to the GTI sensors, which provide data on the load on the hoist rope, the torque of the GCS keys, the level of the CSGO capacity, the circulation of the outlet from the well, the pressure on the drilling pumps. The advantages of wireless sensors, such as the absence of wires and the risk of breakage, as well as the possibility of real-time monitoring, make them an attractive solution for improving the efficiency and safety of drilling and well construction processes. The article also discusses the technical aspects and potential problems of implementing wireless sensors, as well as offers recommendations on how to use them to achieve optimal results.

Keywords: sensor, technology, wireless, effect.

В современной нефтегазовой промышленности стремительные технологические изменения играют ключевую роль в повышении эффективности процессов бурения и строительства скважин. Одним из наиболее значимых инновационных направлений является внедрение беспроводных датчиков, предназначенных для непрерывного мониторинга и контроля различных параметров в рабочей среде скважины. Эти датчики предоставляют операторам возможность получать в реальном времени информацию о нагрузке на талевый канат, моменте ключей, уровне емкости циркуляционной системы гидравлического оборудования и других важных параметрах, что в свою очередь способствует принятию более обоснованных решений и улучшению производственных процессов [1-3].

В настоящее время акцент на области бурения и строительства скважин становится все более остроумным, требуя от индустрии применения инновационных подходов для решения сложных задач. В контексте этого введение беспроводных датчиков играет важную роль, предоставляя операторам ценную информацию о состоянии скважин и параметрах рабочей среды без необходимости использования проводных систем, что в свою очередь снижает вероятность обрыва проводов и упрощает установку и обслуживание оборудования [4-7].

Цель нашей исследований состоит в рассмотрении возможностей и преимуществ использования беспроводных датчиков в процессе бурения и строительства скважин. В ходе

статьи будут рассмотрены типы и принципы работы таких датчиков, их потенциальные преимущества и технические аспекты внедрения, а также примеры их применения в реальных условиях нефтяной и газовой отрасли. Посредством этого анализа статья стремится оценить роль и значимость беспроводных датчиков в контексте современного производства и предложить практические рекомендации по их использованию для оптимизации процессов бурения и строительства скважин [8, 9].

Геофизические технические измерения (ГТИ) играют ключевую роль в современной нефтегазовой промышленности, обеспечивая операторам информацию о различных параметрах и процессах в скважинах. Датчики ГТИ представляют собой высокоточные устройства, способные измерять и регистрировать различные физические величины, такие как давление, температура, уровень жидкости и другие, с целью обеспечения контроля и оптимизации процессов бурения и эксплуатации скважин.

Сегодняшние датчики ГТИ обладают высокой точностью и надежностью, позволяя операторам получать информацию в реальном времени о состоянии и динамике скважинных операций. Их разнообразие и multifunctionality делают их неотъемлемой частью современных систем мониторинга и управления в нефтегазовой отрасли [10-14].

Однако, традиционные проводные системы, используемые для передачи данных от датчиков ГТИ, сталкиваются с определенными ограничениями и проблемами. Они часто требуют сложной инфраструктуры проводов и кабелей, что увеличивает затраты на установку и обслуживание. Более того, риск обрыва проводов или повреждения инфраструктуры может привести к простоему оборудования и снижению эффективности производственных процессов.

В свете этих вызовов и потребностей в совершенствовании технологий, концепция беспроводных датчиков ГТИ становится все более актуальной и привлекательной. Внедрение беспроводных решений позволит преодолеть ограничения проводных систем, обеспечивая более гибкую, экономичную и надежную систему мониторинга и управления процессами в скважинах [15, 16].

Беспроводные датчики представляют собой устройства, которые способны измерять и передавать данные о различных параметрах без использования проводных соединений. Они работают на основе различных беспроводных технологий, таких как Bluetooth, Wi-Fi, Zigbee, LoRa и др. Принцип работы беспроводных датчиков заключается в сборе данных с помощью датчика, их преобразовании в цифровой формат и передаче по беспроводному каналу связи к базовой станции или другому устройству для анализа и обработки [17, 18].

План внедрения беспроводных датчиков.

Для внедрения беспроводных датчиков в процесс бурения и строительства скважин предполагается следующий план:

- Изучение различных технологий беспроводной связи и выбор наиболее подходящей для конкретных потребностей.
- Разработка специализированных беспроводных датчиков, способных мониторить параметры, такие как нагрузка на талевый канат, момент ключей, уровень емкости ЦСГО и давление во время бурения.
- Интеграция беспроводных датчиков в существующие системы мониторинга и управления, либо создание новой интегрированной системы.
- Проведение тестирования беспроводных датчиков в реальных условиях эксплуатации скважин для оценки их производительности и надежности.
- Внедрение беспроводных датчиков на практике с целью обеспечения непрерывного мониторинга и управления процессами в скважинах.

Этот план позволит эффективно решить проблемы, связанные с проводными системами мониторинга в процессе бурения и строительства скважин, и обеспечить надежную и бесперебойную работу скважинных операций.

Результаты исследования: Сравнение беспроводных и проводных датчиков в контексте бурения нефтяных и газовых скважин [19-24].

Сравнение преимуществ и недостатков:

Беспроводные датчики:

Преимущества:

- Гибкость установки: Не требуется прокладка проводов, что значительно упрощает процесс установки и снижает затраты на оборудование и трудозатраты.
- Высокая мобильность: Беспроводные датчики обеспечивают возможность мониторинга в широком диапазоне радиуса действия, что особенно важно в случае скважин на отдаленных или труднодоступных месторождениях.
- Меньше вероятность сбоев: Отсутствие проводов уменьшает риск обрыва и повреждения инфраструктуры, что повышает надежность системы.

Недостатки:

- Зависимость от батарей: Необходимость регулярной замены батарей или подзарядки может привести к перерывам в мониторинге и увеличить операционные расходы.
- Ограничения по дальности: В зависимости от выбранной технологии беспроводной связи, дальность передачи данных может быть ограничена.

Проводные датчики:

Преимущества:

- Стабильная связь: Проводные системы обеспечивают стабильную и надежную передачу данных без сбоев и интерференции.
- Низкие операционные расходы: В отличие от беспроводных систем, проводные датчики не требуют регулярной замены батарей или подзарядки.

Недостатки:

- Сложность установки: Прокладка проводов может быть затруднительной и затратной, особенно в условиях сложной географии или на удаленных месторождениях.
- Ограниченная мобильность: Провода ограничивают диапазон передачи данных и мобильность системы.

Производители беспроводных датчиков для бурения нефтяных и газовых скважин:

1. Wireless Sensor Technologies (WST)
2. Sensata Technologies
3. Emerson
4. Endress+Hauser
5. Honeywell

Исходя из наших исследований, можно сделать вывод о том, что использование беспроводных датчиков в процессе бурения нефтяных и газовых скважин представляет собой перспективное решение, способное значительно улучшить эффективность и безопасность операций. Беспроводные системы обладают высокой гибкостью, позволяют упростить процесс установки и обслуживания, а также обеспечивают надежный мониторинг параметров скважины в реальном времени. Однако, стоит учитывать, что внедрение таких систем может потребовать дополнительных затрат на оборудование, техническую поддержку и обучение персонала. Перед широкомасштабным внедрением беспроводных датчиков необходимо провести тщательное тестирование и анализ их работы в различных условиях, чтобы убедиться в их надежности и эффективности.

Список использованных источников:

1. Тхорук Д.К. Интеллектуальные беспроводные системы контроля технологических параметров по протоколу WIRELESSHART / Д.К. Тхорук, В.Л. Иванов // Журнал Актуальные направления научных исследований XXI века: теория и практика. – 2015. – Т.3. – № 8-1 – С. 339-342.

2. Хамов А.А. Беспроводные решения SMART WIRELESS для мониторинга параметров технологических процессов / А.А. Хамов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2009. – № 1. – С. 53-56.
3. В.М. Карюк, С.В. Мороз, А. В. Колмаков. Применение мобильного беспроводного измерительного комплекса для регистрации выноса песка из газопромысловых скважин // Экспозиция Нефть Газ. №1(47) 2016. с.67-70.
4. Опыт применения российского комплекса LWD при изменении механической скорости бурения скважин / А. Ю. Давыдов, Р. В. Вафин, И. А. Яхина, И. А. Давыдов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2023. – № 9(369). – С. 36-40. – DOI 10.33285/0130-3872-2023-9(369)-36-40.
5. Расчет параметров амортизатора крутильных колебаний штанговой колонны винтовой насосной установки / А. Ю. Давыдов, Р. В. Вафин, Э. М. Альмухаметова, И. А. Давыдов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2023. – № 5(137). – С. 24-28. – DOI 10.33285/1999-6934-2023-5(137)-24-28.
6. Давыдов А. Ю. Применение управляющих экспертных систем для мониторинга работы винтовых насосных установок с поверхностным приводом / А. Ю. Давыдов, Э. Ф. Велиев, И. А. Давыдов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2023. – № 6(138). – С. 5-9. – DOI 10.33285/1999-6934-2023-6(138)-5-9.
7. Винтовой забойный двигатель с интегрированной телеметрической системой / А. Ю. Давыдов, И. А. Яхина, М. Я. Хабибуллин, И. А. Давыдов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2020. – № 11 (335). – С. 30-34. – DOI 10.33285/0130-3872-2020-11(335)-30-34.
8. Давыдов А. Ю. Строительство скважин с применением наддолотных модулей / А. Ю. Давыдов, И. А. Яхина, Л. М. Зарипова // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2020. – № 2 (326). – С. 16-19. – DOI 10.33285/0130-3872-2020-2(326)-16-19.
9. Давыдов А. Ю. Оценка влияния крутильных колебаний штанговой колонны на работу винтовой насосной установки: специальность 05.02.13 "Машины, агрегаты и процессы (по отраслям)": диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Давыдов Александр Юрьевич. – Уфа, 2002. – 125 с.
10. Давыдов А. Ю. Исследования динамики работы скважинного оборудования винтовых насосных установок с поверхностным приводом: монография / А. Ю. Давыдов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – 106 с.
11. Давыдов А. Ю. Подбор оптимальных режимов работы винтовых насосных установок с поверхностным приводом с помощью управляющих экспертных систем / А. Ю. Давыдов, А. А. Никифоров, М. С. Габдрахимов // Территория Нефтегаз. – 2015. – № 10. – С. 76-79.
12. Современные методы очистки от асфальтосмолопарафиновых отложений / Л. М. Зарипова, М. С. Габдрахимов, Р. И. Сулейманов, М. Л. Галимуллин, А. Ю. Давыдов, Р. Г. Хабибуллина, А. К. Зарипов, Т. З. Ганиев // Sciences of Europe. – 2017. – № 19. – С. 58-60.
13. Davydov A. Yu. Monitoring of the operation of surface-driven screw pumping units using expert control systems / A. Yu. Davydov // Journal of Physics: Conference Series. – 2019. – Vol. 1333. – № 4. – Номер статьи 042005. – DOI: 10.1088/1742-6596/1333/4/042005.
14. Davydov A. Yu. Bit measuring systems / A. Yu. Davydov, I. A. Yakhina // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science (International Conference on Innovations and Prospects of Development of Mining Machinery and Electrical Engineering 2019, IPDME 2019). – 2019. – Vol. 378. – № 1. – Номер статьи 012078. – DOI: 10.1088/1755-1315/378/1/012078.
15. Davydov A. Y. Experience in using the Russian LWD complex for well drilling / A. Y. Davydov, I. A. Yakhina // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2020. – Vol. 952. – № 1. – Номер статьи 012041. – DOI: 10.1088/1757-899X/952/1/012041.
16. Davydov A.Y. Downhole screw motor with integrated telemetry system / A. Y. Davydov, I. A. Yakhina // Journal of Physics: Conference Series. – 2021. – Vol. 1753. – № 1. – Номер статьи 012070. – DOI: 10.1088/1742-6596/1753/1/012070.

17. Davydov A. Yu. Utilization of expert systems for screw pump sets with surface drive management / A. Yu. Davydov (Yurievich, Davydov Alexander) // *Advances in Engineering Research (AER) (International conference "Actual issues of mechanical engineering" (AIME 2018))*. – 2018. – Vol. 157. – Pp. 129-133.

18. Габдрахманов Н. Х. Промысловые исследования процесса сепарации газа на приеме погружных насосов / Н. Х. Габдрахманов, О. В. Давыдова // *Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов*. – 2010. – № 4(82). – С. 59-62.

19. Минияров Р. Р. Повышение эффективности эксплуатации месторождений на поздней стадии разработки на примере южной площади Ромашкинского месторождения / Р. Р. Минияров, О. В. Давыдова // *Материалы Всероссийской 40-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 3-х томах, Октябрьский, 22 апреля 2013 года / Ответственный редактор К.Т. Тынчеров; Уфимский государственный нефтяной технический университет. Том 1. – Октябрьский: Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования "Уфимский государственный нефтяной технический университет", 2013. – С. 93-97.*

20. Давыдова О. В. Влияние температуры жидкости на остаточное количество растворенного газа в нефти при измерениях газового фактора / О. В. Давыдова // *Электронный научный журнал Нефтегазовое дело*. – 2013. – № 1. – С. 181-189.

21. Reservoir waters and based on them heavy brines application in oil production / R. R. Kadyrov, R. U. Rabaev, V. Sh. Mukhametshin, V. I. Shchetnikov, I. F. Galiullina, A. R. Safiullina, Z. N. Sagitova, R. R. Stepanova // *SOCAR Proceedings*. – 2022. – № 3.

22. Study of the possibility of reservoir water solutions as a well-killing fluid using / R. R. Kadyrov, V. V. Mukhametshin, R. U. Rabaev, L. S. Kuleshova, V. I. Shchetnikov, I. F. Galiullina, A. Kh. Gabzalilova // *SOCAR Proceedings*. – 2022. – № 4.

23. Мухамадеев Э. З. Влияние комплексных показателей качества технологической воды на pH водной суспензии технического углерода / Э. З. Мухамадеев, Ф. Х. Кудашева // *Вестник Башкирского университета*. – 2005. – Т. 10. – № 3. – С. 35-37.

24. Разработка способа утилизации отработанной в процессе алкилирования серной кислоты / А. Р. Мурзакова, Э. З. Мухамадеев, А. Д. Бадикова, Ф. Х. Кудашева, Р. Н. Гимаев // *Катализ в промышленности*. – 2008. – № 1. – С. 40-43.

УДК 622

УМЕНЬШЕНИЕ РИСКА ВОЗНИКНОВЕНИЯ ПРИХВАТОВ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

А.С. Джавадов

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО
УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. БГБ-20-12)*

Аннотация. Прихваты являются одним из наиболее опасных событий в процессе бурения нефтяных и газовых скважин, приводящих к потере контроля над скважиной и возможным аварийным ситуациям. Данная работа посвящена исследованию методов снижения риска прихватов в процессе бурения нефтяных и газовых скважин. Полученные результаты могут быть полезны как специалистам в области нефтегазовой промышленности, так и исследователям, занимающимся проблемами безопасности при бурении скважин.

Ключевые слова: бурение, безопасность, прихваты, буровые растворы, смазочные добавки.

UDC 622

REDUCING THE RISK OF STICKING IN THE PROCESS OF DRILLING OIL AND GAS WELLS

A.S. Dzhabadov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City

Abstract. Sticking is one of the most dangerous events in the process of drilling oil and gas wells, leading to loss of control over the well and possible emergency situations. This work is devoted to the study of methods for reducing the risk of sticking during the drilling of oil and gas wells. The results obtained can be useful both to specialists in the oil and gas industry and to researchers dealing with safety issues when drilling wells.

Key words: drilling, safety, sticking, drilling fluids, lubricant additives.

Бурение нефтяных и газовых скважин является одним из ключевых процессов в нефтегазовой промышленности, обеспечивающим добычу ценных энергетических ресурсов. Этот сложный технологический процесс требует высокой степени профессионализма, тщательного планирования и строгого соблюдения безопасности. Установлено, что на ликвидацию аварий в процессе бурения в среднем тратится 5-10% рабочего времени в год.

Одним из самых распространенных и сложных типов аварий в бурении являются прихваты, которые остаются одним из наиболее актуальных и серьёзных вызовов для индустрии бурения нефтяных и газовых скважин.

Под прихватом подразумевается ситуация, когда невозможно осуществлять вертикальное перемещение и вращение бурового инструмента в пределах допустимых нагрузок, что может привести к потере циркуляции бурового раствора, а в некоторых случаях, при невозможности устранения прихвата – к потере всей скважины. На возникновение прихватов в процессе бурения влияет множество факторов: состояние геологических залежей горной породы, ее состав, интервал, на котором получили прихват и др. Вид и тип прихвата также во многом зависят от правильно подобранной буровой жидкости и её рецептуры. При срезании горной породы долотом в месте их контакта возникает высокая температура, и буровой раствор подвергается значительным температурным нагрузкам, в результате чего снижается качество жидкости, используемой для промывки скважины.

Причины возникновения прихвата при бурении могут быть связаны с недостатком или переизбытком смазочных реагентов при большом угле скважины, а также с проявлением человеческого фактора. Возникновению прихвата в ходе выполнения спуско-подъёмных операций предшествуют затяжки, при бурении - увеличение момента на роторе. Связаны они между собой обвалами стенок скважины или попаданием бурильного инструмента в каверны значительных размеров, пробуренные на большом литраже в неустойчивых породах, при несоблюдении должных условий спуска обсадной или бурильной колонны. Ликвидация каждого прихвата требует индивидуального подхода и может включать использование различных инструментов и химических реагентов путём прокачки химических жидкостей в интервал, определённый расчётным путём. При работе на больших глубинах необходимо учитывать множество факторов, таких как вес на крюке, длина бурильной колонны, состав раствора, при котором произошёл прихват, геологические осложнения на данном участке скважины и т.д.

Для предотвращения прихватов и обеспечения безопасности процесса бурения необходимо применять комплексный подход, включающий в себя современные технологии, обучение персонала и использование специализированных материалов и оборудования. Сегодня индустрия бурения активно развивает новые методы и технологии с целью минимизации рисков прихватов и повышения эффективности процесса добычи нефти и газа. Далее приведены различные методы и стратегии, направленные на снижение вероятности возникновения прихватов при бурении нефтяных и газовых скважин.

Для того, чтобы снизить вероятность возникновения прихвата, необходимо:

1. Не допускать отклонения параметров бурового раствора от характеристик, заданных в геолого-техническом наряде. К примеру, отклонения фактической плотности бурового раствора от проектной не должно составлять более $\pm 20 \text{ кг/м}^3$, при плотности бурового раствора до 1450 кг/м^3 и более чем $\pm 30 \text{ кг/м}^3$ для растворов с большей плотностью.

2. Непрерывно отслеживать следующие параметры бурового раствора: плотность, водоотдача, условная вязкость, статическое напряжение сдвига, толщина фильтрационной корки, показатель pH, содержание песка и смазочных добавок посредством комплекса приборов и устройств КЛР-1.

3. Контролировать изменение давления в нагнетательной линии: при снижении давления в случае нормального режима работы насосов требуется поднять бурильную колонну, установить места пробоин и заменить поврежденные элементы колонны.

4. Проводить плановые опрессовки труб и дефектоскопию в соответствии с профилактической картой по безаварийному ведению работ.

5. Поддерживать в буровом растворе необходимое количество смазочных добавок, таких как: нефть, СМАД-1 (смесь дизельного топлива с окисленным петролатумом), ГКЖ-10 или ГКЖ-11, графит. За последние годы нашли применение новые смазочные добавки, такие как рыбожировая смазка; смазки на основе синтетических жирных кислот - Спринт, ЭКОС-Б и другие, которые, с точки зрения экологии, не наносят урона окружающей среде и обладают высокой смазочной способностью. Также эффективно использование стеклянных и пластмассовых шариков диаметром $(0,25-0,65) \times 10^{-3}$ м в качестве противоприхватных добавок к буровому раствору.

6. Рекомендуются не оставлять бурильную колонну без движения в открытой части ствола скважины (более 3-х минут).

7. Поскольку большинство прихватов происходят ввиду некомпетентности обслуживающего персонала, необходимо увеличить количество часов по подготовке специалистов. Обученный персонал способен быстро распознавать предупреждающие сигналы и принимать соответствующие меры для предотвращения прихватов.

8. Периодически шаблонировать и прорабатывать ствол скважины.

В заключении, снижение вероятности прихватов при бурении нефтяных и газовых скважин – это важная задача для индустрии бурения. Применение современных технологий, использование специализированных материалов и оборудования, обучение персонала – это лишь некоторые из методов, которые могут помочь уменьшить риски прихватов и обеспечить безопасность процесса бурения. Дальнейшие исследования в этой области позволят разработать еще более эффективные стратегии предотвращения прихватов и обеспечат безопасность и эффективность бурения скважин в будущем.

Список использованных источников:

1. Хузина Л.Б. Техничко-технологическое решение для снижения коэффициента трения бурильной колонны о стенки скважины при бурении скважин с горизонтальным участком / Л.Б. Хузина, С.В. Любимова // Нефтегазовое дело: научно-технический журнал. № 2, 2012.

2. Латыпов А.М. Ликвидация прихватов колонны труб установкой ванны с низким значением поверхностного натяжения // Инновационные исследования: опыт, проблемы внедрения результатов и пути решения: сб. ст. междунар. науч.-практ. конф., Киров, 15 ноября 2020 г., ООО «Аэтерна». – Уфа, 2020. – С. 27–31.

3. Склянов В.И. Метод ликвидации прихвата и подъема бурильных и обсадных колонн // Инженер-нефтяник. 2009. №1. С. 23–26.

4. Султанов Б.Д., Логинова М.Е. Влияние добавок на реологические свойства буровых и тампонажных растворов // Международный научно-технический журнал «Теория. Практика. Инновации.» 2017, №12 (24), с.222 -226.

5. Хузина Л.Б., Петрова Л.В. Методы снижения сил трения при разработке месторождений с горизонтальными скважинами // Нефтегазовое дело. – 2012. - № 5.

6. Габдрахманов Н. Х. Промысловые исследования процесса сепарации газа на приеме погружных насосов / Н. Х. Габдрахманов, О. В. Давыдова // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2010. – № 4(82). – С. 59-62.

7. Минияров Р. Р. Повышение эффективности эксплуатации месторождений на поздней стадии разработки на примере южной площади Ромашкинского месторождения / Р. Р. Минияров, О. В. Давыдова // Материалы Всероссийской 40-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 3-х томах, Октябрьский, 22 апреля 2013 года / Ответственный редактор К.Т. Тынчеров; Уфимский государственный нефтяной технический университет. Том 1. – Октябрьский: Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования "Уфимский государственный нефтяной технический университет", 2013. – С. 93-97.

8. Давыдова О. В. Влияние температуры жидкости на остаточное количество растворенного газа в нефти при измерениях газового фактора / О. В. Давыдова // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2013. – № 1. – С. 181-189.

9. Ковалев Н. О. Вибродиагностика как метод неразрушающего контроля нефтепромыслового оборудования / Н. О. Ковалев, О. В. Давыдова // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2016: Сборник трудов Международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала, Октябрьский, 25 марта 2016 года. Том 2. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2016. – С. 47-50.

10. Галлямов И. И. Физические основы неразрушающего контроля и дефектоскопии. Акустическая эмиссия / И. И. Галлямов, О. В. Давыдова. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2015. – 102 с.

11. Галлямов И. И. Расчет остаточного ресурса внутрипромысловых трубопроводов, основанный на результатах УЗ толщинометрии / И. И. Галлямов, О. В. Давыдова // Материалы научной сессии ученых Альметьевского государственного нефтяного института. – 2014. – № 1. – С. 395-396.

12. Гуторов А. Ю. Современное оборудование и технологии для измерения газового фактора нефти в промысловых условиях / А. Ю. Гуторов, О. В. Давыдова. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2019. – 68 с. – (Нефтегазовое дело). – ISBN 978-5-93105-409-4.

13. Габдрахманов Н. Х. Технологии определения газового фактора нефти на скважинах передвижными установками / Н. Х. Габдрахманов, О. В. Давыдова, К. Е. Кордик // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2010. – № 4(82). – С. 63-68.

УДК 622.24

ПРОТЕКТОРНОЕ ПОКРЫТИЕ РЕЗЦОВ ДОЛОТА PDC

Б.Б. Зеляев

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО
УГНТУ в г.Октябрьском, студент гр.БГРС-22-11)*

А.А. Гиззатуллина

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО
УГНТУ в г.Октябрьском, доцент каф.РРНГМ, к.ф.-м.н.)*

Аннотация. Статья посвящена к проблемам разбуривания ЦКОДА и повышению ресурса долота с его сохранением механических показателей.

Ключевые слова: бурение, КНБК, ЦКОД, ОЗЦ, обсадная колонна.

UDC 622.24

PROTECTIVE COATING OF BIT CUTTERS

B. B. Zelyaev

*((Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum
Technological University in the City of Oktyabrsky,
student gr. BGRs-22-11)*

A.A. Gizzatullina

Abstract: The article is devoted to the problems of drilling the CODE and increasing the life of the chisel with its preservation of mechanical parameters.

Keywords: drilling, BHA, TOS, WOC, casing.

1. Введение

В настоящее время нефтесервисные компании стараются найти способы повысить износостойкость своего оборудования при этом не теряя их эффективности. В этой статье будет рассмотрена идея защитного покрытия резцов долота PDC при бурении технологической оснастки с сохранением стойкости долота и его механических качеств.

2. Описание проблемы

Современное строительство скважин начала 21 века включает в себя много этапов нежели начала 20 века, к примеру после бурения, спуск обсадной колонны и ее цементирование, выдерживают ОЗЦ – ожидание затвердевания цемента, после собирается следующая КНБК – компоновка низа бурильной колонны для последующего разбуривания оснастки и бурения секции. В нижней части обсадной колонны ЦКОД (цементировочный обратный клапан) и башмак - так называемая тех. оснастка. На разбуривание продавочной (резиновой) пробки, которая располагается сверху ЦКОД, тратится значительное время (примерно от 1 до 4 часа). В это время долото вращается в обсадной колонне, что неблагоприятно для боковых резцов. Износ представлен на рис. 1

3. Решение проблемы :

Одно из интересных предложений и решений данной проблемы является покрытие временным протекторным составом а также торцевые резцы покрыть таким способом, чтобы у них образовались пластиковые лезвия для разрыва и разбуривания продавочной (резиновой) пробки.

Эта технология позволит уменьшить износ резцов долота и увеличить его ресурс.



Рис. 1. Пример износа долота при разбуривании тех.оснастки.

Есть примеры еще хуже, пример представлено на рис. 3, например долото после разбуривания тех. оснастки и дальнейшем его использовании. В интервале попался окременелый доломит, что совокупности с разбуриванием ЦКОД, появились сломы и сколы резцов а также их вылет.



Рис. 2. Долото с высоким износом и кольцевой выработкой.

Для решения данной проблемы предлагается покрытие резцов специальным протектором, представлено на рис. 3

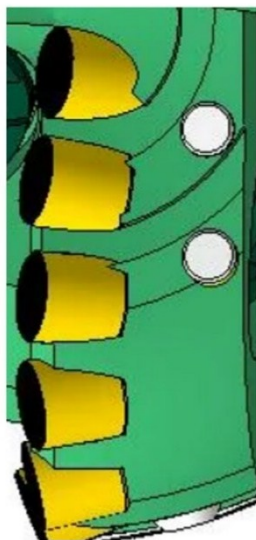


Рис. 3. Резцы долота (выделены желтом)

Также покрыть торцевые резцы таким способом, чтобы у них образовались пластиковые лезвия для разрыва и разбуривания продавочной (резиновой) пробки. (рис. 4.)



Рис. 4. Эскиз резца долота PDC с нанесенным протектором (выделенны желтым)

4. Вывод

Данная технология является экспериментальной, при грамотной реализации проекта технология решит проблему с износостойкостью долота, снизит финансовые затраты компании на ремонт долот а также увеличить механическую скорость проходки долота.

Список использованных источников

- 1) Желтов Ю.П Разработка нефтяных месторождений: Учебник для ВУЗов. – М.:Недра, 1986. 332 с.
- 2) Бурже Ж., Сурио П., Комбарну М. Термические методы повышения нефтеотдачи пластов. Москва: Недра, 1988.
- 3) Байбаков Н.К., Гарушев А.Р. Тепловые методы разработки нефтяных месторождений. Москва: Недра, 1988.
- 4) Мирзаджанзаде А.Х., Ковалев А.Г., Зайцев Ю.В. Особенности эксплуатации месторождений аномальных нефтей. Москва: Недра, 1972. С. 200.
- 5) Butler R. M., Jiang Q. Improved recovery of heavy oil by vapex with widely spaced horizontal injectors and producers. Journal of Canadian Petroleum Technology. 2000. V. 39, № 1. P. 48–56.
- 6) Development of high-viscosity oil deposits by heat methods / Shagapov V.S., Tazetdinova Y.A., Gizzatullina A.A. // Engineering Journal. - 2018.- V. 91. № 5. - P. 1242. DOI:10.1007/s10891-018-1846-4
- 7) Revising the effectiveness of thermal method application for unconventional bitumen oil production stimulation / Gizzatullina A.A., Tazetdinova Yu.A. // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. - 2020. – V.919. - P. 62061. DOI: 10.1088/1757-899X/919/6/062061
- 8) On the issue of efficiency of thermal methods application for intensification of hard-to-recover bituminous oils production / Gizzatullina A.A., Tazetdinova Yu.A., Tazetdinov B.I.// Petroleum Engineering. - 2020. - V. 18. № 4. P. 40-47. DOI:10.17122/ngdelo-2020-4-40-47
- 9) Causes of corrosion cracking of pipe metal and methods for their protection / Garifullina G. // E3S Web of Conferences. – 2023. – V. 411. – P. 01028. DOI:10.1051/e3sconf/202341101028

УДК 622.24.051.64

АНАЛИЗ РАЗВИТИЯ И ПРИМЕНЕНИЯ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В ВООРУЖЕНИЯХ ПОРОДОРАЗРУШАЮЩЕГО ИНСТРУМЕНТА

К.Б. Зиманов

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском,
студент группы ГБз-18-11)*

Р.К. Яруллин

Аннотация.

В условиях постоянного роста потребностей мировой экономики в энергоресурсах, развитие технологий добычи нефти и газа становится все более актуальным. Россия, как один из крупнейших производителей нефти и газа, играет значительную роль в обеспечении мирового энергетического рынка.

Важным аспектом добычи нефти и газа является эффективное разрушение горных пород. Разработки в области создания новых видов долот для бурения скважин ведутся постоянно, что позволяет улучшать качество и скорость проведения работ.

Во время процесса разрушения горной породы резцом PDC, твердосплавное основание, находящееся сразу за алмазным слоем, изнашивается быстрее, чем поликристаллические алмазы. В результате этого образуется заостренное алмазное лезвие, которое продолжает оставаться острым на протяжении всего ресурса работы резца.

Ключевые слова: Породоразрушающий инструмент, долота PDC, алмазные резцы, механическая скорость бурения.

UDC 622.24.051.64

ANALYSIS OF THE DEVELOPMENT AND APPLICATION OF MODERN TECHNOLOGIES IN ROCK DESTRUCTION TOOLS

K.B. Zimanov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student of the group GBz-18-11)

R.K. Yarullin

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)

Abstract. In the context of the constant growth in the needs of the world economy for energy resources, the development of oil and gas production technologies is becoming increasingly urgent. Russia, as one of the largest producers of oil and gas, plays a significant role in supplying the global energy market.

An important aspect of oil and gas production is the efficient destruction of rocks. Developments in the field of creating new types of bits for drilling wells are ongoing, which makes it possible to improve the quality and speed of work.

During the rock breaking process of a PDC cutter, the carbide base immediately behind the diamond layer wears out faster than polycrystalline diamonds. As a result, a sharpened diamond blade is formed, which continues to remain sharp throughout the entire service life of the cutter.

Keywords: Rock cutting tools, PDC bits, diamond cutters, mechanical drilling speed.

Эффективное разрушение горных пород является одним из основных факторов, определяющих качественное строительство скважины. Поэтому средства разрушения горной породы постоянно совершенствуются. Прогресс в области разработки долот особенно усилился в последние годы. И это не удивительно, ведь на сегодняшний день Россия одна из крупнейших нефтегазодобывающих стран мира, обладающая огромным сырьевым потенциалом, рациональное использование которого позволяет полностью удовлетворить энергетические потребности страны и обеспечить значительные объёмы валютных поступлений за счет экспорта нефти и газа.

Большим прорывом в области усовершенствования породоразрушающего инструмента было применение долота режуще-скалывающего действия.

Алмазно-твердосплавные долота являются лопастными с режуще-скалывающим действием. Существуют и другие модификации алмазно-твердосплавных долот. Они могут

иметь матричную основу, на которой расположены породоразрушающие резцы. Это позволяет увеличить эффективность долота и продлить его срок службы.

Алмазные долота – это специализированные инструменты для бурения горных пород, которые отличаются высокой прочностью и устойчивостью к износу. Они состоят из стальной основы и алмазного покрытия, которое обеспечивает их высокую режущую способность. Существует несколько типов алмазных долот, каждый из которых предназначен для определенных видов горных пород и способов бурения.

Использование высокоточного оборудования и специализированных управляющих программ позволяет изготавливать алмазные долота со сложными лопастными конструкциями, которые обладают высокой повторяемостью и износостойкостью. Резцы PDC, используемые в долотах, обеспечивают значительное увеличение проходки и механической скорости бурения по сравнению с другими типами долот.

Алмазные долота типа PDC обычно оснащены твердосплавными или комбинированными насадками, которые ориентированы определенным образом для обеспечения оптимального баланса потоков бурового раствора. Это позволяет эффективно очищать долото и забой скважины от разрушенной породы, что повышает скорость и качество бурения.

Компания Smith Bits (Schlumberger) поставила перед собой задачу значительно повысить долговечность резцов и улучшить производственные показатели бурения. Результатом проделанной работы стало появление резцов ONYX 360 и ONYX II – новой технологии высокосортных резцов PDC, позволяющей улучшить эксплуатационные характеристики буровых долот и добиться увеличения объемов проходки и механической скорости бурения. Преимущества новых резцов позволяют значительно сократить общую продолжительность бурения и суммарные расходы на строительство скважины. Сегодня это подтверждается и промышленными испытаниями новых долот на объектах Заказчиков в России и других странах.

Алмазные резцы ONYX 360 это уникальная для нефтесервисной индустрии технология позволяет алмазным резцам, встраиваемым в буровые долота, вращаться на 360° в процессе бурения, что значительно повышает износостойкость долот при бурении абразивных горных пород, а также продляет их срок службы и увеличивает объемы бурения за одну спуско-подъемную операцию.

Резцы ONYX 360 располагаются в тех областях вооружения буровых долот, которые подвержены наибольшему износу. При вращении бурового долота новые резцы используют всю свою алмазную поверхность для срезания горной породы, распределяя тем самым износ равномерно вдоль всей окружности. Для сравнения, традиционные алмазные резцы срезают породу лишь малой частью своей поверхности. Вращение резцов позволяет их алмазной поверхности оставаться острой как можно дольше, что повышает срок службы таких буровых долот по сравнению с долотами, вооруженными традиционными алмазными резцами. Вращающиеся на 360° алмазные резцы ONYX также снижают объемы тепла, выделяемого при трении о породу. В результате снижается износ долот и улучшается их стойкость.

В лабораторных тестах новые резцы ONYX 360 сравнивались с традиционными алмазными резцами премиум-класса в процессе бурения твердого гранита. После 90-кратного прохождения через лабораторный образец на традиционных резцах образовалась чрезмерная кромка износа. В то же время резцы ONYX 360 практически сохранили свой первоначальный вид даже после 54-кратного прохождения через аналогичный тестовый образец.

В процессе полевых испытаний было совершено более 80 спуско-подъемных операций, в которых пробурили около 130 тыс. футов (39 600 метров) породы. При бурении гранитной россыпи в центральных районах США PDC долота были вооружены вращающимися алмазными резцами ONYX 360 для увеличения объемов бурения. В одном из полевых испытаний объем бурения абразивного песчаника увеличился на 57 %, в то время как скорость проходки возросла на 26%. Новинка также продемонстрировала равномерный износ, при этом ни один из резцов не был сломан. Традиционные стационарные алмазные резцы премиум-

класса при бурении аналогичной скважины проявили себя хуже: объемы бурения снизились, а износ увеличился.

Над созданием резцов ONYX II трудились сразу несколько рабочих групп Smith Bits. Так, специалисты инженерно-конструкторского отдела выполняли анализ эксплуатационных характеристик и износа долот с резцами предыдущих серий, а также работали над оптимизацией компоновок вооружения PDC с целью улучшения характеристик долот. Усилия производственного отдела были направлены на создание узко специализированной технологии воздействия с высокими параметрами давления и температуры, необходимыми для производства искусственных алмазов. Наконец, отдел исследований и разработок занимался поиском новых материалов и методов, которые можно было бы усовершенствовать для улучшения свойств резцов PDC.

Резцы ONYX II были изготовлены с использованием новой технологии, разработанной Smith Bits и защищенной патентом. Уникальный двухшаговый технологический процесс позволяет производить алмазные резцы наилучшего качества и характеристик, сохраняющие острую грань более продолжительное время и обеспечивающие увеличение скорости проходки.

Stinger - это новый и уникальный поликристаллический алмазный элемент, который может значительно повысить прочность и долговечность породоразрушающих инструментов. Это, в свою очередь, может привести к увеличению скорости бурения и улучшению качества строительства скважин.

Трехмерные характеристики алмазной конической вставки Stinger позволяют повысить производительность долот при работе с различными породами и в разных условиях. Размещение алмазных вставок Stinger на поверхности долота значительно улучшает эффективность бурения и разрушения пород.

Повышение МСП достигается за счет более эффективного разрушения пород. Это достигается путем концентрации силы, что позволяет более эффективно разрушать породы с высокой прочностью на сжатие.

Результаты бурения долотом с резцами Stinger секции под техническую колонну на Куюмбинском месторождении представлены на рисунке 1.

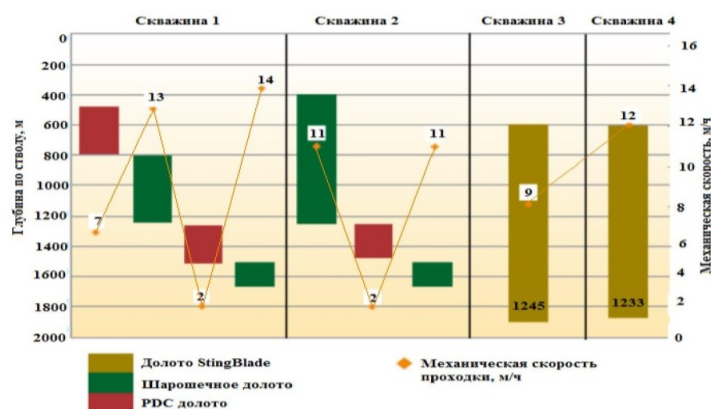


Рисунок 1 – Результаты бурения долотом с резцами Stinger секции под техническую колонну на Куюмбинском месторождении.

AxeBlade - это клиновидный алмазный резец с уникальной геометрией, который обеспечивает более эффективное разрушение горных пород и улучшает характеристики породоразрушающих инструментов, представлен на рисунке 2.



Рисунок 2 – Клиновидный алмазный элемент AxeBlade

PDC резцы нового поколения с клиновидной формой значительно повышают ударную прочность долот и механическую скорость проходки.

Форма резца Axe повышает эффективность режущей силы и теплоотдачу, а также увеличивает сопротивление фронтальным нагрузкам благодаря увеличению толщины алмазного слоя, комбинации различных размеров гранул поликристаллических алмазов и оптимизации используемых материалов.

Резцы Axe имеют специальную форму, которая сочетает в себе режущий и дробящий механизмы разрушения породы. Это позволяет увеличить глубину проникновения резца в породу на 22% и удалить больше породы, повышая мгновенную механическую скорость проходки по сравнению со стандартными PDC долотами при тех же нагрузках и частоте вращения. Гребень алмазного слоя на резце на 70% толще стандартного PDC резца, что обеспечивает ему более высокую устойчивость к фронтальным нагрузкам.

Результаты бурения долотом AxeBlade секции под эксплуатационную колонну на Ярактинском месторождении представлены на рисунке 3.

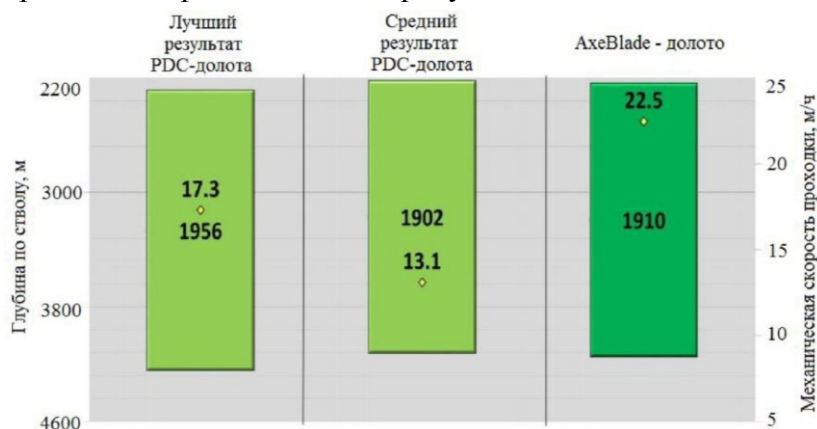


Рисунок 3 – Результаты бурения долотом AxeBlade

Развитие PDC вооружения показало, что лопастной породоразрушающий инструмент еще не исчерпал свой потенциал. Существуют пути повышения эффективности PDC долот, что, в свою очередь, приведет к увеличению скорости бурения и улучшению качества строительства скважин.

Список использованных источников:

1. Борисов К. И. Актуальные научные и прикладные вопросы развития нового научного метода оценки свойств и эффективности динамического разрушения горных пород инструментами режуще-скалывающего типа «PDC» / К. И. Борисов // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2010. – № 3. – С. 8-14.
2. Боснак А. Б. Совершенствование конструкций и применения буровых долот / А. Б. Боснак, Р. М. Богомолов, Ф. В. Старцев // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2013. – № 3. – С. 46-50.
3. Чулкова В. В. Опыт применения долот PDC в условиях перемежающихся по твердости горных пород Урало-Поволжского региона / В. В. Чулкова. // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2012. – № 2. – С. 12-13.

УДК 622.254

ПРИМЕНЕНИЯ СИНТЕТИЧЕСКИХ ПОЛИМЕРОВ ДЛЯ СНИЖЕНИЯ ПОКАЗАТЕЛЯ ФИЛЬТРАЦИИ В УСЛОВИЯХ БИКАРБОНАТНОЙ АГРЕССИИ

Зиновьев Ф.Е.

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО
УГНТУ в г. Октябрьском, студент ГБз-18-11)

А.Ф. Шакурова
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО
УГНТУ в г.Октябрьском, доцент)

Аннотация. Проблема химического загрязнения бурового раствора растворенными карбонатами/бикарбонатами представляет собой одно из сложнейших и наименее изученных аспектов исследования буровых жидкостей.

Ключевые слова

Синтетические полимеры, бикарбонатная агрессия, фильтрация, нефтяные скважины, пористая структура, буровой раствор, эффективность, проникновение, улучшение свойств.

UDC 622.254

APPLICATION OF SYNTHETIC POLYMERS TO REDUCED FILTRATION RATE UNDER CONDITIONS OF BICARBONATE AGGRESSION

Zinoviev F.E.
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum
Technological University, In the City of Oktyabrsky,
student gr. GBZ-18-11)

A.F. Shakyrova
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum
Technological University,
In the City of Oktyabrsky
assistant professor)

Abstract. The problem of chemical contamination of drilling fluid with dissolved carbonates/bicarbonates is one of the most complex and least studied aspects of the study of drilling fluids.

Keywords

Synthetic polymers, bicarbonate aggression, filtration, oil wells, porous structure, drilling fluid, efficiency, penetration, improvement of properties.

Проблема химического загрязнения бурового раствора растворенными карбонатами/бикарбонатами представляет собой одно из сложнейших и наименее изученных аспектов исследования буровых жидкостей.

Загрязнение этими соединениями приводит к увеличению вязкости, коэффициента динамической вязкости, а также течения жидкости при испытании на СНС10сек/10мин, что обусловлено повышением энергии межчастичных взаимодействий в составе бурового раствора. Повышение вязкости может наблюдаться в результате коагуляции глинистых частиц в буровом растворе под воздействием карбонатов и/или бикарбонатов.

Применение синтетического полимера ACRYLIC ACID SODIUM SALT с целью снижения ПФ в условиях бикарбонатной агрессии. Для снижения ПФ и стабилизации реологических свойств свежих и минерализованных небольших по содержанию глины и дисперсных утяжеленных буровых растворов, рекомендуется применять специальный реагент – ACRYLIC ACID SODIUM SALT. Этот реагент наиболее эффективен в свежих и ингибированных полимерных растворах, сохраняя свою работоспособность при очень высоких температурах вплоть до 205 градусов Цельсия. Рекомендуемая дозировка составляет от 1,5 до 3 кг на кубический метр для большинства растворов. Добавление небольшого количества этого реагента при первичной обработке раствора, содержащего значительное количество мелкодисперсной твердой фазы, может увеличить вязкость. В таком случае рекомендуется снизить концентрацию твердой фазы путем разбавления и обработки раствора дефлокулянтами.

Кроме основной функции стабилизации, данный реагент способен адсорбироваться на поверхности глинистых пород, обеспечивая инкапсуляцию выбуренного глинистого шлама и стабилизацию стенок скважины в зонах наличия активных диспергирующихся глин. В случае

бурения глубоких горячих скважин, рекомендуется использовать натриевый полиакрилат с низкой молекулярной массой в качестве дефлокулянта и стабилизатора небольших по содержанию глины буровых растворов. Рекомендуемая концентрация в этом случае составляет не менее 3 кг на кубический метр.

Оценим влияние данного реагента на различные показатели буровых растворов, на рисунках 1 и 2 отображено влияние концентрации загрязняющих веществ на ПВ (пластическую вязкость), кажущуюся вязкость, γP (ДНС) и GS (СНС)

На графике отражены изменения реологических характеристик при увеличении концентраций загрязняющих веществ до 5% и 7%. Это происходит из-за низких значений pH и накопления глины в составе бурового раствора при более низкой концентрации пластового флюида. Однако при более высокой твердости и увеличении концентрации загрязняющих веществ реологические свойства, такие как усадка и гель-смещение, быстро уменьшаются при небольших колебаниях давления в системе.

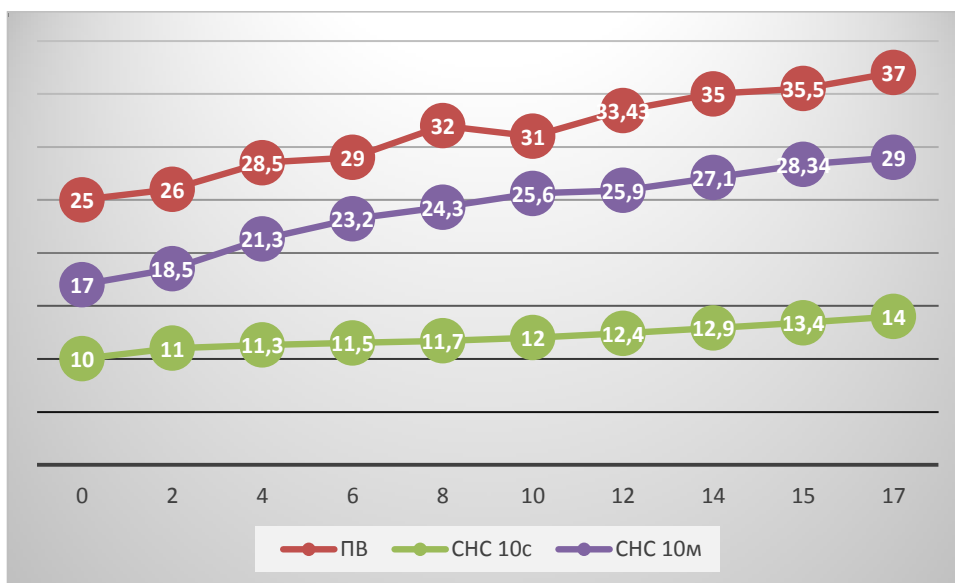


Рисунок 1 – ДНС и СНС варьируются в зависимости от концентрации загрязняющих веществ

Коэффициент динамической вязкости (ДНС) зависит непосредственно от содержания загрязняющих веществ, так как концентрация глины в буровом растворе влияет на присутствие всех ионов в пластовом флюиде, что в свою очередь снижает уровень pH.

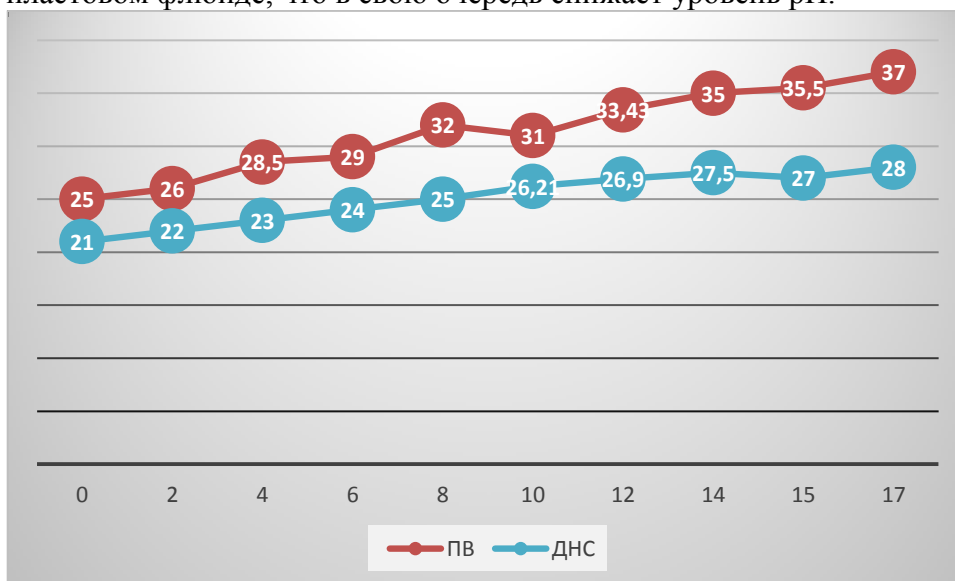


Рисунок 2 – Изменения ПВ и ДНС в зависимости от концентрации загрязняющего вещества

Многие естественные полимеры также реагируют на кальций. Например, гуаровая/натуральная камедь чувствительны к кальцию и не следует применять в условиях, где концентрация кальция превышает 250 мг/л.

Только крахмал и ПАЦ демонстрируют хорошую эффективность при высоких концентрациях кальция. Учитывая наличие карбонатов и бикарбонатов в пластовом флюиде, необходимо определить концентрацию этих анионов в буровом растворе.

При концентрации загрязняющего вещества, равной 10%, коэффициент P_f стремится к нулю, поскольку при увеличении загрязнения ион Mg^{2+} в буровом растворе реагирует с исходным $NaOH$.

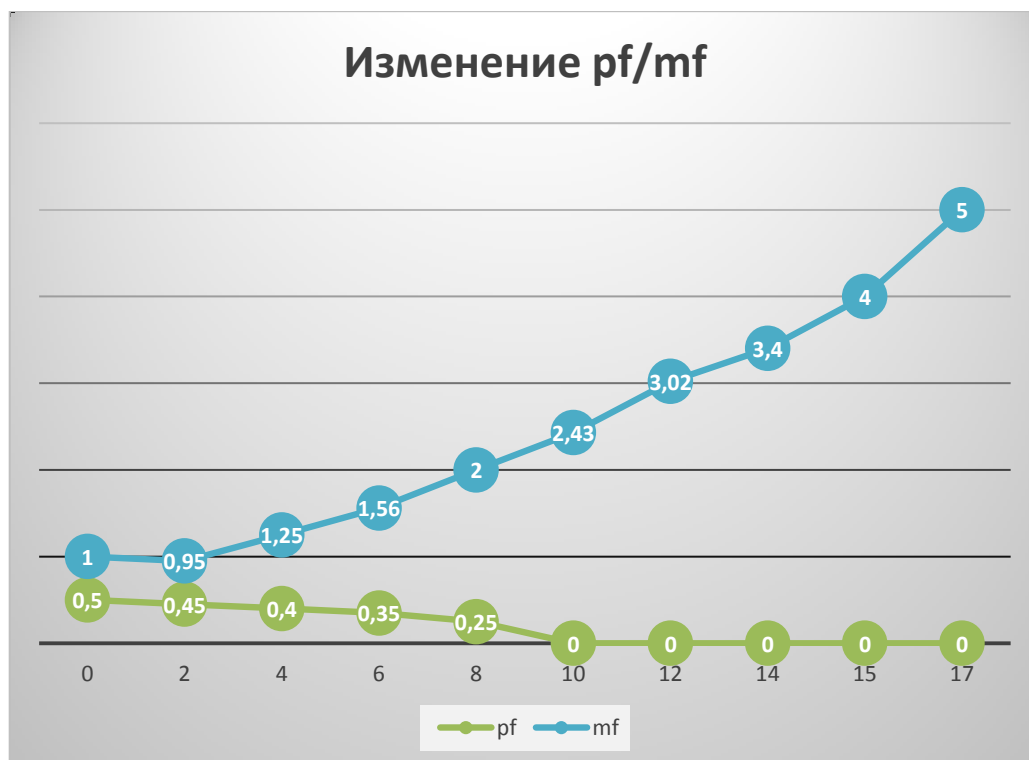


Рисунок 3 – Изменение P_f/M_f в зависимости от концентрации загрязняющего вещества

Таблица 1 – Свойства бурового раствора

Свойства бурового раствора	До загрязнения	20 % загрязнение бурового раствора	После ввода реагентов
ПВ	25	37	32
ДНС	21	28	25
СНС 10с	10	14	12
СНС 10мин	17	29	20
Ca^{2+}	200	4400	800
Mg^{2+}	10	1500	150
ПФ	2,5	12	6,6
Толщина корки	0,5	2,0	1,5
P_f	0,5	0	0,4
M_f	0,8	5,0	1,5
HCO_3^-	0,0	488	42
CO_3^-	600	0	255
pH	10.5	6.7	11.5

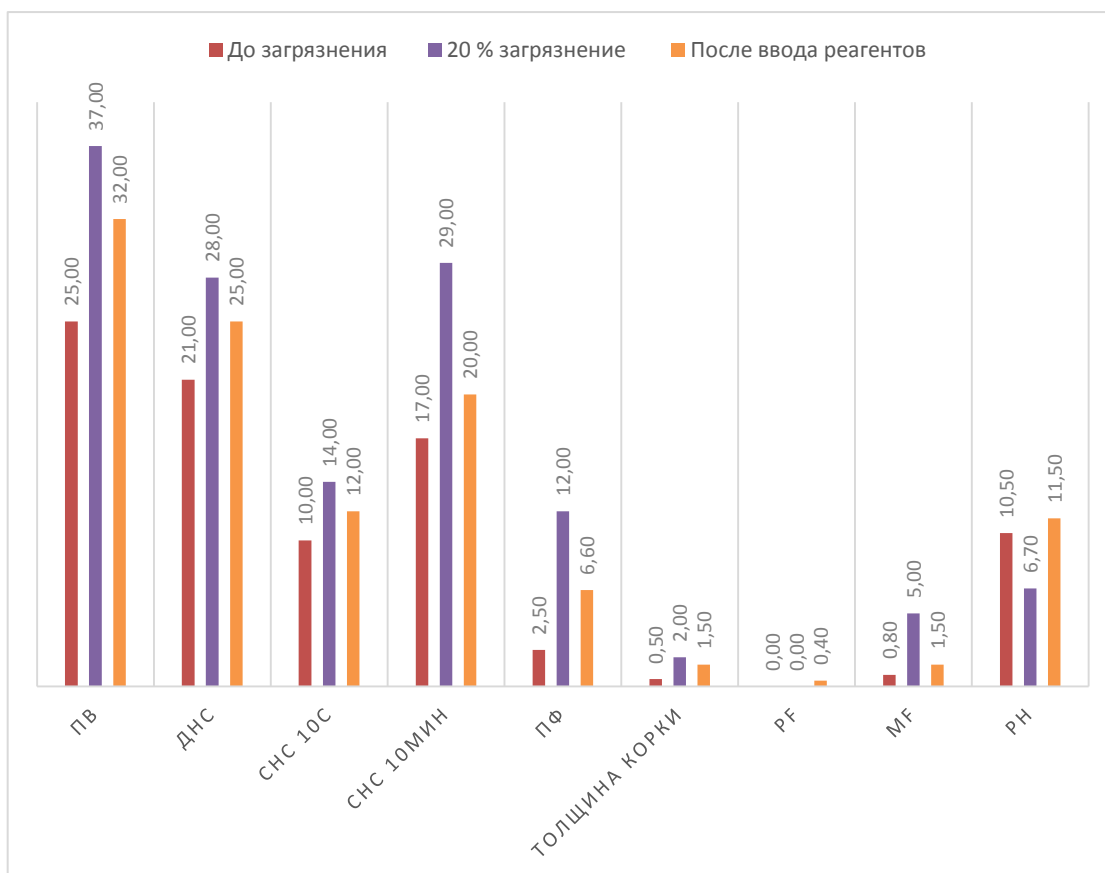


Рисунок 4 – Свойства бурового раствора

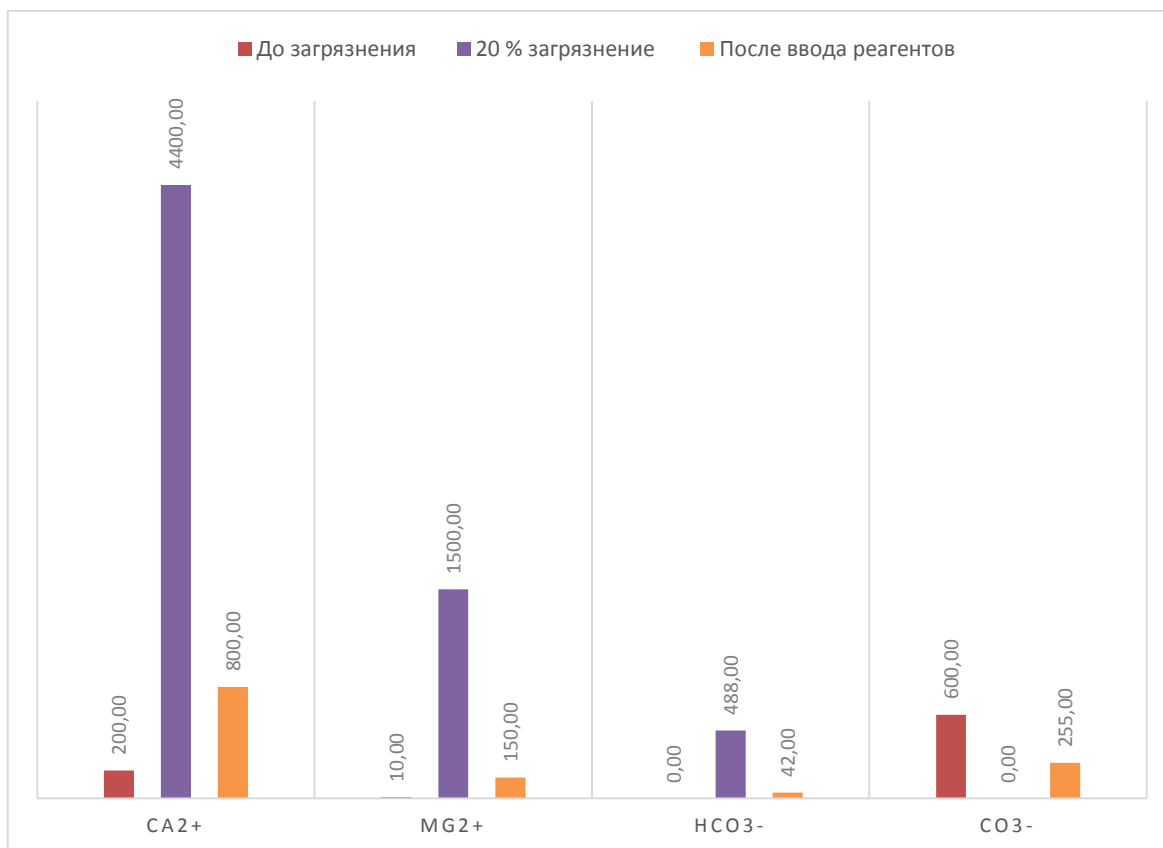


Рисунок 5 – Свойства бурового раствора

Путем использования извести и каустической соды для поддержания оптимального уровня pH можно снизить общее содержание карбонатов в растворе. Из таблицы 1 видно, что регулирование свойств с помощью извести, каустической соды и синтетических полимеров – ACRYLIC ACID SODIUM SALT может быть эффективным для продолжения процесса бурения.

Представленная таблица используется для проведения оперативных вычислений при обработке растворов для борьбы с наиболее распространенными загрязнителями. В каждом конкретном случае определяется необходимая концентрация реагента для обработки по следующей формуле.

Таблица 2 – Обработка БР для предотвращения загрязнения

Загрязнитель	Чем обрабатывать	Коэффициент ф/бар	Обработки кг/м ³
Кальций	Кальцинированная сода или Бикарбонат +Каустическая сода	0,000925	0.000264
		0,000733 0.000349	0.00209 0,000996
Магний	Каустическая сода или Известь	0,00115	0.00329
		0,00107	0,00305
Карбонат	Известь или Гипс	0,000430	0,00123
		0,001	0.00287
Бикарбонат	Известь или Гипс + Каустическая сода	0.000425 0.000988	0,00121
			0,00281

С учетом вышесказанного, необходимо регулировать программу обработки таким образом, чтобы восстанавливать щелочность до уровня карбоната, удалять или преобразовывать карбонатную щелочность в гидроксидную.

Изменение типа щелочности возможно из-за того, что бикарбонат не может существовать в присутствии гидроксида, так как он превращается в карбонат. Карбонат можно удалить, добавив кальций, который образует нерастворимый карбонат кальция. Для восстановления щелочности до уровня карбоната обычно используют гашеную известь и каустическую соду, в зависимости от содержания кальция в буровом растворе, исходя из реакций с указанными материалами в каждом случае.

Список использованных источников

1. Ангелопуло, О. К. Буровые растворы для осложненных условий / О. К. Ангелопуло, В. М. Подгорнов, В. Э. Аваков. – М. : Недра, 1988. – 135 с.
2. Арсланбеков, А. Р. Устойчивость глин разных стадий литогенеза на Юрхаровском месторождении при бурении скважин на растворах на углеводородной основе / А. Р. Арсланбеков [и др.]. – Текст : // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2011. – № 06. – С. 24-30.
3. Бабушкин, Э.В. Разработка ингибирующего бурового раствора для повышения эффективности строительства скважин с большим отходом от вертикали и в сложных горно-геологических условиях / Э.В. Бабушкин, М.Г. Буянова, А.Х. Аглиуллин // Новые технологии в бурении скважин и разработке месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти и газа: Сборник докладов научно-практической конференции молодых ученых. – Уфа: изд-во «УГНТУ», 2017. – С. 89-92.
4. Бабушкин, Э.В. Разработка ингибирующего бурового раствора для повышения эффективности строительства скважин с большим отходом от вертикали и в сложных горно-

геологических условиях / Э.В. Бабушкин, М.Г. Буянова, А.Х. Аглиуллин // Новые технологии в бурении скважин и разработке месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти и газа: Сборник докладов научно-практической конференции молодых ученых. – Уфа: изд-во «УГНТУ», 2017. – С. 89-92.

5. Тиаб, Дж. Петрофизика: теория и практика. – изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов / Дж. Тиаб, Эрл Ч. Доналдсон-М.: ООО «Премииум Инжиниринг», 2009. – 868 с. – Текст :.

6. Уляшева, Н.М. Буровые растворы с пониженными диспергирующими свойствами для вскрытия высококоллоидальных глинистых пород / Н.М. Уляшева [и др.] – Текст : // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2009. – № 9. – С. 25

7. Буянова, М.Г. Анализ применения ингибирующих буровых растворов для повышения эффективности строительства скважин с большим отходом от вертикали / М.Г. Буянова, Э.В. Бабушкин – Текст // Сборник статей XVIII Конференции молодых ученых и специалистов Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени. – Тюмень: Тюменский дом печати, 2018. – С. 529-539.

УДК 622.248.33

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ПОЛИМЕРНОГО РЕАГЕНТА ПБС ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОГЛОЩЕНИЙ

М.К. Исламов

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском,
студент группы ГБз-18-11)*

Л.Б. Хузина

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, профессор)

Аннотация. Поглощение буровых растворов - тяжелое осложнение процесса строительства скважины, приводящее к значительным затратам времени и материальных ресурсов. Ежегодные затраты времени на их ликвидацию по предприятиям нефтегазовой промышленности составляют сотни тысячи часов. При наличии зон поглощений время строительства увеличивается свыше 10 %, а в наиболее осложненных условиях 25-30 % от общих затрат.

Совершенствование технологических способов ликвидации поглощений, применение новых технологий и материалов, дающих максимальный экономический результат, имеют исключительно важное значение.

Ключевые слова: Буровой раствор, поглощения, полимерный реагент ПБС.

UDC 622.248.33

EXPERIENCE OF USING POLYMER REAGENT PBS FOR ELIMINATION OF ABSORPTIONS

M.K. Islamov

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City
of Oktyabrsky, student of the group GBz-18-11)*

L.B. Khuzina

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City
of Oktyabrsky, professor)*

Abstract. Absorption of drilling fluids is a serious complication of the well construction process, leading to significant costs of time and material resources. The annual time spent on their elimination at oil and gas industry enterprises amounts to hundreds of thousands of hours. In the presence of absorption zones, construction time increases by over 10 %, and in the most complicated conditions by 25-30 % of the total costs.

Improving technological methods for eliminating absorption, the use of new technologies and

materials that give maximum economic results are of utmost importance.

Keywords: Drilling fluid, absorption, polymer reagent PBS.

Гидродинамическая система “скважина-пласт” играет ключевую роль в добыче воды, нефти и газа. Она включает в себя скважину, которая бурится до проницаемого пласта, и сам проницаемый пласт, который может содержать воду, нефть или газ. Проницаемые горизонты, то есть те, которые способны пропускать через себя жидкости и газы, могут быть разными: от трещиноватых пород до пористых и трещиновато-пористых.

Явление поглощения бурового раствора обусловлено различными факторами, такими как давление в скважине, давление в пласте, проницаемость пласта и степень раскрытия трещин. Давление, действующее на пласт со стороны скважины, может изменяться в зависимости от технологических операций, таких как бурение или цементирование. Понимание этих факторов и их влияния на процесс поглощения бурового раствора позволяет управлять им и предотвращать возможные проблемы в процессе бурения скважины.

Эффективность мер по предотвращению поглощения бурового раствора зависит, главным образом, от типа бурового раствора, который определяет его основные реологические параметры.

Растворы по жидкости затворения (дисперсионной среде) можно разделить на 3 группы: водные, углеводородные; комбинированные.

Буровые растворы, по характеру физико-химических изменений, можно разделить на две категории: те, которые затвердевают (схватываются) и те, которые не затвердевают, но могут стать более прочными в той или иной степени.

Для ликвидации зон катастрофических поглощений был разработан полимерный реагент ПБС (полимернобentonитовая суспензия) и способ его применения.

Введение в бентонитовую глину электролита позволяет перевести кристаллическое набухание глины в осмотическое. Как известно, осмотическое набухание по сравнению с кристаллическим приводит к значительно большему увеличению общего объема. Так, натриевый монтмориллонит при кристаллическом набухании адсорбирует 0,5 г воды на 1 г. глины и его объем удваивается, а при осмотическом набухании он адсорбирует около 10 г. воды на 1 г. сухой глины, т.е. его объем возрастает в 20 раз. При этом концентрация суспензии равна 21-50 масс.%.

Пример работы реагента ПБС показан на рисунке 1.



Рисунок 1 – Пример работы реагента ПБС

Процесс изоляции зон поглощения, водопритока в скважине включает в себя закачку в осложненную зону скважины суспензии ПБС, продавку ее в пласт водой, и выдержку во времени.

При производстве работ на скважинах используются две базовые технологии закачки

реагента в зону нарушения: закачка реагента ПБС в органической жидкости; закачка реагента ПБС в водной среде.

Применение реагента ПБС для ликвидации поглощений промывочной жидкости в процессе бурения.

Бурение скважины продолжается в обычном режиме и с использованием стандартных технологий до тех пор, пока не будет достигнута зона, в которой возможно поглощение бурового раствора.

При подходе к предполагаемой зоне поглощения производится подъём инструмента, и компоновка сменяется на роторную. Из долота вынимаются все насадки и компоновка спускается на забой. Бурение продолжается ротором и ведётся контроль за уровнем раствора в емкостях. При первых признаках поглощения останавливаются насосы и через манифольд, агрегатом ЦА-320, в колонну бурильных труб закачивается суспензия реагента ПБС в объёме 1-2 м нефть и 50-70 кг реагента ПБС. После ввода суспензии включается буровой насос и проводится продавка суспензии на забой. При этом процесс бурения продолжается и постоянно контролируется уровень раствора в емкостях. Затем через 30-40 минут процесс повторяется. В случае катастрофического поглощения, объём суспензии и количество реагента увеличивается в 2 раза. При попадании в зону поглощения реагент ПБС смешивается с буровым раствором, увеличивается в объёме и закрывает каналы поглощения. Увеличение объёма (1 кг реагента связывает до 20 литров воды) происходит в течение 10-20 минут, а прочность данная система набирает через 2-3 часа.

При этом углубление скважины продолжается без остановок. С течением времени (12-15 часов) данная система превращается в резиноподобную массу, которая полностью закупоривает все каналы.

Технология наиболее эффективна в трещиноватых коллекторах (например, карбонатах) или в терригенных коллекторах с катастрофическим бурового раствора (более 1 м³/час при циркуляции жидкости).

Техническим результатом изобретения является улучшение водоизолирующей способности водорастворимых полимеров при ликвидации поглощений во время строительства скважин, прорывов воды в добывающих скважинах, ликвидации заколонных перетоков и ограничения приемистости нагнетательных скважин в широком интервале температур.

Пример изоляции зоны поглощения реагентом ПБС представлен на рисунке 2.

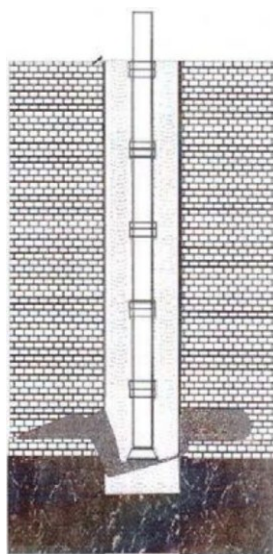


Рисунок 2 – Пример изоляции зоны поглощения реагентом ПБС

Технология ликвидации поглощений с использованием ПБС применяла и на Знаменском месторождении, разбуриваемом ПАО АНК «Башнефть».

Интервалы, осложненные поглощениями на Знаменском месторождении представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Интервалы осложненные поглощениями на Знаменском месторождении

Интервал по вертикали, м		Максимальная интенсивность поглощения, м ³ /ч	Имеется ли потеря циркуляции (да, нет)	Градиент давления поглощения, кгс/(см ² ·м)		Условия возникновения
от (верх)	до (низ)			При вскрытии	После изоляционных работ	
0	166	частичное, 2	Да	0,172	0,200	Отклонение параметров бурового раствора от проектных значений: превышение плотности более чем на 20 кг/м, снижение вязкости более чем на 10 сек и СНС на 5/10дПа; плохая очистка раствора; недопустимо высокие скорости спуска бурового инструмента (выше 1,2 м/с)
166	1495	частичное, 5	Да	0,172	0,200	
1495	1509	частичное, 3	Да	0,175	0,200	

При бурении скважины № 4604 под эксплуатационную колонну на глубине 1783 м произошел провал 0,6 м. Интенсивность поглощения составила 12 м³/ч, зона поглощения вскрыта не полностью по причине нехватки раствора.

В зону поглощения закачали суспензию материала ПБС в количестве 358 кг. После реагирования восстановили циркуляцию и продолжили вскрытие поглощающего горизонта до глубины 1792 м., частичное поглощение составляло 3 м³. После закачки вязкого тампона в объеме 8 м³ поглощение прекратилось.

В ПАО АНК «Башнефть» в целях ограничения репрессии и снижении вероятности гидроразрыва пласта и поглощений бурового раствора необходимо сделать следующее:

1. Для предотвращения поглощений бурового раствора рекомендуется соблюдать определенные скорости спуска буровой колонны: не более 1 метра в секунду до глубины в 1000 метров и не более 0,4 метра в секунду от глубины в 1000 метров до забоя скважины.

2. Необходимо контролировать скорость проходки: слишком высокая скорость может привести к увеличению плотности раствора и, как результат, к его поглощению. Особенно важно контролировать вынос шлама из скважины, так как его недостаточный вынос может привести к повышению давления и другим проблемам. Если реологические параметры раствора слишком низкие, необходимо их корректировать для обеспечения эффективного выноса шлама.

3. Если возникают затяжки при подъеме инструмента, то следует промыть и проработать скважину, не проходя интервал затяжек без циркуляции. Начать промывку с минимальной производительности 6-8 литров в секунду, постепенно увеличивая ее по мере стабилизации давления. Проводить промывки с расхождением и, по возможности, вращением инструмента.

4. При спуско-подъемных операциях необходимо контролировать объемы доливаемого и вытесняемого бурового раствора с заполнением журнала долива для своевременного обнаружения возможных поглощений бурового раствора и принятия соответствующих мер для их устранения.

5. Для предотвращения поглощения бурового раствора важно обеспечить качественную очистку раствора с помощью очистного оборудования, чтобы не допускать увеличения концентрации выбуренной породы.

6. Необходимо поддерживать водоотдачу и плотность раствора в соответствии с требованиями, указанными в геолого-техническом наряде (ГТН), и не допускать превышения значений статического напряжения сдвига (СНС).

7. Не допускать превышения коэффициента тиксотропии, который должен быть не более 1,5. Если происходит коагуляция раствора, необходимо установить причину (например, высокое содержание твердой фазы, химическая агрессия) и обработать раствор соответствующими стабилизаторами. Если поглощение связано с превышением гидростатического давления, важно принимать меры по его снижению.

Для этого необходимо сделать следующее:

При бурении в пластах с низкими давлениями ограничить механическую скорость бурения (до 8 м/час);

При бурении и проработке горизонтального участка подача бурового насоса должна быть не более 10 л/сек;

Снизить удельный вес и реологические свойства раствора до минимально возможных;

При продолжающемся поглощении остановить бурение, ограничить подачу насоса и прокачать очищающую пачку;

Закачать кольматационную пачку;

Если требуется, можно провести шаблонирование ствола скважины до низа предыдущей обсадной колонны. Если наблюдается интенсивное поглощение бурового раствора, не следует оставлять бурильный инструмент без движения. Нужно уйти из зоны поглощения и обработать раствор.

Список использованных источников:

1. Эффективные решения по ликвидации поглощений бурового раствора / Э.М. Байтимиров, А.О. Комаров, А.В. Бармин, А.А. Гладков, М.Ю. Чувьуров // Бурение и нефть. – 2012. – № 5. – С. 50–52.

2. Ю.М. Басарыгин. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин / Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. – Москва: Недра, 2000. – 679 с.

3. Евстифеев С.В. Опыт применения тампонажного материала ПБС для ликвидации поглощений промывочной жидкости в процессе бурения / С.В. Евстифеев // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2008. – № 3. – С. 26–28.

УДК 622.276

ПРИМЕНЕНИЕ ДОЛОТ PDC ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

Д.И. Кобища

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, учебный мастер)

А.Р. Мутагиров

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГБЗ 18-11)

Аннотация. Сегодня, одна из ключевых задач долотного сервиса состоит в увеличении метража проходки на долото, а в некоторых случаях, и в бурении всего интервала одним долблением, что позволяет уменьшить кол-во СПО и время на строительство скважин. Одной из наиболее распространенных причин преждевременного подъема долот обычно становится износ резцов. Решение этой задачи является улучшение техники и технологии производства долот.

Ключевые слова: технология строительства скважин, цементирование обсадных колонн, бурильная колонна, долото, алмазные резцы.

UDC 622.276

THE USE OF PDC BITS IN DRILLING WELLS

D.I. Kobishcha

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, training master)

A.R. Mutagirov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GBZ 18-11)

Abstract. Today, one of the key tasks of the chisel service is to increase the depth of penetration per chisel, and in some cases, to drill the entire interval with one chisel, which reduces the number of SPO and time for well construction. One of the most common causes of premature lifting of chisels is usually the wear of the cutters. The solution to this problem is to improve the technique and technology of chisel production.

Key words: well construction technology, casing cementing, drill string, chisel, diamond cutters.

Нефть и газ сегодня, а также в ближайшей перспективе являются основой экономики России. Даже для поддержания достигнутого уровня их добычи, не говоря уже о наращивании, необходимо бурение значительного количества глубоких скважин, особенно разведочных. Чтобы выполнить эту задачу при весьма ограниченных финансовых ресурсах, нужно прежде всего снизить затраты на строительство скважины. Последние во многом определяются производительностью долота. Поэтому как повышение производительности долот, так и подбор параметров бурения является весьма актуальной задачей, которой и посвящена данная специальная часть дипломного проекта [1].

Механические и абразивные свойства разбуриваемых горных пород варьируются в широких пределах. Целевое назначение долот также различно. Следовательно, условия их работы, требования к ним разнообразны и для их выполнения необходима гамма долот [2].

По назначению долота делятся на три группы: для бурения сплошным забоем, для бурения кольцевым забоем, специального назначения. Первые две группы включают по три класса долот, отличающихся по преобладающему характеру взаимодействия с горной породой: дробяще-скалывающего действия, режуще-скалывающего и истирающе-режущего действия. К двум последним относятся алмазные долота [3].

Долота PDC разрушают горную породу с помощью режущего действия в отличие от разрушения породы дроблением, что происходит при использовании трехшарошечных долот. Эти долота были разработаны, в основном, для бурения мягких и средних пород, где раньше использовались трёхшарошечные долота. В мягких породах долота с резцами PDC демонстрировали скорость проходки, более чем в три раза превышающую аналогичную скорость при использовании других долот. Это достигается за счёт режущего механизма долот PDC и их большей долговечности в связи с отсутствием в их конструкции движущихся частей, которые могут быстро изнашиваться. Количество энергии для удаления одной единицы объёма значительно меньше, чем тот же показатель для шарошечных долот и долот, армированных натуральными алмазами.

Во время процесса разрушения горной породы резцом PDC, твердосплавное основание, находящееся сразу за алмазным слоем, изнашивается быстрее, чем поликристаллические алмазы. В результате этого образуется заострённое алмазное лезвие, которое продолжает оставаться острым на протяжении всего ресурса работы резца. Хотя резец PDC показывает прекрасное сопротивление абразивному износу, он очень чувствителен к ударной нагрузке [4-5].

Понимая важность поставленной задачи, Smith Bits (Schlumberger) поставила перед собой задачу значительно повысить долговечность резцов и улучшить производственные показатели бурения. Результатом проделанной работы стало появление резцов ONYX 360 и ONYX II – новой технологии высокосортных резцов PDC, позволяющей улучшить эксплуатационные характеристики буровых долот и добиться увеличения объемов проходки и механической скорости бурения. Преимущества новых резцов позволяют значительно сократить общую продолжительность бурения и суммарные расходы на строительство скважины. Сегодня это подтверждается и промысловыми испытаниями новых долот на объектах Заказчиков в России и других странах.

Алмазные резцы ONYX 360 это уникальная для нефтесервисной индустрии технология позволяет алмазным резцам, встраиваемым в буровые долота, вращаться на 360° в процессе бурения, что значительно повышает износостойкость долот при бурении абразивных горных

пород, а также продляет их срок службы и увеличивает объемы бурения за одну спуско-подъемную операцию.

Резцы ONYX 360 располагаются в тех областях вооружения буровых долот, которые подвержены наибольшему износу. При вращении бурового долота новые резцы используют всю свою алмазную поверхность для срезания горной породы, распределяя тем самым износ равномерно вдоль всей окружности. Для сравнения, традиционные алмазные резцы срезают породу лишь малой частью своей поверхности. Вращение резцов позволяет их алмазной поверхности оставаться острой как можно дольше, что повышает срок службы таких буровых долот по сравнению с долотами, вооруженными традиционными алмазными резцами. Вращающиеся на 360° алмазные резцы ONYX также снижают объемы тепла, выделяемого при трении о породу. В результате снижается износ долот и улучшается их стойкость.

За последние 40 лет существенные улучшения характеристик алмазных материалов повысили производительность алмазных резцов, используемых в долотах, до такого уровня, который позволяет бурить даже самые твердые породы. Полевые тесты в горизонтальных скважинах, вскрывающих абразивный песчаник, показали, что долота, вооруженные новыми вращающимися резцами, демонстрируют лучшую производительность и меньший износ в сравнении с традиционными PDC долотами премиум-класса".

В лабораторных тестах новые резцы ONYX 360 сравнивались с традиционными алмазными резцами премиум-класса в процессе бурения твердого гранита. После 90-кратного прохождения через лабораторный образец на традиционных резцах образовалась чрезмерная кромка износа. В то же время резцы ONYX 360 практически сохранили свой первоначальный вид даже после 54-кратного прохождения через аналогичный тестовый образец.

В процессе полевых испытаний было совершено более 80 спуско-подъемных операций, в которых пробурили около 130 тыс. футов (39 600 метров) породы. При бурении гранитной россыпи в центральных районах США PDC долота были вооружены вращающимися алмазными резцами ONYX 360 для увеличения объемов бурения. В одном из полевых испытаний объем бурения абразивного песчаника увеличился на 57 %, в то время как скорость проходки возросла на 26%. Новинка также продемонстрировала равномерный износ, при этом ни один из резцов не был сломан. Традиционные стационарные алмазные резцы премиум-класса при бурении аналогичной скважины проявили себя хуже: объемы бурения снизились, а износ увеличился.

Над созданием резцов ONYX II трудились сразу несколько рабочих групп Smith Bits. Так, специалисты инженерно-конструкторского отдела выполняли анализ эксплуатационных характеристик и износа долот с резцами предыдущих серий, а также работали над оптимизацией компоновок вооружения PDC с целью улучшения характеристик долот. Усилия производственного отдела были направлены на создание узко специализированной технологии воздействия с высокими параметрами давления и температуры, необходимыми для производства искусственных алмазов. Наконец, отдел исследований и разработок занимался поиском новых материалов и методов, которые можно было бы усовершенствовать для улучшения свойств резцов PDC.

Резцы ONYX II были изготовлены с использованием новой технологии, разработанной Smith Bits и защищенной патентом. Уникальный двухшаговый технологический процесс позволяет производить алмазные резцы наилучшего качества и характеристик, сохраняющие острую грань более продолжительное время и обеспечивающие увеличение скорости проходки.

Для создания резцов повышенной износостойкости было решено повысить плотность алмазной структуры. Для достижения наилучшего уплотнения подбирали различные сочетания алмазной крошки, оценивая смеси основного материала алмаза различного гранулометрического состава. Выбранная смесь спекалась при помощи специальных прессов (НРПТ) с исключительно высокими значениями давления и температуры. В итоге между алмазами образовались дополнительные связи, количество которых значительно превышает количество таких же связей в структуре резцов ONYX первого поколения. Увеличение объема алмазов в сочетании с более высокой плотностью дают получаемой структуре такие

преимущества, как повышенная прочность и долговечность, что ведет к улучшению износостойкости и термической стойкости изделия. Однако, эти преимущества нам предстояло подтвердить в ходе масштабных лабораторных и промысловых испытаний.

Испытания на износостойкость.

Испытания новых резцов ONYX II проводились в специализированном лабораторном центре Smith Bits на вертикально-токарном станке с револьверной головкой (VTL). В ходе исследований резец крепится в специальном узле с заданными значениями передних углов в тыльной и рабочей плоскостях, чтобы воспроизвести положение резца на долоте PDC. Помимо этого, узел оборудован термопарой для измерения температуры резца в процессе исследований.

Вследствие неуклонного развития технологий создания резцов (особенно после появления серии ONYX), менее абразивные породы, например, песчаник или известняк, все меньше подходят для получения кромки износа на резцах. Поэтому в настоящее время мы используем для этих испытаний гранит, что позволяет за приемлемое время получать на резцах кромку износа измеримых размеров.

Гранитный блок вращается с заданной частотой, а узел с резцом перемещается поперек вращающегося блока. Скорость вращения и глубину проникновения резца в породу можно изменять, чтобы имитировать изменения в частоте вращения долота и нагрузке на долото. После одного прохода поперек блока резец возвращается к исходной точке, после чего цикл повторяется многократно. С заданной периодичностью испытания прерываются для измерения и фотографирования кромки износа. Эти данные служат для сравнения результатов работы резца с базовыми значениями.

Однако, для того, чтобы оценить повышенную термическую стойкость и износостойкость резцов ONYX II, потребовалось увеличить продолжительность испытаний (рисунки 1, 2).



Рисунок 1 – Износостойкость и термическая стойкость резцов

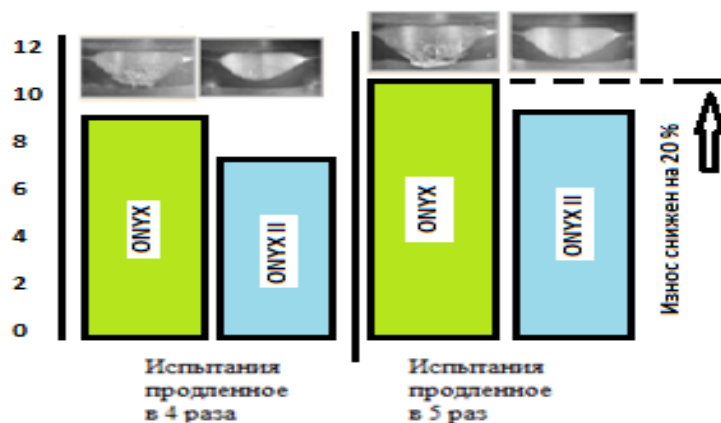


Рисунок 2 – Результаты проведенных тестов на износ

При пятикратной проходке наблюдался значительно больший износ и более серьезные повреждения алмазного резца ONYX. Кромка износа резца ONYX II оставалась неизменной, и ее износ оказался на 20 % меньше, чем на резце ONYX.

Испытания на ударопрочность мм²

Следующим шагом стали испытания резцов на ударопрочность. Как правило, при работе со сверхпрочными материалами приходится искать компромисс между их износостойкостью и ударной прочностью. То есть при увеличении износостойкости падает ударная прочность. По этой причине, одной из важнейших задач в создании резцов ONYX II было избежать какого-либо снижения ударопрочности при одновременном повышении износостойкости резца.

Для получения количественной характеристики ударопрочности резца используем специализированный вертикальный ударный стенд. В нем резец закрепляют в держатель, который затем поднимают над закаленной стальной пластиной. Высота подъема резца определяет силу ударного воздействия при падении на пластину.

Для оценки ударной прочности резцов ONYX II мы провели целую серию испытаний с различной силой воздействия. После каждого сброса резец исследуется на наличие повреждений. Если признаки повреждений отсутствуют, испытания повторяются до выхода резца из строя, то есть до того момента, когда на кромке резца образуются значительные признаки повреждения. Как и при испытаниях на станке VTL, повредить современные резцы становится значительно сложнее благодаря их повышенной стойкости к ударным нагрузкам. При малых и средних ударных нагрузках, имитирующих воздействия на долото, резцы ONYX II и ONYX обладают сходными характеристиками, и режущая кромка не повреждается. Разрушение плоскости алмаза резцов наблюдается только при более значительных нагрузках (в 2-3 раза выше). В то же время на резцах ONYX II объем повреждений оказался не выше, чем на других резцах, участвовавших в испытаниях.

Программа промысловых испытаний стартовала в 2013 году в США: было подобрано несколько скважин в штатах Техас, Луизиана и Вайоминг. Результаты испытаний в округе Саблет (западный Вайоминг) средние показатели для рейсов с долотом MDi516 6", оснащенным резцами ONYX первой серии представлены на рисунке 3 и в таблице 1.

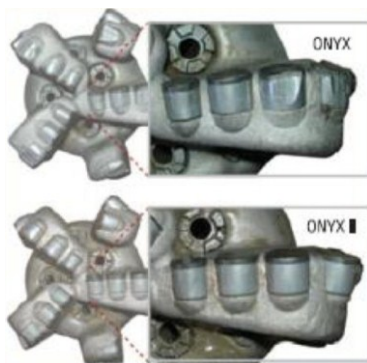


Рисунок 3 – Рейсы с долотом диам. PDC 6". 5-лопастное долото, диаметр резцов 16 мм. Промысловые испытания в округе Саблет (Вайоминг, США)

Таблица 1 – Результаты промысловых испытаний в округе Саблет

Тип долота	Глубина спуска, м	Глубина, м	Проходка, м	Механическая скорость проходки, м/ч
Долото конкурент №1 (11 рейсов)	2682	2682-3795	1113	14,9
Долото конкурент №2 (12 рейсов)	2637	2637-3881	1244	15,5
ONYX (4 рейса)	2652	2652-3981	1329	15,2
ONYX II	2438	2438-3894	1456	18,5

Таким образом, проходка увеличилась на 10 %, а скорость бурения – на 21 %.

По сравнению с показателями долота другого производителя, долото с резцами ONYX II позволило увеличить проходку на 17 %, а механическую скорость – на 19 %. По расчетам, такое улучшение эффективности бурения обеспечило экономию на одной буровой установке от \$850 тыс. до 1 млн в год.

Список использованных источников:

1 Кершенбаум В. Я. Международный транслятор-справочник Буровой породоразрушающий инструмент / В. Я. Кершенбаум, А. В. Торгашева, А. Г. Мессер. – Москва: Нац. инст. нефти и газа, 2003. – Т. 1. – С. 199–200, 204, 210–211.

2 Сираев Р. У. Анализ эффективности применения долот PDC на нефтегазопроисловых скважинах / Р. У. Сираев // ВЕСТНИК ИРГТУ, 2013. № 5 (76). – 73 с.

3 Боснак А. Б. Совершенствование конструкций и применения буровых долот / А. Б. Боснак, Р. М. Богомолов, Ф. В. Старцев // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков, 2013. – № 3. – 46 с.

4 Борисов К. И. Актуальные научные и прикладные вопросы развития нового научного метода оценки свойств и эффективности динамического разрушения горных пород инструментами режуще-скалывающего типа «PDC» / К. И. Борисов // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков, 2015. – № 3. – 14 с.

5 Чулкова В. В. Опыт применения долот PDC в условиях перемежающихся по твердости горных пород Урало-Поволжского региона / В. В. Чулкова // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков, 2012. – № 2. – 12-13 с.

УДК 622.24

ПРИМЕНЕНИЯ ЗАБОЙНОГО ГИДРОМЕХАНИЧЕСКОГО КОМПЕНСАТОРА КОЛЕБАНИЙ ДАВЛЕНИЯ БУРОВОГО РАСТВОРА

И.К. Кургузов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ, студент гр. ГБЗ-18-11)

Т.Н. Миннивалеев

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ, к.т.н., доцент)

Л.Л. Салемгараева

(МБОУ СОШ № 5 г. Азнакаево с углубленным изучением английского языка)

Аннотация: В статье рассмотрено применение забойного гидромеханического компенсатора колебаний давления бурового раствора. Бурение нефтегазовых скважин является сложным процессом, сопровождающимся неизбежным возникновением колебательных процессов бурильного инструмента и промывочной жидкости, которые, в свою очередь, оказывают существенное влияние на технико-экономические показатели бурения в целом. В процессе бурения на бурильный инструмент действуют различные по величине, характеру и природе происхождения возмущающие силы, в результате чего бурильный инструмент подвергается различного рода колебаниям.

Ключевые слова: забойный двигатель, колебательные процессы, бурильный инструмент, скважина.

UDC 622.24

APPLICATIONS OF DOWNHOLE HYDROMECHANICAL COMPENSATOR FOR PRESSURE FLUCTUATIONS OF DRILLING MUD

I.K. Kurguzov

Abstract: The article discusses the use of a downhole hydromechanical compensator for pressure fluctuations in drilling mud. Drilling of oil and gas wells is a complex process, accompanied by the inevitable occurrence of oscillatory processes of the drilling tool and flushing fluid, which, in turn, have a significant impact on the technical and economic indicators of drilling as a whole. During the drilling process, disturbing forces of various magnitude, nature and nature of origin act on the drilling tool, as a result of which the drilling tool is subjected to various kinds of vibrations.

Keywords: downhole motor, oscillatory processes, drilling tool, borehole.

Забойные двигатели сами по себе могут быть источниками колебаний бурильного инструмента. А также и давления промывочной жидкости в циркуляционной системе буровой установки.

Причины возникновения колебательных процессов могут быть следующие:

- неравномерная подача промывочной жидкости буровым насосом,
- неплавная подача бурильного инструмента,
- трещиноватость,
- ухабистость и неоднородность забоя,
- скачкообразный характер разрезания горных пород,
- перекатывание шарошек по забою и др.

В ходе бурения скважин, режим вынужденных колебаний бурильного инструмента приводит к излишнему расходу мощности, вырабатываемой забойным двигателем. Эти затраты составляют около 30% общей мощности двигателя. Даже при игнорировании сил трения, вызывающих вибрацию у бурового инструмента, расход энергии сопоставим с энергией, необходимой для разрушения горной породы на забое. Частичное использование этой энергии при возвращении к забою может повысить эффективность процесса бурения.

Исследователи в прошлом веке обнаружили неравномерность частоты вращения вала гидравлических забойных двигателей, особенно на низких частотах. Это привело к созданию специальных устройств, которые применяются в компоновке бурильной колонны для смягчения колебательных процессов при бурении скважин. Например, в результате установки такого устройства при бурении скважины №1553 увеличилась механическая скорость бурения с 15 м/час до 17,2 м/час, а проходка на долото увеличилась почти вдвое. Маховики стабилизируют частоту вращения вала и увеличивают разрушение горной породы, в то время как амортизаторы защищают оборудование от избыточных нагрузок и вибраций. Это стало предпосылкой для разработки и испытаний специальных устройств, устанавливаемых в компоновку бурильной колонны и позволяющих гасить и позволяющих гасить колебательные процессы при бурении скважин. Колебательные процессы бурильного инструмента, являясь следствием большого числа различных факторов, сами способны оказывать существенное влияние на процесс бурения и его показатели.

На рисунке 1 показаны графики изменения механической скорости бурения во времени. (график I) – применение демпфера, снижающего колебательные процессы бурильного инструмента, (график II). - без установки демпфирующих элементов в компоновку бурильного инструмента

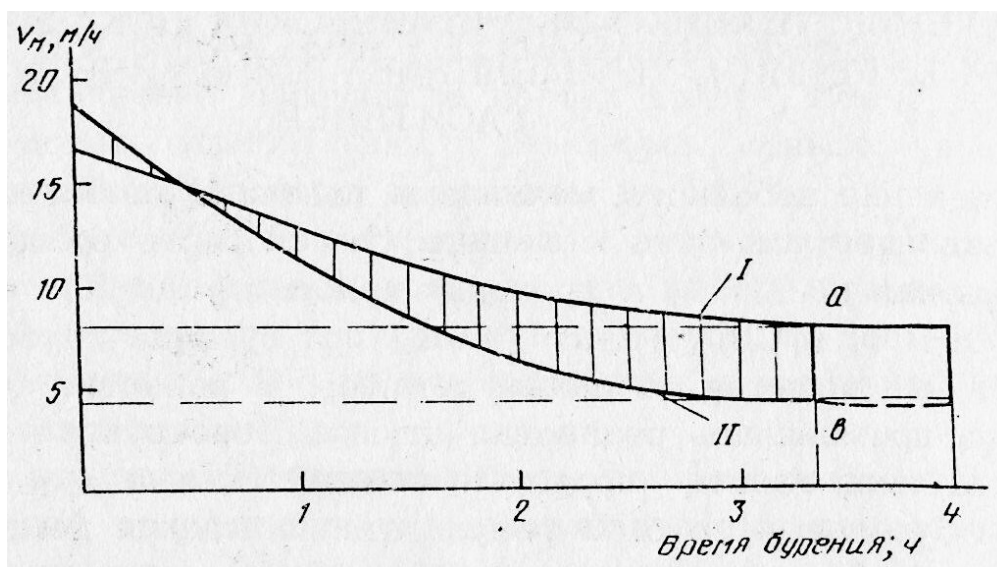


Рисунок 1 – Изменение механической скорости во времени при бурении амортизатором (I) и без него (II)

Исходя из рисунка, можно увидеть, что в начале скорость бурения с использованием демпфера ниже, чем без него. Однако, со временем их скорости выравниваются, а затем скорость бурения с демпфером становится выше, чем без него. Увеличение механической скорости при использовании демпфера связано с медленнее уменьшающейся скоростью износа долота. При изучении колебательных процессов бурильного инструмента важно отметить, что эффективность разрушения породы и бурения в целом зависит от процессов, происходящих в системе «долото-забой». Долото вызывает интенсивные колебания широкого частотного диапазона, что приводит к появлению сейсмических волн в массиве горных пород и вынужденным механическим колебаниям бурильной колонны.

Демпферы играют ключевую роль в смягчении этих колебательных процессов. Это приводит:

- к увеличению эффективности бурения,
- к продлению срока службы оборудования.

Они поглощают часть энергии колебаний, снижая их амплитуду, и уменьшая частоту, это позволяет снизить рассеивание энергии и увеличить продуктивность бурения.

Применение демпферов в буровой отрасли позволяет:

- повысить эффективность и надежность бурения,
- увеличить скорость и качество процесса,
- уменьшить износ оборудования.

Все это в совокупности способствует снижению затрат на бурение и повышению общей производительности буровых работ.

В качестве величины, позволяющей произвести оценку относительного вклада динамической и статической компонентов в общую силу воздействия долота на забой, может быть использован коэффициент динамичности. Результаты экспериментальных исследований выявили такую зависимость как – чем тверже порода, тем большее значение будет иметь и коэффициент динамичности. Статическая сила может быть меньше динамической более чем в два раза, а данные работы говорят о том, что отношение динамической силы к статической может достигать значения, равного четырем.

Для уменьшения вибрации и ударных нагрузок на бурильную колонну применяют различные методы, такие как:

- использование амортизаторов,
- изменение параметров бурения (скорость вращения долота, нагрузка на долото),

- применение специальных устройств для снижения вибрации.

Также важно правильно подбирать параметры бурения в зависимости от свойств горных пород, для того чтобы минимизировать воздействие динамичности на бурильную колонну. Обученные специалисты и инженеры должны проводить постоянный мониторинг параметров бурения. Оперативно вносить коррективы для предотвращения негативных последствий.

С увеличением коэффициента динамичности увеличиваются продольные колебания долота и бурильной колонны, что может привести к кратковременным отрывам долота от забоя. В результате долото может часто находиться в состоянии "зависания" над забоем, что составляет до 60% времени бурения. Уменьшение контакта долота с забоем ведет к уменьшению времени разрушения горной породы и, следовательно, к снижению механической скорости бурения. Вибрация и ударные нагрузки могут вызвать преждевременный износ долота и бурильного инструмента. Нестабильность силы воздействия долота на забой также отрицательно влияет на работу забойных двигателей, вызывая колебания их частоты вращения и возможную остановку, особенно в упруго-пластичных породах.

Контроль динамичности во время бурения имеет важное значение для обеспечения безопасности и эффективности работ, а также для увеличения срока службы оборудования и снижения расходов на его ремонт и замену. Следовательно, применение забойного гидромеханического компенсатора может существенно улучшить процесс бурения скважин, повысить эффективность работы буровых насосов и снизить износ бурильного оборудования. Это позволит сократить время и расходы на бурение скважин, а также улучшить качество процесса бурения.

Список использованных источников

- 1 Акбулатов Т.О. Расчеты при бурении наклонных и горизонтальных скважин: учебное пособие / Т.О. Акбулатов [и др.]. – Уфа: УГНТУ, 2005. – 51 с.
- 2 Овчинников В.П. Справочник бурового мастера: справочное пособие в 2 т. / В.П. Овчинников, СИ. Грачева, А.А. Фролова. – М.: Инфра-Инженерия, 2006. – 608 с.
- 3 Зайнуллина Р. Р. Исследования скважин на установившихся режимах / Р. Р. Зайнуллина, Г. С. Галимова, Э. М. Альмухаметова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2013: сборник научных трудов международной научно-технической конференции в 3-х т. / ред. кол. В. Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. – Т. 1. – С.171-176.
- 4 Шарифуллина Р. Р. [Оценка эффективности полимер-кислотного воздействия на Турнейском ярусе Туймазинского месторождения](https://elibrary.ru/item.asp?id=46696929&selid=46712830) / Р. Р. Шарифуллина, Р. Р. Хуснутдинова, Л. В. Петрова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 194-198. – URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=46696929&selid=46712830> (дата обращения: 28.02.2024).

УДК 622.245.422.4

ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ЦЕМЕНТНО-ЦЕОЛИТОВОЙ ОБЛЕГЧЕННОЙ ТАМПОНАЖНОЙ СМЕСИ

П.А. Масленников

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском,
студент группы ГБз-18-11)

Т.Н. Хайдарова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, преподаватель)

Аннотация. Для повышения надежности крепления скважин в интервалах низких положительных и отрицательных температур криолитозоны необходимо совершенствовать технологию их крепления и цементирования, модифицировать применяемые специальные

тампонажные композиции.

Ключевые слова: Крепление скважины, синтетический цеолит, цементно-цеолитовая облегченная тампонажная смесь.

UDC 622.245.422.4

RATIONALE FOR THE CHOICE OF CEMENT-ZEOLITE LIGHTWEIGHT CAMPING MIXTURE

P.A. Maslennikov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student of the group GBz-18-11)

T.N. Khaidarova

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, teacher)

Abstract. To increase the reliability of well fastening in the ranges of low positive and negative temperatures of the permafrost zone, it is necessary to improve the technology of their fastening and cementing, and to modify the special cementing compositions used

Keywords: Well casing, synthetic zeolite, cement-zeolite lightweight cement mixture.

Облегчающие добавки играют важную роль в производстве строительных материалов. Они помогают уменьшить седиментацию, то есть процесс оседания твердых частиц в растворе, что улучшает качество и стабильность конечного продукта. В списке приведены различные типы облегчающих добавок, которые могут быть использованы в зависимости от конкретных требований и условий производства.

Глинопорошки, опоки и мел - это тонкодисперсные гидрофильные материалы. Они увеличивают объем и снижают плотность раствора, что делает его более легким и удобным в работе.

Применение облегченных цементных растворов обеспечивает цементируемые работы и сокращает осложнения с обсадными трубами.

Облегченные тампонажные цементы имеют ряд недостатков, связанных с их плотностью и прочностью. Однако, важно отметить, что эти недостатки можно компенсировать за счет правильного выбора облегчающих добавок и оптимизации рецептуры раствора. Кроме того, существуют специальные технологии и оборудование, позволяющие ускорить процесс схватывания и повысить прочность раствора при низких температурах.

Цеолиты - это природные и синтетические алюмосиликаты, обладающие уникальными свойствами и структурой. Они состоят из оксидов кремния, алюминия и других элементов, образующих каркас с полостями, в которых находятся катионы металлов и молекулы воды. Цеолиты используются в различных областях, включая очистку воды, катализаторы, адсорбенты и другие приложения.

Цеолиты обладают способностью к адсорбции и могут быть использованы для улучшения свойств облегченных тампонажных растворов. Благодаря своей способности к катионному обмену, цеолиты могут взаимодействовать с цементом и образовывать гидратные соединения, улучшающие прочность и изоляционные свойства раствора. Таким образом, использование цеолитов в качестве добавок к облегченным тампонажным цементам может привести к созданию более эффективных и надежных растворов для цементируемых работ.

Цеолитовое сырье широко распространено в мире и присутствует в различных регионах, включая Сибирь и Дальний Восток. Запасы этого сырья оцениваются в миллиарды тонн, что делает его доступным и перспективным для использования в различных отраслях промышленности.

Природные цеолиты являются многообразными и не дефицитными, что делает их привлекательными для использования в различных промышленных процессах. Однако

синтетические цеолиты, хотя и более дорогие, могут иметь более высокую чистоту и специфические свойства, что может сделать их более предпочтительными.

Синтетические цеолиты (рисунок 1) бывают разных типов, включая типы X, Y и A, которые различаются по размеру пор. Цеолиты типа X имеют более широкие поры, чем цеолиты типа A. Тип Y имеет аналогичную структуру с типом X, но отличается химическим составом.



Рисунок 1 – Синтетический цеолит

Действие добавки цеолита основывается на том, что наличие заряда на внешней поверхности способствует взаимодействию частиц с составляющими портландцемента, а капиллярные силы - связыванию значительного количества воды затворения. Разложение нестабильных гидратных новообразований осуществляется полнее и быстрее, поскольку оно происходит на свободных граничных поверхностях, обращенных к жидкой среде, а не во внутрь конгломератов частиц, что оказывает влияние на скорость гидратации вяжущего, способствуя раннему разрушению термодинамически неравновесных контактов и построению объемной сетки с более равномерным распределением гидратных фаз. Это приводит к снижению части свободной воды затворения тампонажного раствора и как следствие понижает его подвижность. Поэтому имеется необходимость повышения водосодержания тампонажного раствора или введения пластификаторов. Цеолиты еще имеют важное для добавки к тампонажным низкотемпературным цементам свойство - легко выделять воду и вспучиваться при нагревании, а с понижением температуры снова поглощать воду.

Поскольку тампонажный портландцемент представлен в основном оксидом кальция, растворимость которого при пониженных температурах достаточно высокая, то предполагается о его взаимодействии с поверхностью частиц цеолита с образованием гидратных соединений. Таким образом, цеолит будет способствовать созданию облегченного тампонажного раствора, формирующего камень с повышенными прочностными и изоляционными свойствами.

Цементно-цеолитовые тампонажные смеси ЦЦТС-6 и ЦЦТС -7 для крепления низкотемпературных скважин. В их состав входят вяжущее вещество ПЦТ 1-50, синтетический цеолит, стабилизирующее вещество, газоблокатор, пластификатор и замедлитель, в качестве жидкости затворения использовались техническая вода, раствор хлорида кальция и раствор хлоридосодержащей добавки. Хлоридосодержащая добавка, выпускаемая, предприятием ООО «Промышленный минерал» содержит оксид магния и хлориды магния, калия и натрия.

Определение основных технологических свойств раствора и камня, проводили при температурах 20 ± 2 °C в соответствии с ГОСТ 26798.1-96 «Цементы тампонажные. Методы испытаний». Плотность раствора определялась ареометром типа АБР-1 по методике предусмотренной инструкцией по эксплуатации ареометра, растекаемость - формой-конусом, сроки схватывания раствора - прибор Вика, предел прочности камня на изгиб и сжатие через 48 ч на испытательной машине для определения прочности на изгиб/сжатие модель L11V2 (Италия, фирма «Controlss.r.l.»), время загустевания облегченного тампонажного раствора на консистометре (США, фирма «ChandlerEngineering»).

В таблицах 1, 2 и на рисунке 2 приведены результаты проведенных нами лабораторных исследований.

Таблица 1 – Влияние синтетического цеолита на основные показатели цемента ПЦТ-1-50

Состав, мас. ч	плотность, кг/см ³	Растекаемость, мм	Водоотделение	Сроки схватывания, чч-мм		Прочность тампонажного камня, 48ч, МПа	
				Начало	Конец	Изгиб	Сжатие
ПЦТ- I-50	1850	270	6,6	6-05	8-00	5,7	20,2
90% ПЦТ- I-50+10% цеолит NaA	1820	274	4,5	5-25	6-27	1,7	13,5
90% ПЦТ- I-50+10% цеолит NaX	1820	262	3,8	5-27	6-30	3,1	16,4

Примечание: В/Ц соотношение 0,5; в качестве жидкости затворения использовалось техническая вода; температура испытания 22°C ; ПЦТ- I-50 сухоложский портландцемент.

Таблица 2 – Влияние добавок на усадку тр при температуре (20±2)°C

Состав, мас. ч	Усадка тр камня при температуре (20±2)°C %
ПЦТ- I-50	1,6
ПЦТ- I-50+1% цеолит NaX	1,5
ПЦТ- I-50+1% МС-400	1,4
ПЦТ- I-50+5% цеолит NaX	1,0
ПЦТ- I-50+5% МС-400	1,3
ПЦТ- I-50+7% цеолит NaX	0,7
ПЦТ- I-50+7% МС-400	1,4
ПЦТ- I-50+10% цеолит NaX	0,4
ПЦТ- I-50+10% МС-400	1,2

Примечание: В/Ц соотношение 0,65; В качестве жидкости затворения использовалось техническая вода.

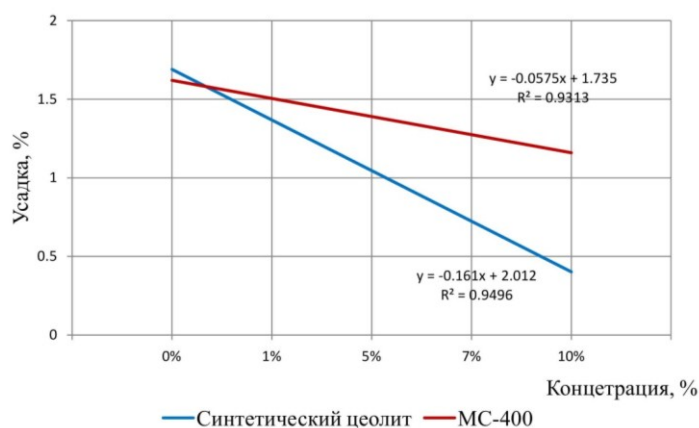


Рисунок 2 – Влияние концентрации добавок на усадку тампонажного раствора при температуре 20 °C

Коэффициент корреляция и регрессия представлены в таблице 3. Физико-механические свойства ЦЦТС-6 и 7 (цементно-цеолитовая тампонажная смесь) представлены в таблице 4.

Прочность на изгиб и на сжатие составов ЦЦТС-6 и 7 представлены на рисунках 3, 4.

Таблица 3 – Коэффициент корреляция и регрессия

Состав, мас.ч.	y	R ²
ПЦТ I-50 + цеолита NaX	$-0,161x + 2,012$	0,9496
ПЦТ I-50 + МС-400	$-0,0575x + 1,735$	0,9313

Таблица 4 – Физико-механические свойства ЦЦТС-6 и 7 (цементно-цеолитовая тампонажная смесь)

Состав, мас.ч.	Температура, °С	Плотность, кг/м ³	Растекаемость, мм	Водоотделение, %	Сроки схватывания, чч-мм		Прочность тампонажного камня, МПа, 48 ч.	
					начало	конец	изгиб	сжатие
ЦЦТС-6 + 0,65 техническая вода	22	1600	225	0,0	6-54	8-24	2,6	11,4
	5	1610	263	0,0	16-00	28-50	1,58	7,8
ЦЦТС-6 + 0,67 р-р СаСl2 (ρ=1,03 гр/см ³)	22	1610	218	0,0	4-35	6-15	4,0	18,3
	5	1610	250	0,0	10-47	17-03	2,3	9,6
ЦЦТС-6 + 4% хлоридсодержащая добавка* + 0,65 тех. вода	22	1610	210	0,0	4-50	6-20	4,5	18,5
	5	1610	245	0,0	11-00	17-45	2,7	10,3
ЦЦТС-7 + 0,55 техническая вода	22	1720	236	0,0	5-30	6-35	4,1	14,2
ЦЦТС-7 + 0,57 р-р СаСl2 (ρ=1,03 гр/см ³)	22	1720	223	0,0	3-50	5-10	5,3	19,7
ЦЦТС-7 + 4% хлоридсодержащая добавка* + 0,57 тех. вода	22	1720	220	0,0	4-05	5-25	5,7	20,3
	5	1720	225	0,0	9-30	15-45	3,5	13,4

Примечание: *- Хлоридсодержащая добавка выпускаемая ООО «Промышленный минерал»

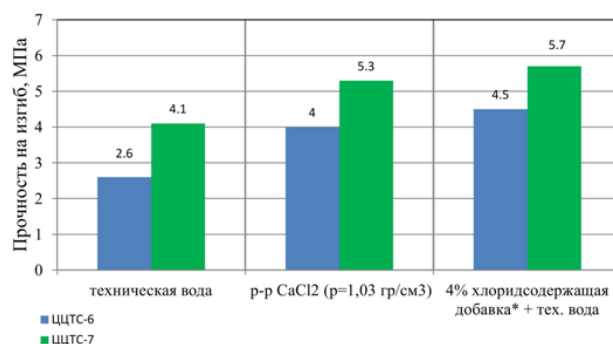


Рисунок 3 – Прочность на изгиб составов ЦЦТС-6 и 7, с использованием различных жидкостей затворения

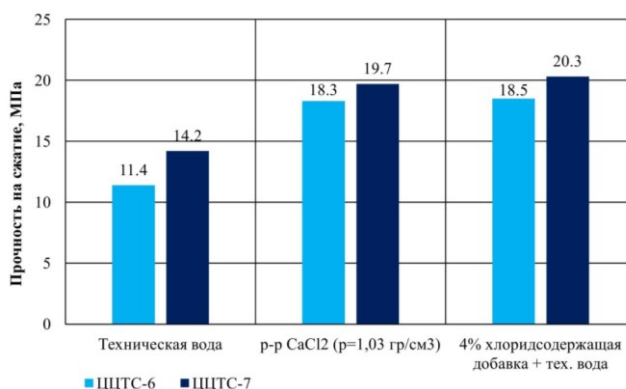


Рисунок 3 – Прочность на сжатие составов ЦЦТС-6 и 7, с использованием различных жидкостей затворения.

Из рисунков 3 и 4 видно, что тампонажный раствор ЦЦТС-6 и 7, 4 % хлоридсодержащей добавки имеет максимальное прочность тампонажного камня на сжатие и изгибе за 48 часов, потому что за счет данной добавки ускоряется процесс твердения тампонажного раствора.

Выводы:

1 Применение большинства облегчённых тампонажных растворов приводят понижению качества цементирования (образование водяных поистков, канал образования цементного камня и т.д.)

2 Обосновано применение облегчённой добавки синтетического цеолита для цементирования обсадных колонн в условиях низких и отрицательных температур. Рекомендуем добавки цеолита до 10 %, цемент 80-90 %, Вермикулиты 10-15 %.

Список использованных источников:

1. Специальные тампонажные материалы для низкотемпературных скважин / П. В. Овчинников, В. Г. Кузнецов, А. А. Фролов, В. П. Овчинников, А. А. Шатов, В. И. Урманчиев. – Москва: «Недра», 2002. – 115 с.

2. Данюшевский В. С. Справочное руководство по тампонажным материалам / В. С. Данюшевский, Р. М. Алиев, И. Ф. Толстых. – Москва: «Недра», 1998. – 372 с.

3. Орешкин Д. В. Облегченные тампонажные растворы с противоморозными добавками для условий многолетних мерзлых пород / Д. В. Орешкин, В. С. Семенов, Т. А. Розовская // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 4. – С. 42–45.

УДК. 622.242-8

**УСТАНОВКА СИСТЕМЫ ВЕРХНЕГО ПРИВОДА DQ20B-JH В БУРОВУЮ
УСТАНОВКУ-75 БРЭ ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ И
ЭФФЕКТИВНОСТИ**

Т.Н.Миннивалеев

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ
в г. Октябрьском, доцент, кандидат наук)*

А.У. Бойжигитов

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ
в г. Октябрьском, студент гр. БГБ 20-11)*

Аннотация.

Статья представляет собой глубокий анализ инновационного подхода к оптимизации процессов бурения скважин в нефтяной промышленности. Фокус исследования сосредоточен на внедрении системы верхнего привода DQ20B-JH в буровую установку БУ-75 БрЭ. Так же рассматриваются технические характеристики, преимущества и эффективность данного решения, основываясь на точных данных и расчетах. Статья выделяет перспективность установки DQ20B-JH для повышения производительности, экономии времени, соблюдения высоких стандартов безопасности и обеспечения долгосрочной устойчивости в условиях современной нефтедобывающей отрасли. Результаты исследования подчеркивают важность инноваций в контексте постоянного развития и совершенствования технологических процессов нефтяной промышленности.

Ключевые слова: Бурение, нефть, система верхнего привода, вертлюг, инновация.

UDC. 622.242-8

**INSTALLATION OF THE DQ20B-JH TOP DRIVE SYSTEM IN THE DRILLING RIG-
75 BRE TO OPTIMIZE PRODUCTIVITY AND EFFICIENCY**

T.N.Minnivaleev

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, associate Professor, Candidate of Sciences)*

A.U. Boyzhigitov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University)

Abstract.

The article presents an in-depth analysis of an innovative approach to optimizing well drilling processes in the oil industry. The focus of the study is on the implementation of the DQ20B-JH upper drive system in the BU-75 BrE drilling rig. The technical characteristics, advantages and effectiveness of this solution are also considered, based on accurate data and calculations. The article highlights the prospects of the DQ20B-JH installation to increase productivity, save time, comply with high safety standards and ensure long-term sustainability in the conditions of the modern oil industry. The results of the study emphasize the importance of innovation in the context of the continuous development and improvement of technological processes in the oil industry.

Keywords: Drilling, oil, overhead drive system, swivel, innovation.

Introduction

В современном мире промышленные процессы бурения играют ключевую роль в обеспечении энергетических потребностей человечества. Постоянные инновации и технологические усовершенствования в этой области имеют решающее значение для повышения эффективности процессов добычи полезных ископаемых. В контексте этого стремления к постоянному совершенствованию буровые установки становятся объектом внимания инженеров и технологов.

Бурение скважин стоит в центре нефтяной промышленности, а постоянное совершенствование технологий играет ключевую роль в повышении эффективности этого процесса. Сегодняшняя нефтегазовая промышленность все чаще обращается к применению систем верхнего привода (СВП) как наиболее востребованного метода бурения скважин. Эта передовая технология успешно интегрируется как в импортные, так и в отечественные буровые установки.

Системы верхнего привода предназначены для быстрого и безопасного бурения скважин различных типов, включая вертикальные, наклонно-направленные и горизонтальные. Эти инновационные системы объединяют в себе функциональность вертлюга и ротора, создавая эффективное и универсальное устройство для оптимизации бурения.

В контексте этих достижений можно выделить уникальность применения систем верхнего привода, которые не только улучшают традиционные методы бурения, но и обеспечивают более высокий уровень безопасности и оперативности. Их внедрение в различные буровые установки подчеркивает стремление индустрии к инновационным подходам, создавая условия для повышения производительности и устойчивого развития нефтегазового сектора.

В рамках инновационных разработок на рынке нефтяного оборудования компания Jinghong Petroleum Equipment Manufacturing Co., Ltd представляет систему верхнего привода DQ20B-JH, предназначенную специально для бурения наклонно-направленных скважин. В России данную технологию представляет компания Группа компаний SLC, официальный представитель Jinghong Petroleum Equipment Manufacturing Co., Ltd.

В данной статье мы проведем анализ отличий и преимуществ системы DQ20B-JH в сравнении с традиционными методами бурения, такими как роторный способ и квадрат, на примере его применения на Бавлинском месторождении. Рассмотрим технические характеристики, эффективность и инновационные особенности данной системы, которые делают ее важным активом для современных буровых операций в нефтегазовой отрасли.

Materials and methods

Нефтяная отрасль, являющаяся непрерывной осью экономики, требует постоянного совершенствования и инноваций для улучшения процессов добычи и обработки нефти. В этом стремлении к оптимизации одной из ведущих нефтяных компаний в России, Татнефть, выступает на передовой пути. В участках Республики Татарстана бурение осуществляется

компанией ООО «Татбурнефть», которая не только является ключевым игроком в отрасли, но и выделяется своим инновационным подходом к бурению скважин.

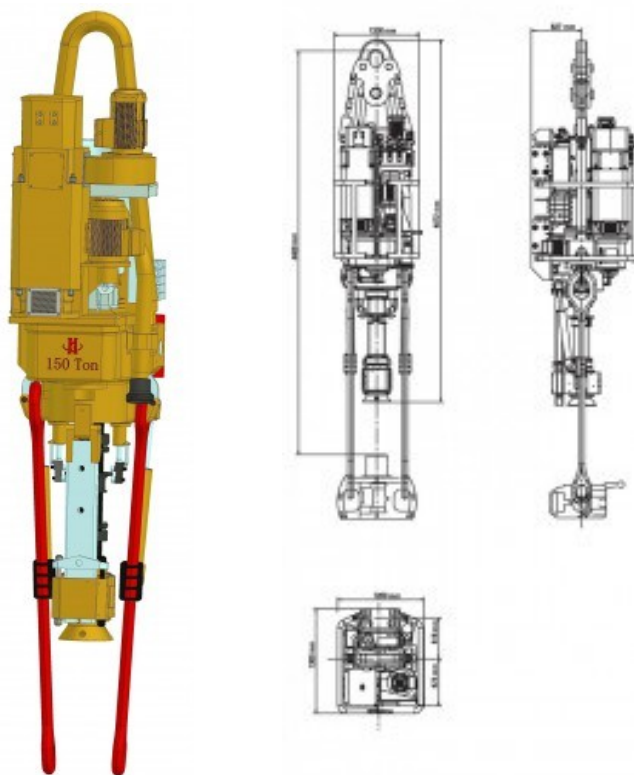
ООО «Татбурнефть» представляет собой крупное инновационное предприятие, предоставляющее полный комплекс сервисных услуг по бурению и освоению скважин для нефтегазодобывающих компаний.

Нефтяные участки с продуктивными пластами в Республике Татарстан представляют собой особый контекст для бурения скважин. В отличие от скважин, расположенных на крайних северных участках, где бурение требует более глубоких интервалов, на Бавлинских месторождениях применяется традиционный метод с использованием буровой установки БУ-75 БРЭ.

Однако в нашем стремлении к постоянному улучшению процессов и повышению эффективности, мы предлагаем исследовать возможность замены устаревших методов бурения на современные технологии, такие как система верхнего привода DQ20B-JH. Наши исследования направлены на сохранение самой буровой установки, обновление ее функциональности и повышение производительности без ущерба для процесса добычи.

Цель нашего исследования заключается в предоставлении конкретной идеи по внедрению СВП DQ20B-JH в существующие бурные операции. Мы стремимся дать новый импульс технологическому развитию в области бурения на Бавлинских месторождениях, обеспечивая более эффективные и инновационные методы добычи нефти и газа в условиях, близких к нашему региону

Рассмотрим систему верхнего привода марки DQ20B-JH



Система верхнего привода DQ20B-JH представляет собой инновационное устройство с электрическим частотно-регулируемым приводом переменного тока, оснащенный асинхронным электродвигателем мощностью 250 кВт (340 л.с.). В настоящее время СВП DQ20B-JH успешно интегрирована с такими типами буровых установок, как Стромнефтемаш МБУ-125, Кремко БУ К-100, ВЗБТ БУ 75 БрЭ и SJ БУ ZJ-20. Важно отметить, что данное устройство не ограничивается указанным перечнем и может быть адаптировано к другим типам

буровых установок, согласно требованиям клиента и при условии соответствия конструктивным особенностям буровой установки. Это подчеркивает гибкость и универсальность СВП DQ20B-JH.

DQ20B-JH представляет собой систему верхнего привода, разработанную с целью оптимизации процессов бурения скважин. Основное назначение этой инновационной системы заключается в обеспечении эффективного и надежного вертикального, наклонно-направленного и горизонтального бурения на различных буровых установках.

Главная задача DQ20B-JH — улучшение производительности бурения, снижение временных затрат и обеспечение устойчивой работы на буровых установках различных типов. Назначение этой системы включает в себя повышение эффективности добычи нефти и газа, обеспечивая технологическую совершенность и гибкость при адаптации к разным типам буровых установок.

Характеристика DQ20B-JH.

Вид привода	Электрический частотно-регулируемый привод переменного тока (AC VFD)
Условная глубина бурения	2 000 м (Ф114 бурильной трубы)
Макс. нагрузка	1 330 кН
Источник питания	600 VAC/ 50 HZ или 60 HZ
Ном. электроток	330 А
Макс. электроток:	500 А
Ном. мощность двигателя (непрерывная)	250 кВт. 335 л.с.
Диапазон частоты вращения	0~180 об/мин (непрерывно регулируемая)
Рабочий крутящий момент	26 кНм (непрерывный)
Макс. крутящий момент развинчивания	39 кНм (прерывно)
Диапазон зажима ключа манипулятора	φ96~φ197 мм
Рабочее давление гидросистемы	16 МПа
Ном. давление внутренних превенторов	70 МПа
Диаметр проходного отверстия ствола	62 мм
Ном. давление проходного отверстия ствола	35 МПа
Расстояние между осями основного вала и направляющей балки	514 мм
Длина основной части	4,0 м
Рабочая высота	4.4 м (с нижней поверхности серьги до верхней поверхности элеватора)
Рабочая температура окружающей среды	-45°C ~+55°C
Масса основных составных частей	6,5 тонн
Габаритные размеры основных составных частей	4072 × 1200 × 1300 (мм)

Цель наших исследований заключается в осуществлении тщательного сравнительного анализа между двумя вариантами - применением верхнего привода и традиционной конструкции вертлуга с ротором - в процессе эксплуатационных работ при бурении скважин на

Бавлинском месторождении. Мы нацелены на выявление наиболее выгодного варианта, учитывая экономические параметры, время выполнения работ и аспекты безопасности.

Для более глубокого сопоставления мы уделяем особое внимание техническим характеристикам верхнего привода и традиционного вертлюга с ротором, используемых на буровой установке БУ-75. Этот подход позволит нам детально изучить их производительность, надежность и эффективность в контексте наших целей и требований на месторождении.

Мы нацелены на предоставление обоснованных рекомендаций, учитывая не только экономические выгоды, но и оптимизацию времени, а также обеспечение максимального уровня безопасности в ходе бурения. Путем подробного анализа основных параметров и размеров вертлюга БУ-75, мы выделим ключевые преимущества каждой технологии, создавая основу для интеллектуальных и информированных стратегических решений в области нефтяного бурения.

Характеристика БУ-75 БрЭ.

	Параметры	БУ - 75 БрЭ
	Тип привода	электр ический
	Число двигателей основных механизмов	2
	Допустимая нагрузка на крюке, кН	1000
	Мощность привода лебедки, кВт	320
	Оснастка талевой системы	4х5
	Число скоростей подъема	4
	Число буровых насосов	1
	Полезная высота вышки, м	36,74
	Наибольшее давление на выкиде	24,5
0	Масса установки, кг	1475

Характеристика вертлюга БУ-75 БрЭ.

Параметры	БУ-75 БрЭ	Измерение
Нагрузка максимальная статическая	1000	кН
Нагрузка динамическая при 100 об/мин	750	Об/мин
Диаметр проходного отверстия в стволе	100	мм
Максимальное давление прокачиваемой жидкости.	20	МПа
Максимальное частота вращения ствола	170	Об/мин
Масса инструмента	1190	кг

Преимущества Установки СВП DQ20B-JH в БУ-75.

1. Повышение Производительности:

Установка DQ20B-JH обеспечивает электрический частотно-регулируемый привод, что позволяет точно регулировать частоту вращения. Это приводит к увеличению производительности бурения за счет оптимизации работы буровой установки.

2. Экономия Времени:

С точными характеристиками DQ20B-JH, включая высокую максимальную нагрузку и рабочий крутящий момент, можно сделать точные расчеты сокращения времени наращивания. Электрический привод также обеспечивает быстрый старт и остановку, что снижает время цикла бурения.

3. Гибкость в Регулировании:

Электрический частотно-регулируемый привод DQ20B-JH предоставляет операторам более широкий диапазон регулирования, что упрощает подстройку под конкретные условия скважины. Это способствует гибкости в управлении бурением.

4. Эффективное Энергопотребление:

С точными данными о мощности двигателя DQ20B-JH (250 кВт), можно сделать расчеты эффективности энергопотребления. Электрический привод обеспечивает эффективное использование энергии в процессе бурения.

5. Универсальность в Применении:

Учитывая адаптивные возможности DQ20B-JH к различным типам буровых установок, его установка на БУ-75 предоставляет универсальное решение, позволяя сохранить и модернизировать существующую буровую установку без полной замены.

6. Минимизация Рисков и Повышение Надежности:

Электрический привод обладает высокой степенью надежности и меньшим числом подвижных частей по сравнению с традиционными механическими устройствами. Это снижает риски отказов и обеспечивает стабильную работу.

Conclusion

В итоге нашего исследования можно сделать общий вывод. Установка системы верхнего привода DQ20B-JH на буровую установку БУ-75 БрЭ представляет собой перспективное решение для нефтяной промышленности. Эта инновационная система, обладающая высокой производительностью, гибкостью в регулировании и эффективностью энергопотребления, может существенно сократить время наращивания и повысить экономическую эффективность бурения. Внедрение DQ20B-JH также подчеркивает важность технологического совершенства и готовность отрасли к использованию передовых методов для оптимизации операций. Это решение не только снижает риски, но и предоставляет возможность сохранить существующую инфраструктуру, обеспечивая долгосрочные инвестиции в развитие нефтедобывающих процессов.

Список использованных источников

- 1) Аль Тии М. Применение верхнего силового привода при бурении скважин на нефтяных месторождениях Республики Ирак: учебное пособие / М. Аль Тии, С.Л. Симонянц // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. 2017, № 3. С. 44-48. 2. Балденко Д.Ф.
- 2) Д.Ф.Балденко. Одновинтовые гидравлические машины: учебное пособие / Д.Ф.Балденко, Ф.Д.Балденко, А.Н.Гноевых: в 2 т. М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2007. Т. 2. Винтовые забойные двигатели. 470 с

- 3) Леонов Е.Г. Совершенствование технологического процесса углубления скважины: учебное пособие / Е.Г.Леонов, С.Л.Симонянц. М.: Изд. центр РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, 2014. 184 с. 6.
- 4) Литвиненко В.С. Обоснование выбора параметров режима бурения скважин роторными управляемыми системами: учебное пособие / В.С.Литвиненко, М.В.Двойников // Записки Горного института. 2019. Т. 235. С. 24-29. DOI:10.31897/PMI.2019.1.24
- 5) Вадецкий, Ю.В. Справочник бурильщика : учебное пособие для использования в учебном процессе образовательных учреждений, реализующих образовательные программы начального профессионального образования / Ю. В. Вадецкий. - М : Академия, 2008. - 415 с.
- 6) Куличихин Н.И. Буровое оборудование: учебник для геологоразведочных техникумов/ Н. И. Куличихин, Н. С. Родионов, Г. А. Ганзен ; ред. Н. И. Кууличихин. - М. : Недра, 2009 - 248 с. - Библиогр.: с. 244.
- 7) Симонянц С.Л. Гидравлические забойные двигатели: учебное пособие / С.Л.Симонянц, М.В.Двойников // Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Т. 1. Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2017. С. 448-522.

УДК 622.24

МЕТОДЫ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ЗАКОЛОННЫХ ПЕРЕТОКОВ

Т.Н. Миннивалеев

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ, к.т.н., доцент)

А.Ю. Махнев

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ, студент гр. ГБз-18-11)

Аннотация: Проблема заколонных перетоков существует долгие годы и по сей день. В связи с развитием нефтяной и газовой промышленности и увеличением добычи, её решение является важной задачей для предприятий в данной сфере. Причиной заколонных перетоков может служить явление растворения при прохождении колонны соляных пород.

Ключевые слова: заколонные перетоки, ОЗЦ, скважина, пакер, обсадная колонна.

UDC 622.24

THE METHOD OF PREVENTING BACKWATER OVERFLOW

T.N. Minnivaliev

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University, assistant professor)

A.Yu. Makhnev

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University, student gr. GBz-18-11)

Abstract: The problem of backwater flows has existed for many years to this day. Due to the development of the oil and gas industry and the increase in production, its solution is an important task for enterprises in this field. The phenomenon of dissolution during the passage of a column of salt rocks can serve as the cause of column overflows.

Keywords: backwater flows, OZC, well, packer, casing.

Анализ опыта работы крупнейших нефтяных и газовых компаний мира показывает, что эта проблема не зависит от условий конкретного нефтяного месторождения и обусловлена:

- снижением гидростатического давления на пласт за колонной при схватывании тампонажного раствора и усадке цементного камня после его затвердевания;
- низкой трещиностойкостью цементного кольца и его разрушением при испытании колонн на герметичность избыточным давлением и при проведении некоторых технологических операций в скважине;
- негерметичностью резьбовых соединений эксплуатационной колонны и элементов устьевого оборудования.

На рисунках 1 и 2 схематично показаны примеры заколонного перетока в скважине, вызывающий обводнение продукции.

Причиной заколонных перетоков может служить явление растворения при прохождении колонны соляных пород. Причиной является неправильный выбор рецептуры бурового раствора и технологии проходки интервала. Характерные признаки данного осложнения – это интенсивное кавернообразование и течение пластов. А значит при спуске обсадной колонны будут образовываться новые препятствия (трение, отклонение от траектории спуска, сальникообразование), возможно ухудшение качества цементирования, так как в интервалах кавернообразования будут появляться дополнительные перетоки флюида, что повлечет за собой нарушение герметичности колонны. Также возможна закупорка перфорационных отверстий и дополнительный вынос примесей с добываемой продукцией. Что приведет к снижению дебита, необходимости производства дополнительных мероприятий по очистке ПЗП или установки фильтра.

Нагрузка ползучести на обсадную колонну также влияет на герметичность обсадной колонны. С течением времени высокопластичная порода под действием постоянного напряжения все больше поддается деформации. К таким относятся глины, глинистые сланцы, песчанистые глины, аргиллиты, ангидриты. А значит создается дополнительная нагрузка на ОК. Возможно увеличение нагрузки ползучести горных пород до такой степени, что обсадная колонна ее не сможет выдержать. В этом случае деформации поддается уже ОК, что приводит к её разрушению. Чем больше глубина спуска колонны и выше температура, тем заметнее сказывается данное явление.

Процесс ползучести делится на три этапа: первый этап – этап первоначальной ползучести с постепенно уменьшающимся темпом деформации, второй – стабильной ползучести с неизменным темпом деформации и третий – ускоренной ползучести с высоким темпом деформации. Из-за того, что горные породы находятся в трехосном напряженном состоянии, третья стадия не наступает [8]. График ползучести представлен на рисунке 3. Чтобы предотвратить разрушение ОК в интервалах воздействия нагрузки ползучести горных пород, необходимо использовать стенки с увеличенной толщиной.



Рисунок 1 - Заколонный переток в цементном камне

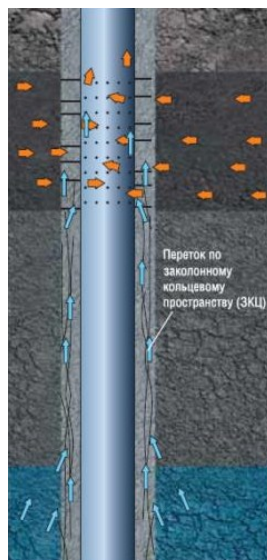


Рисунок 2 - Заколонный переток в скважине

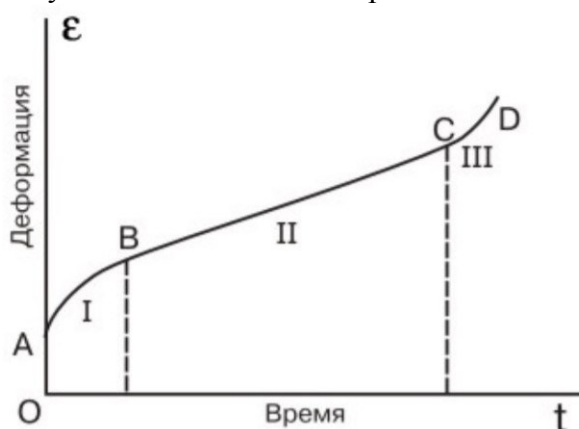


Рисунок 3 – Три стадии кривой ползучести

Первые проявления заколонных перетоков могут возникать еще в процессе ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ). Ученые склоняются к тому, что движение пластового флюида в заколонное пространство происходит за счет силы, обусловленной градиентом давления. Данное явление возникает в связи с разницей пластового и заколонного (гидростатического) давлений, которая в свою очередь постепенно увеличивается с затвердеванием цементного раствора.

Таким образом, в какой-то момент времени давление столба цементного раствора становится ниже пластового давления и флюид из пласта начинает двигаться по заколонному пространству. Анализируя причины появления этих каналов, можно условно их разделить на две группы: появляющиеся во время ОЗЦ и появляющиеся после ОЗЦ.

Список использованных источников

1. Акбулатов Т.О. Расчеты при бурении наклонных и горизонтальных скважин: учебное пособие / Т.О. Акбулатов [и др.]. – Уфа: УГНТУ, 2005. – 51 с.
2. Овчинников В.П. Справочник бурового мастера: справочное пособие в 2 т. / В.П. Овчинников, СИ. Грачева, А.А. Фролова. – М.: Инфра-Инженерия, 2006. – 608 с.
3. Ишбаев Г.Г., Бикияев Р.А. Технология РИР – отсечение межпластовых перетоков по стволу скважин // Бурение и нефть. – 2010. – № 12. – С. 22–25.
4. Федоров К.М., Печёрин Т.Н. Математическая модель формирования и развития заколонных перетоков // Вестник государственного университета. – 2008. – № 6. – С. 73–80.
5. Зайнуллина Р. Р. Исследования скважин на установившихся режимах / Р. Р. Зайнуллина, Г. С. Галимова, Э. М. Альмухаметова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2013: сборник научных трудов международной научно-технической конференции в 3-х т. / ред. кол.

В. Ш. Мухаметшин [и др]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. – Т. 1. – С.171-176.

6.Шарифуллина Р. Р. [Оценка эффективности полимер-кислотного воздействия на Турнейском ярусе Туймазинского месторождения](https://elibrary.ru/item.asp?id=46696929&selid=46712830) / Р. Р. Шарифуллина, Р. Р. Хуснутдинова, Л. В. Петрова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 194-198. – URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=46696929&selid=46712830> (дата обращения: 28.02.2024).

УДК 622.24

ОСОБЕННОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН НА ВЕРХНЕ-ШАПШИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ С ПРИМЕНЕНИЕМ КОМБИНИРОВАННОЙ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ

Т.Н. Миннивалеев

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

А.А. Ситдикова

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском,
студент гр. БГБ-20-11)*

Л.Л. Салемгареева

(МБОУ СОШ 5 г. Азнакаево Республики Татарстан, ученица 11 класса)

Аннотация. В данной статье рассматриваются особенности строительства наклонно-направленных скважин на Верхне-Шапшинском месторождении с применением комбинированной обсадной колонны. Анализируют технологии и методы, используемые при бурении подобных скважин, и описывают преимущества и риски применения комбинированной обсадной колонны.

Ключевые слова: комбинированная конструкция, снижение себестоимости, эффективность, строительство скважин.

UDC 622.24

FEATURES OF THE CONSTRUCTION OF DIRECTIONAL WELLS AT THE VERKHNE- SHAPSHINSKY FIELD USING A COMPOSITE CASING

T.N. Minnivaliev

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky,
assistant professor)*

A.A. Sitdikova

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky,
student gr. BGB-20-11)*

L.L. Salemgarayeva

*(MBOU secondary school Number 5 in Aznakaev town, Republic of Tatarstan, pupil of the 11th
grade)*

Abstract. This article discusses the features of the construction of directional wells at the Verkhne-Shapshinsky field using a combined casing. The technologies and methods used in drilling such wells are analyzed and the advantages and risks of using a combined casing are described.

Keywords: combined design, cost reduction, efficiency, well construction.

За последние несколько лет, в условиях нестабильной политической ситуации в современном мире, цены на нефть изменились чрезвычайно резко. Данный факт оказывает очень сильное влияние на экономическую стабильность и эффективность нефтедобывающих предприятий. Одним из наиболее эффективных способов сохранения прибыли для нефтедобывающих предприятий является снижение себестоимости добычи нефти. Использование новых технологий, направленных на снижение себестоимости добычи нефти, является ключевым фактором экономической эффективности нефтедобывающих предприятий.

С целью снижения себестоимости разработки залежей на Верхне-Шапшинском месторождении ПАО НК «РуссНефть» начало переход на строительство скважин по комбинированной конструкции, что существенно сокращает сроки строительства скважины и уменьшает металлоемкость конструкции.

Вплоть до 2021 года на Верхне-Шапшинском месторождении строительство скважин осуществлялось по традиционной конструкции, предусматривающей спуск эксплуатационной колонны в кровлю продуктивного пласта и последующее бурение горизонтального участка, и его крепление хвостовиком (рисунок 1).

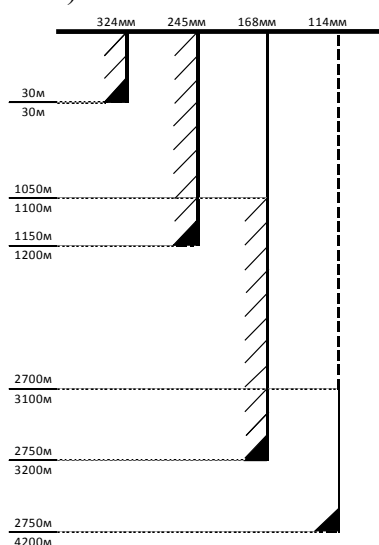


Рисунок 1 - Традиционная конструкция скважин с горизонтальным окончанием

С учетом всех необходимых технологических операций срок строительства таких скважин на Верхне-Шапшинском месторождении в среднем составляет 35 суток в зависимости от длины горизонтального участка и проведения необходимого комплекса геофизических исследований.

Строительство скважин с горизонтальным окончанием по комбинированной конструкции предусматривает бурение горизонтального участка без спуска эксплуатационной колонны перед бурением секции под хвостовик.

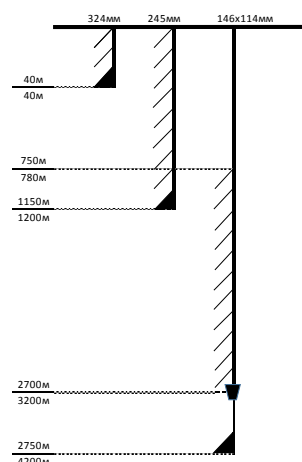


Рисунок 2 – Комбинированная конструкция скважин с горизонтальным окончанием

Переход на комбинированные конструкции позволяет сократить капитальные затраты на строительство скважин путем уменьшения сроков бурения скважин, снижения металлоемкости конструкции скважин. Исключается ряд ранее необходимых «безметровых» работ, тем самым сокращается цикл строительства скважин до 26 суток с прежними длиной горизонтального участка и количеством портов (стадий) ГРП на скважину. Снижение металлоемкости конструкции скважин достигается путем уменьшения диаметра эксплуатационной колонны и отсутствия перекрытия башмака эксплуатационной колонны хвостовиком.

СХЕМА	Диаметр открытого ствола, мм	Наименование
	215,9	Обсадные трубы, 146х7,7мм "Е"
	215,9	Обсадные трубы, 146х7,7мм "Д"
	215,9	Обсадные трубы, 146х7,7мм "Е"
	215,9	Обсадные трубы, 146х7,7мм "М"
	215,9	Муфта ступенчатого цементирования МСЦ-146
	215,9	Пакер-отсекатель ПОС-146
	215,9	Клапан обратный КОЦ-146
	215,9	Муфта нормализации МН-146
	215,9	Обсадные трубы, 146х7,7мм "М"
	215,9	Фальш воронка ФВ-146-108
	215,9	Обсадные трубы, 146х7,7мм "М"
	215,9	Переводник П 146/114
	152,4	Обсадные трубы, 114х7,4мм "Е"
	152,4	Пакер нефтенабухаемый ПЗН-114/142
	152,4	Обсадные трубы, 114х7,4мм "Е"
	152,4	Муфта ГРП МГРП
	152,4	Обсадные трубы, 114х7,4мм "Е"
	152,4	Пакер нефтенабухаемый ПЗН-114/142
	152,4	Обсадные трубы, 114х7,4мм "Е"
	152,4	Муфта ГРП МГРП
	152,4	Обсадные трубы, 114х7,4мм "Е"
	152,4	Пакер нефтенабухаемый ПЗН-114/142
	152,4	Обсадные трубы, 114х7,4мм "Е"
	152,4	Муфта ГРП МГРП
	152,4	Обсадные трубы, 114х7,4мм "Е"
	152,4	Пакер нефтенабухаемый ПЗН-114/142
	152,4	Обсадные трубы, 114х7,4мм "Е"
	152,4	Муфта ГРП МГРП
	152,4	Обсадные трубы, 114х7,4мм "Е"
	152,4	Обратный Клапан ОК114мм
	152,4	Башмак колонный вращающийся эксцентричный

Рисунок 3 – Эффективность изменения конструкции

Однако, в процессе бурения по комбинированной конструкции возникает ряд рисков, которые могут спровоцировать возникновение инцидентов на скважине. К основным рискам можно отнести:

1. Невозможность углубления скважины из-за вскрытия зон с несовместимыми условиями бурения;
2. Недохождение комбинированной колонны до проектной глубины вследствие осложнений при ее спуске.

С целью предупреждения вышеуказанных рисков при строительстве скважин на Верхне-Шапшинском месторождении соблюдается ряд правил и особенностей как при проектировании новых скважин, так и в процессе проводки.

Геологические критерии:

- Нахождение проектных целей скважины в достаточно изученной геологической зоне;
- Отсутствие зон влияния ППД в области проектных целей.

Критерии подбора профиля:

- Ограничения по пространственной интенсивности при бурении горизонтального участка скважины – 0,5град/10м;
- Ограничения по зенитному углу при бурении горизонтального участка – 91,5град;
- Положительный результат расчетов на проведение бурения, спускоподъемных операций, проработок при моделировании вышеперечисленных работ с коэффициентами трения 0,3 и 0,4 в обсаженном и открытом стволах соответственно;
- Положительный результат расчетов спуска комбинированной колонны 146/114мм до проектной глубины при моделировании спуска с коэффициентами трения 0,3 и 0,55 в обсаженном и открытом стволах соответственно.

Кроме вышеперечисленных ограничений при подготовке схемы комбинированной колонны, а именно участка с оборудованием МГРП, минимальное расстояние между элементами «порт – пакер» выбирается не менее 35 метров.

Дорабатывается рецептура КСІ-биополимерного бурового раствора, направленная на увеличение его ингибирующей, кольматационной и выносящей способностей.

Подготовка ствола скважины к спуску комбинированной колонны:

1. Подготовка ствола скважины производится «жесткой» роторной компоновкой с включением двух калибраторов, максимально приближенных к диаметру открытого ствола горизонтального участка;

2. В компоновку бурильной колонны при проработке также включается калибратор диаметром 212 (215) мм, который располагается максимально близко к точке перехода диаметров;

3. Проработка горизонтального участка проводится в три этапа каждую трубку: один раз с циркуляцией и вращением, один раз с циркуляцией без вращения, один раз без циркуляции и без вращения.

В результате замены традиционной конструкции на комбинированную удалось сократить цикл строительства скважины с 35,8 суток до 26,2 суток. Получено существенное снижение стоимости строительства скважины.

Кроме уменьшения стоимости проходки снизилась металлоемкость конструкции скважины за счет уменьшения диаметра эксплуатационной колонны - со 183 тонн до 167,3 тонн или с 44,64 кг/м до 39,84кг/м соответственно.

Таким образом, переход на комбинированные конструкции при строительстве скважин с горизонтальным окончанием на комбинированные конструкции при строительстве скважин с горизонтальным окончанием на Верхне-Шапшинском месторождении позволил сократить сроки строительства скважин с горизонтальным окончанием на 25%, уменьшить металлоемкость конструкции - на 11%.

Строительство горизонтальных скважин по комбинированной конструкции доказало свою экономическую эффективность - расходы на строительство новых скважин сократились на 25%.

Список использованной литературы

1. Авторское свидетельство № 1756539 А1 СССР, МПК Е21В 33/14. Устройство для комбинированного цементирования обсадных колонн : № 4822081 : заявл. 03.05.1990 : опубл. 23.08.1992 / Г. В. Гафаров, Г. С. Рамазанов, Р. М. Гилязов, А. Ш. Зиганшин. – EDN PLFXYA.
2. Тихонов, А. С. Анализ конструкций нефтяных и газовых скважин с целью выявления перспективных направлений дальнейших исследований / А. С. Тихонов, А. В. Ковалев // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333, № 3. – С. 126-143. – DOI 10.18799/24131830/2022/3/3492. – EDN DXOOCZ.
3. Ахмедханова, А. Б. Оптимизация конструкции скважин для месторождений Западной Сибири / А. Б. Ахмедханова // Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса : материалы XI Международной научно-практической конференции обучающихся, аспирантов и ученых, посвященной 40-летию филиала ТИУ в г. Нижневартовске,

Нижневартовск, 22 апреля 2021 года. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2021. – С. 252-256. – EDN LPDKXP.

4. Миннивалеев Т.Н. Разработка компенсатора для защиты трубопроводов и оборудования от колебаний давления и гидроударов / Т.Н. Миннивалеев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2012. – №4 (90). – С. 164-168.

5. Миннивалеев Т.Н. Управление вибрационной нагрузкой устьевого и забойного бурового оборудования применением забойного гидромеханического компенсатора в компоновке низа бурильной колонны / Т.Н. Миннивалеев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2020. – №3. – С. 9-19

6. Патент 2516734 Российская Федерация, МПК F16L 55/04. Компенсатор промывочной жидкости / М.С. Габдрахимов, Т.Н. Миннивалеев, Р.И. Сулейманов, Л.М. Зарипова; заявитель и патентообладатель ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной технический университет». – заявл. 28.01.2013; опубл. 20.05.2014.

7. Габдрахимов М.С. Анализ бурения нефтяных скважин в Азнакаевском ПБР ООО «Бурение» / М.С. Габдрахимов, Т.Н. Миннивалеев, Р.М. Галимов. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2013. – №5. – С. 8-11.

8. Габдрахимов, М.С. Исследование и оценка влияния неравномерности давления промывочной жидкости на работу бурового инструмента / М.С. Габдрахимов, Т.Н. Миннивалеев, Р.М. Галимов // Экспозиция Нефть Газ. – 2013. – №2 (27). – С. 65-67.

9. Миннивалеев Т.Н. Применение адаптивного долота Terradapt для повышения технико-экономических показателей бурения скважин в сложных горно-геологических условиях / Т.Н. Миннивалеев, Т.Г. Ишмухаметов // Бурение и нефть. – 2023. – № 1. – С. 37-39.

10. Миннивалеев Т.Н. Управление динамикой бурильного инструмента установкой забойного гидромеханического компенсатора колебаний давления бурового раствора в компоновку низа бурильной колонны / Т.Н. Миннивалеев, А.Н. Миннивалеев, А.Н. Миннивалеева // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2019. – № 9. – С. 13-16.

11. Миннивалеев Т.Н. Лабораторные испытания эффективности работы многоступенчатого забойного гидромеханического компенсатора колебаний давления и расхода бурового раствора / Т.Н. Миннивалеев // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2016. – № 12. – С. 18-22.

УДК 665.6/.7

ПРОБЛЕМЫ БУРЕНИЯ СКВАЖИН В НЕУСТОЙЧИВЫХ ПОРОДАХ

А.Р. Мурсаитов

*(Технологический факультет (ТФ) ФГБОУ ВО УГНТУ,
студент гр. БТГи-23-01)*

Аннотация. В статье рассмотрены основные трудности, которые возникают при бурении в неустойчивых глинистых отложениях. Установлены причины осложнений при бурении боковых стволов на разные эксплуатационные объекты. Даны наиболее важные рекомендации для их решения

Ключевые слова: бурение, глина, порода, давление, буровой раствор, скважина

UDC 665.6/.7

PROBLEMS OF DRILLING WELLS IN UNSTABLE ROCKS

A.R. Mirsaitov

*((Faculty of Technology (TF) of Ufa State Petroleum Technological University,
student gr. BTGe-23-01)*

Abstract. The article discusses the main difficulties that arise when drilling in unstable clay deposits. The causes of complications during drilling of side shafts for various operational facilities have been established. The most important recommendations for their solution are given

Keywords: drilling, clay, rock, pressure, mud, borehole

Minimizing problems during the construction of oil and gas wells is one of the main tasks facing flushing fluids. The development of drilling mud science, which has more than 90 years of history. Drilling of oil and gas wells in unstable intervals (for example, swelling, collapses, bulges, the appearance of quicksand) and, as a result, the occurrence of accidents, which together can lead to a collapse of rock, complete loss of the borehole and downhole equipment, consistently reflects the formulation and solution of the most significant problems put forward by drilling practice.

However, violations of the stability of the well walls as a result of the onset of the limiting state in the clay and clay-containing rocks of the trunk zone have not been overcome. The problem of the stability of the borehole, composed of clays and clay shales, is especially acute in those areas where drilling is carried out in difficult mining and geological conditions. In the complex of sedimentary deposits, clay rocks lie at various depths and make up 80 – 82 % of the entire rock thickness.

According to the nature of the behavior during drilling, these deposits can be divided into 4 groups:

- stable rocks;
- swollen, highly plastic and easily transferred to drilling fluids of clay;
- brittle, crumbling and crumbling clay shales;
- highly moistened clays with layers of salts forming cavities, scree and landslides.

The main causes of unstable rocks when drilling wells at appropriate intervals:

1) *Unloading of rock from the well side during drilling and the absence of appropriate compensation by hydrostatic pressure.* The causes of collapses are related to the fact that during drilling, clay minerals, due to a decrease in lateral pressure, elastically expand, since the hydrostatic pressure created by the drilling mud column does not compensate for the loss of rock pressure from the well. At the same time, the rock absorbs water from the drilling mud. Water, penetrating into the pores of the clay, "turns on" the capillary pressure, and the buckling of the clay begins. Clay collapses and falls into the borehole — caverns are forming. In addition, the stability of the borehole is affected by the stress state of rocks. Thus, rock pressure significantly affects the deposition of clay particles into the borehole, due to the weak back pressure on the formation.

2) *Humidification and swelling of clay particles during their hydration as a result of penetration of drilling mud filtrate into the rock, including through microcracks.* The reason for the instability of clay rocks is their humidification — impregnation with a dispersed medium of the interparticle and interpackage space, leading to swelling, which, in turn, is due to the hydrophilic nature of clay minerals, a violation of the structure and weakening of the strength of structural bonds between rock particles.

3) *Osmotic swelling of clay particles associated with different mineralization of the medium in the well and the fluid in the rock.* It is well known that the swelling of clay rocks occurs as a result of exposure to water contained in the filtrate of a water-based drilling mud, which can penetrate into the rock by filtration. The cause of osmotic swelling is the difference in salt concentrations in the water surrounding the swelling aggregates, and in an intra-aggregate solution. If the concentration of the solution external to the swelling aggregates is less than the total concentration of the solution located in the intra-aggregate pores, then the rock swells, which increases with an increase in the concentration difference of these solutions. If the concentration of the external solution is greater than the concentration of the pore solution, then the reverse process may occur. In this case, compression of the rock may be observed, similar to that observed when it dries.

4) Practical experience in drilling wells has allowed us to develop various technical and technological methods to prevent instability of the borehole. Basically, these methods include the regulation of a couple of meters of flushing liquid (density, filtration index and viscosity) and the regulation of the physical-chemical interaction of drilling mud on the walls of the well.

One of the methods to combat the instability of well walls is to maintain the maximum possible density of the flushing liquid, which is considered the main factor in stabilizing and maintaining the stability of the well walls. The presence of zones with abnormally low reservoir pressures in the

formations of group A exposed by drilling and in the target formations of group B increases the risks when using drilling fluids of increased density.

5) Another method of combating hydration of clays is the use of solutions based on hydrocarbons (ROO) and highly concentrated salt solutions, since these washing liquids are not filtered into clay rocks. But at the same time, due to the high viscosity and equivalent circulation density, absorption occurs, especially in the presence of zones with low reservoir pressures in the exposed geological section.

6) Organic colmatation is also a way to prevent the penetration of filtrate into clays and mudstones. Clogging of cracks and pores of rocks occurs due to the use of reagents whose sizes are equal to or exceed the size of the pores themselves.

7) A method of colmatation is also used due to the formation of insoluble compounds inside microcracks and pores of the rock, such as the installation of silicate baths. The liquid glass included in their composition has a fastening effect, insoluble or slightly soluble hydrosilicates of polyvalent metals, which colmate the pore and crack space, reducing the penetration of the filtrate solution into the rock and preventing the penetration of pore pressure. In addition, at pH = 7 or less, a reaction of formation of silicic acid gels, which also have high colmatating properties, can occur in parallel. The installation of a silicate bath is carried out immediately after drilling the well in places of complications before the descent of the casing.

Conclusion: To solve the problems of drilling in unstable rocks, various methods and technologies are used, such as drilling mud management, the use of special additives to strengthen the rock, as well as the use of support and protective equipment. It is also important to conduct an extensive geological and geotechnical study of the deposit before starting work in order to minimize possible risks.

Список использованных источников:

1. Проблемы и решения, возникающие при бурении скважин в неустойчивых глинисто-аргиллитовых породах. Сайт [Электронный ресурс]. – URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/problemy-i-resheniya-voznikayushchie-pri-bureanii-skvazhin-v-neustoychivyh-glinisto-argillitovykh-porodah?ysclid=ltlq9ouiuc176941362>
2. Проблемы бурения скважин в неустойчивых глинистых отложениях на суше и шельфе. Сайт [Электронный ресурс]. – URL: <https://magazine.neftegaz.ru/articles/burenie/513128-problemy-bureniya-skvazhin-v-neustoychivyx-glinistyx-otlozheniyakh-na-sushe-i-shelfe/>
3. Вадецкий Ю. В. Бурение нефтяных и газовых скважин: учебник. – 6-е изд., испр. – М.: Академия, 2011. – 352 с.
4. Кудряшов Б. Б., Яковлев А. М. Бурение скважин в осложненных условиях: учеб. пособие для вузов. – М.: Недра, 1987. – 269 с
5. Предупреждение и борьба с дифференциальными прихватами при бурении горизонтальных и субгоризонтальных участков скважин / М. М. Фаттахов [и др.] // Бурение и нефть. – 2012. – № 8. – С. 38–41.

УДК 622

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ СТРОИТЕЛЬСТВА МНОГОСТВОЛЬНЫХ СКВАЖИН

А. З. Мухаметзянов

(ГБПОУ Октябрьский нефтяной колледж
им. С.И. Кувыкина, студент группы 3Эд3-21)

Аннотация: В настоящее время является актуальным вопрос повышения эффективности разработки нефтегазовых месторождений путем вовлечения незадействованных ранее запасов углеводородов. К одному из способов увеличения дебита относится строительство многоствольных скважин. В данной статье приведен анализ опыта их проводки, а также

представлен альтернативный способ формирования стыка, запланированного к реализации. Данный способ имеет более высокую степень надежности и обладает высокой востребованностью на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки.

Ключевые слова: многоствольное бурение, многоствольная скважина, классификация TAML, зарезка бокового ствола, месторождение на поздней стадии разработки.

UDC 622

IMPROVING CONSTRUCTION TECHNOLOGY MULTIPLE WELLS

A. Z. Mukhametzyanov

*(GBPOU Oktyabrsky Petroleum College
them. S.I. Kuvykina, student of group 3Ed3-21)*

Abstract: Currently, the issue of increasing the efficiency of oil and gas field development by involving previously untapped hydrocarbon reserves is relevant. One of the ways to increase production is the construction of multilateral wells. This article provides an analysis of the experience of their wiring, and also presents an alternative method of forming a joint planned for implementation. This method has a higher degree of reliability and is in high demand in fields at a late stage of development.

Key words: multilateral drilling, multilateral well, TAML classification, sidetracking, field at a late stage of development.

Повышение эффективности разработки месторождений является ключевым направлением деятельности нефтегазовых компаний в секторе добычи углеводородов. Для достижения целевых показателей добычи прикладываются значительные усилия, направленные на увеличение охвата дренирования целевых объектов. Поэтому одним из перспективных методов повышения эффективности разработки месторождений является строительство многоствольных скважин (МСС), в том числе, при капитальном ремонте методом зарезки боковых стволов с сохранением дебита из основного ствола. Способ позволяет повысить начальные и текущие дебиты скважин за счет приобщения к транспортному стволу сразу нескольких боковых стволов, пробуренных на разные залежи, либо на участки одного объекта. При этом исключаются затраты на подготовку и строительство отдельных скважин, обеспечивается возможность выработки недренируемых запасов.

В статье приведен анализ опыта строительства МСС, а также представлен альтернативный способ формирования стыка, запланированный к реализации.

В период с 2012 по 2014 годы на месторождениях Западной Сибири прошли испытания зарубежной технологии формирования стыка уровня TAML-4 при строительстве четырех скважин. При этом доля непроизводительного времени занимала от 30 до 70 % в общем времени строительства скважин [1]. На всех этапах работ, от спуска обсадной колонны основного ствола до его нормализации после заканчивания бокового ствола, происходили инциденты, связанные с отсутствием у зарубежных специалистов опыта строительства МСС в Западной Сибири и с несовершенством конструктивно-технологических решений. К таким решениям относятся необходимость разбуривания в основном стволе зацементированной верхней части «хвостовика», а также необходимость последующего разбуривания и извлечения клина-отклонителя. В результате полученных аварий с буровым инструментом две скважины построены с ликвидацией ранее пробуренных стволов и закончены как одноствольные, другие две скважины закончены проектной конструкцией. В последующем на территории Западной Сибири бурение МСС не получило широкого распространения по причине высокой стоимости импортного оборудования [2].

С целью получения полной информации о причинах полученных на скважинах аварий, проведены стендовые исследования технологии формирования стыка. После разбуривания верхней части «хвостовика» торцевым фрезом было выявлено значительное количество остатков металла на внутренней поверхности обсадной трубы. При проведении работ по обуриванию клина наблюдалось последовательное падение скорости проходки вплоть до полного ее прекращения вследствие заклинивания и износа инструмента. В результате испытаний установлен высокоаварийный характер операций по фрезерованию и обуриванию внутрискважинного оборудования, дана рекомендация отказаться от работ с обурочным инструментом при разработке новых технико-технологических решений по формированию стыка [3].

В период с 2010 г. по 2013 г. на месторождениях Пермского края прошли испытания другой технологии формирования стыка при капитальном ремонте пяти наклонно-направленных скважин. Строительство боковых стволов велось по двум принципиальным схемам: с ликвидацией и без ликвидации интервала перфорации основного ствола.

Отличительной особенностью данной технологии от описанной ранее является использование гнутого патрубка внизу «хвостовика» вместо клина для попадания в боковой ствол. Другая особенность состоит в применении подвески «хвостовика» в форме крюка, который фиксируется в «окне» и воспринимает вес колонны и другие сопутствующие нагрузки. Заканчивание бокового ствола с применением крюк-подвески представлено на рисунке 1.



а) общий вид крюк-подвески



б) фиксация крюк-подвески в «окне»

Рис. 1. Заканчивание бокового ствола с применением крюк-подвески

В результате промысловых испытаний технологии все скважины закончены проектной конструкцией, однако обнаружен следующий недостаток: несоответствующая форма вырезанного «окна» негативно сказывается на прохождении компоновок в нижнюю часть эксплуатационной колонны и в боковой ствол из-за неправильного расположения подвески «хвостовика» [4].

На основании представленного опыта строительства МСС специалистами сформированы технико-технологические решения, позволяющие:

- исключить технологическую необходимость разбуривания элементов оснастки в интервале «окна»;
- обеспечить возможность проведения внутрискважинных операций в боковом и в основном стволах на протяжении всего жизненного цикла скважины;

– обеспечить минимальное количество спуско-подъемных операций при формировании стыка, простоту и надежность используемого при этом оборудования.

К особенностям принятых решений относятся размещение верхней части «хвостовика» в боковом стволе ниже интервала «окна» и последующее обеспечение механического контакта бокового ствола с основным с помощью устройства механической связи.

Концептуальная схема формирования стыка бокового ствола с основным представлена на рисунке 2.

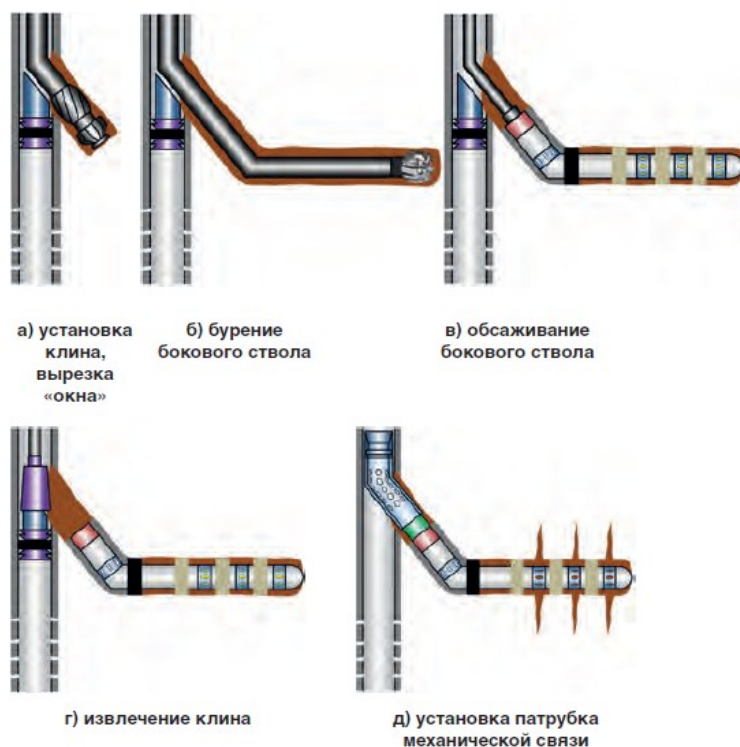


Рис. 2. Концептуальная схема формирования стыка бокового ствола с основным стволом

После установки клина-отклонителя, вырезки «окна» в обсадной колонне основного ствола производится проверка герметичности цементного камня не только опрессовкой избыточным давлением, но и снижением уровня жидкости в скважине.

При отрицательных результатах испытаний выполняются ремонтно-изоляционные работы вплоть до достижения полной герметичности. После чего производятся бурение бокового ствола и его обсаживание колонной «хвостовика» с размещением верхней части в открытом стволе ниже «окна». При этом, в зависимости от геологических условий, «хвостовик» может быть спущен как несколькими секциями, так и в одну секцию, может быть зацементирован, либо не зацементирован [5].

Далее из основного ствола извлекается клин-отклонитель и выполняется спуск устройства механической связи, нижняя часть которого стыкуется с подвеской «хвостовика», а верхняя часть размещается в основном стволе выше «окна». Проходное сечение устройства механической связи имеет диаметр равный внутреннему диаметру обсадной колонны бокового ствола, поэтому устройство обеспечивает беспрепятственное прохождение компоновок для выполнения различных технологических операций в боковом стволе, например, нормализации и вторичного вскрытия продуктивного пласта. Для прохождения компоновок в основной ствол производится деактивация и извлечение устройства механической связи с возможностью повторной установки.

При эксплуатации скважины поток пластового флюида поднимается по основному стволу, проходя через отверстия в корпусе устройства механической связи, а поток пластового флюида из бокового ствола проходит через полость устройства.

Представленная схема формирования стыка бокового ствола с основным является технологичной, имеет более высокую степень надежности и обладает высокой востребованностью на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки.

Разработка технологии ведется в рамках созданного консорциума, что позволило разработать опытный образец всего за шесть месяцев с момента согласования технического задания. К настоящему времени успешно завершены приемочные испытания оборудования, проведение опытно-промышленных работ на скважинах и подача заявки на патентование изобретения запланированы в 2023 году.

Прошедшая стендовые испытания технология позволяет производить многостадийный гидравлический разрыв пласта через боковой ствол всеми известными способами, в том числе с применением стингера, который герметично фиксируется в подвеске «хвостовика» ниже устройства механической связи. Кроме того, технология имеет широкие перспективы совершенствования до уровня сложности TAML-5 с целью повышения герметичности стыка и одновременной (селективной) эксплуатации нескольких продуктивных объектов с различными геолого-промысловыми характеристиками.

Реализация технологии позволит повысить уровень развития нефтегазового комплекса в России.

Рис. 3. Стендовые испытания опытных образцов оборудования



а) испытательный стенд



б) корпус патрубка механической связи



в) испытания патрубка патрубка механической связи

Научный руководитель: Зиятдинов Ильнур Газинурович

Список использованных источников

1. Строительство многоствольных и многозабойных скважин на месторождениях ОАО «ЛУКОЙЛ» в Западной Сибири [Электронный ресурс] / Бакиров Д.Л., Фаттахов М.М., Бондаренко Л.С. // Редакционный обзор публикации SPE 171264 // «Инженерная практика». 2015. – № 3. – С. 24–26.
2. Щербаков А.В. Применение нестандартных методов проектирования траектории скважин сложной пространственной конфигурации // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2022. – № 5(353). – С. 17–20.
3. Исследования на стенде осложнений, полученных при формировании многоствольных стыков / Д.Л.Бакиров, М.М. Фаттахов, Я.И. Баранников [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2017. – № 10. – С. 39–45.
4. Опыт строительства многоствольных скважин / Н.А. Лядова, С.Е. Ильясов, Г.В. Окроелидзе [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 3. – С. 58–60.
5. Патент № 2650161 С2 Российская Федерация, МПК E21B 7/06. Способ строительства многоствольной скважины: № 2016100899: заявл. 12.01.2016: опубл. 09.04.2018 / Д.Л. Бакиров, М.М. Фаттахов; заявитель Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» (ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»).

УДК 622.254

ПОВЫШЕНИЕ СМАЗОЧНЫХ СВОЙСТВ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Овчинников Н.И.

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО
УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГБз-18-11)*

Дихтярь Т.Д.

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО
УГНТУ в г. Октябрьском, доцент, к.т.н.)*

Аннотация. Для разработки месторождений, имеющих сложно расположенные залежи или с залежи, разрабатываемые в течении длительного времени, необходимо проводить интенсификацию путём горизонтального бурения. В ситуациях, когда скважина бурится на горизонтальном участке, существует опасность появления затяжек, прихватов. Следовательно, основными задачами во время бурения выступают уменьшение вероятности их появления и создания необходимой нагрузки на забой для бесперебойной работы.

Ключевые слова: бурение, скважина, буровой раствор, смазочные свойства, смазочная добавка, коэффициент трения, затяжки, прихваты.

UDC 622.254

INCREASING THE LUBRICANT PROPERTIES OF DRILLING FLUIDS

Ovchinnikov N.I.

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum
Technological University, In the City of Oktyabrsky,
student gr. GBz-18-11)*

Dikhtyar T.D.

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum
Technological University, In the City of Oktyabrsky, assistant professor)*

Abstract. To develop fields with complexly located deposits or deposits that have been developed for a long time, it is necessary to carry out intensification by horizontal drilling. In situations where a well is drilled in a horizontal section, there is a danger of tightening and sticking. Consequently, the main tasks during drilling are reducing the likelihood of their occurrence and creating the necessary load on the bottom for uninterrupted operation.

Keywords: drilling, well, drilling fluid, lubricating properties, lubricant addition, friction coefficient, puffs, clamps.

Повышение смазочных свойств буровых растворов обеспечивается подбором его рецептуры с введением в ее состав реагентов специального действия - смазочных добавок (СД), полимеров [1-3].

Применение СД в буровых растворах способствуют снижению крутящего момента, а именно внутрискважинных сил трения: метал/фильтрационная корка и метал/метал (триботехнические свойства раствора).

Производство СД для буровых растворов использует спирты, полигликоли, минеральные масла, растительные масла и другие компоненты нефтехимического и химического производства, а также отходы, содержащие в себе жиры. Задача - наряду с технологичностью применения СД, обеспечить их совместимость со всеми химическими реагентами, применяемыми для обработки буровых растворов. При поиске рецептуры СД учитывается и экологичность с целью нанесения меньшего вреда окружающей среде.

Применением СД комплексного действия достигается улучшение триботехнических свойств (противоизносных, противозадирных) буровых растворов, актуальных для тяжело нагруженных узлов трения, таких как опоры и вооружение долот, резьбовые соединения труб и др. Одним из наиболее перспективных способов улучшения качества СД к буровым растворам является введение в их рецептуру присадок различного состава и наполнителей.

Для оценки смазочной способности буровых растворов применяется комплекс методов исследований, отличающихся друг от друга по механизмам взаимодействия [4,5]:

- изучение контактных взаимодействий при трении в системе металл – буровой раствор – металл;
- изучение контактных взаимодействий при трении в системе и в системе металл – буровой раствор - горная порода.

Смазочные добавки к буровым растворам разрабатывают и выпускают многие отечественные производители – ЗАО «Полицел», ГК «Миррико», ООО «Уралхим», ООО НПП «Буринтех», Роспромбур и др. [6 - 9].

В таблице 1 представлены марки некоторых СД, применяемых в РФ.

Таблица 1- Марки некоторых СД, применяемых в РФ

Марка	Описание продукта	Фирма
Глитал Политал	Смазочные добавки на основе природных высших жирных кислот и полиалкиленгликолей	ЗАО «Полицел»
MEX-GL LUBE	Смазочная добавка на основе природных высших жирных кислот и полиалкиленгликолей	ООО «АКРОС»
Биолуб- LVL, Атрэн-FK	Смазочные добавки на основе композиции соединений растительного происхождения с различного рода присадками	ГК «МИРРИКО»
LUBRITAL	Смазочная добавка для буровых растворов сбалансированного состава с применением активных модифицированных жирных кислот	ООО «УРАЛХИМ»
ECOLUBE	Смазочная добавка на основе нефтяных масел, присадок, а также модифицированные смоляные и жирные кислоты	M-I SWACO
MEX- LUBE	Смазочная добавка на основе природных растительных масел или жирных кислот талового масла	Mud Expert

Принцип работы СД представлен на рисунке 1.

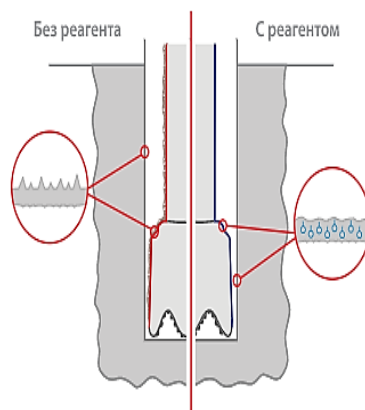


Рисунок 1 – Принцип работы смазочного реагента

Один из основных факторов, влияющих появления затяжек или прихватов, является коэффициент трения фильтрационной корки. Этот коэффициент помогает оценить состояние, в котором будет находиться бурильная колонна в скважине, определяя соотношение весов на участке открытого ствола скважины. В случаях, когда произошла затяжка инструмента, значение весов будет увеличено и наоборот, если произошла посадка [2].

При бурении наклонно-направленных скважин Южно - Приобского месторождения в составе полимерглинистого раствора рекомендуется применять СД марки Глитал ЗАО «Полицелл» [6]. Данная смазочная добавка представляет композицию природных жирных кислот и полиалкиленгликолей. Действие реагента направлено на снижение сил трения не только на поверхности раздела металл/фильтрационная корка, но и в паре металл/металл. Обработка данным реагентом при бурении скважины ожидаемо снижает показания крутящего момента.

Особенности предлагаемой СД перечислены ниже:

- состоит из природного, экологически безопасного сырья;
- стабильна при температурах до 160 °С;
- может быть использована в концентрированном виде для ликвидации прихватов;
- эффективна в пресных и минерализованных буровых растворах;
- не ухудшает реологические, фильтрационные и другие свойства раствора;
- совместима со всеми реагентами, применяемыми для обработки раствора.

Уникальность смазочной добавки заключается в ее экологической безопасности и новой основе, эффективность которой в (1,5–2) раза выше по сравнению с применяемыми ранее. Рекомендуемая концентрация СД составляет от 0,3 до 3% (3-30) кг/м³ при первичной обработке и (0,1-0,5) % (1-5) кг/м³ при вторичных обработках [6].

Опытно–промысловые испытания смазочной добавки показали эффективность ее использования (диаграмма на рисунке 2).

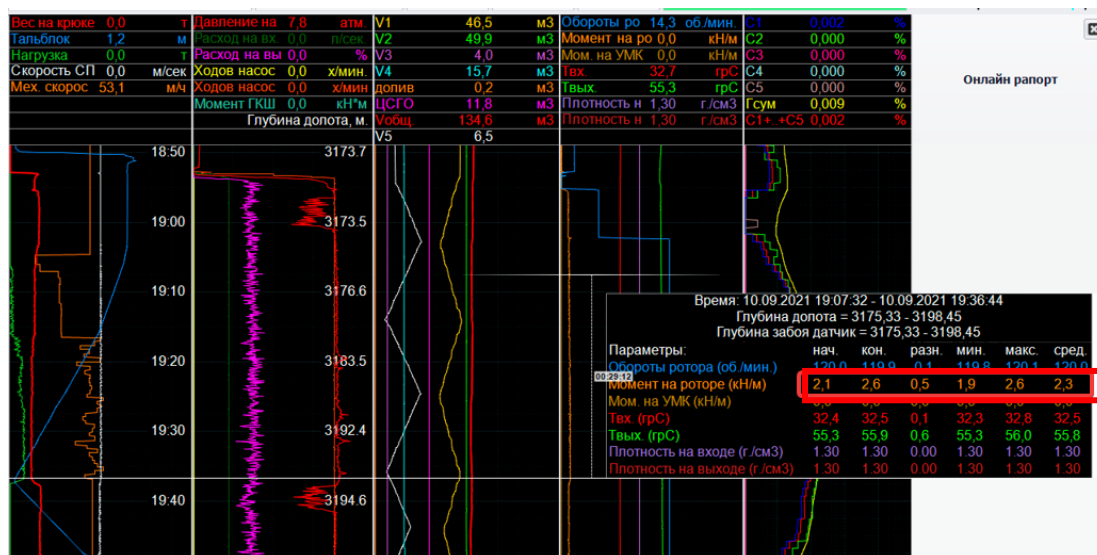


Рисунок 2 – Данные ГТИ в интервале (3173 – 3194) метров

По данной ГТИ, можно судить о кратном снижении крутящего момента при бурении, что может свидетельствовать о эффективности применяемой смазочной добавки.

Концентрация СД в буровом растворе при бурении эксплуатационной колонны составляла (0,5-1,5) %. После обработки бурового раствора липкость глинистой корки снизилась с (0,22-0,25) до (0,15-0,16), а коэффициент трения в (1,5-2,0) раза.

При спуске обсадной колонны посадок и «зависаний» не отмечалось, что было обусловлено снижением фрикционных свойств фильтрационной корки.

Пик эффективности работы смазки наблюдается при концентрации 1 %. При увеличении концентрации смазки более 2% эффективность падает.

Список использованных источников

1 Дихтярь Т. Д. Обеспечение функциональных свойств буровых растворов / Т. Д. Дихтярь, Д. Р. Усманов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2020: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2020. – С. 227-230. – URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=43121831>.

2 Хузина Л.Б., Техничко-технологическое решение для снижения коэффициента трения буровой колонны о стенки скважины при бурении скважин с горизонтальным участком // Нефтегазовое дело. 2012. № 2. С. 194-203.

3 Комплексное улучшение свойств технологических жидкостей для первичного вскрытия продуктивных пластов [Текст] / В.П. Матюшин, Г.В. Конесев, Т.Д. Дихтярь, В.Г. Конесев // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2011: сборник научных трудов в 2-х т./ ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2011. – Т. 1. – С. 217-222.

4 Исследование и разработка средств улучшения показателей триботехнических свойств буровых промывочных жидкостей / А. М. Фролов, Т. Д. Дихтярь, В. П. Пури, Т. Р. Нуриев, В. Г. Конесев // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / ред. кол. В. Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 1. – С. 378-382.

5 Изучение геометрических характеристик структуры адгезионной связи в системе «металл – фильтрационная корка» для различных типов буровых растворов / И. Ф. Салихов, В. Г. Конесев, Т. Д. Дихтярь, Я. Цювей // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / ред. кол. В. Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 1. – С. 357-362.

6 ЗАО «Полицел». – Режим доступа: <https://polycell.ru/product/reagenty-dlya-neftegazovogo-kompleksa/10-produktsiyacat/produktsiya-neftegazovogo-kompleksa/16-glital.html>

7 Экологическая смазочная добавка для буровых растворов. – Режим доступа: <https://mirrico.ru/products/biodegradable-lubricant-drilling-biolub-green/>

8 Пат. № 2590254 Российская Федерация, МПК С 09 К 8/035. Буровой комплексный реагент для промывочных жидкостей на водной основе [Электронный ресурс] / Конесев В.Г., Янгиров Ф.Н., Дихтарь Т.Д., Ибатуллин Д.Ф., Салихов И.Ф., Яхин А.Р.; патентообладатель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет». – № 2015110263/03; заявл. 23.03.2015; опубл. 10.07.2016, Бюл. № 19. – Режим доступа: http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS_Ru

9 Патент № 2744890 Российская Федерация, МПК С09К 8/035 (2006.01). Смазочная добавка для буровых промывочных жидкостей на водной основе: № 2020128848: заявл. 31.08.2020; опубл. 16.03.2021 / Хафизов А. Р., Янгиров Ф. Н., Дихтарь Т. Д., Яхин А. Р., Ибатуллин А. С.; патентообладатель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет». – URL: <https://www1.fips.ru> (дата обращения: 15.04.2022).

УДК 622.245

ПРИМЕНЕНИЕ АЛЮМОСИЛИКАТНЫХ МИКРОСФЕР В ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРАХ

Э.Р. Садыкова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ, преподаватель)

С.А. Башкарев

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ, студент гр. ГБЗ-18-11)

Аннотация. В данной статье рассмотрено применение алюмосиликатных микросфер в тампонажных растворах для повышения качества крепления. Строительство нефтяных и газовых скважин неизменно сопряжено с возникновением различных осложнений, от выбора способа решения которых зависит конечная стоимость бурения. Одна из распространенных проблем – качественное крепление скважин.

Ключевые слова: цементный камень; микросфера; раствор; скважина; азот.

UDC 622.245

APPLICATION OF ALUMINOSILICATE MICROSPHERES IN GROUTING SOLUTIONS

E.R. Sadykova

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University, lecturer)

S.A. Bashkarev

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University,
student gr. GBZ-18-11)*

Abstract. This article discusses the use of aluminosilicate microspheres in grouting solutions to improve the quality of fastening. The construction of oil and gas wells is invariably associated with various complications, the final cost of drilling depends on the choice of a solution method. One of the common problems is the high-quality fastening of wells.

Keywords: cement stone; microsphere; solution; borehole; nitrogen.

В начале прошлого столетия впервые в США был предложен способ цементирования скважины с целью укрепления ее стенок. Вручную изготовленный цементный раствор помещали в забойную зону скважины, по прошествии двух суток разбуривали, используя затвердевший цементный камень как изолирующую от грунта оболочку. В 1910 году метод усовершенствовали - стали использовать две разделительные пробки. Данный метод до сих пор применяется и является основным.

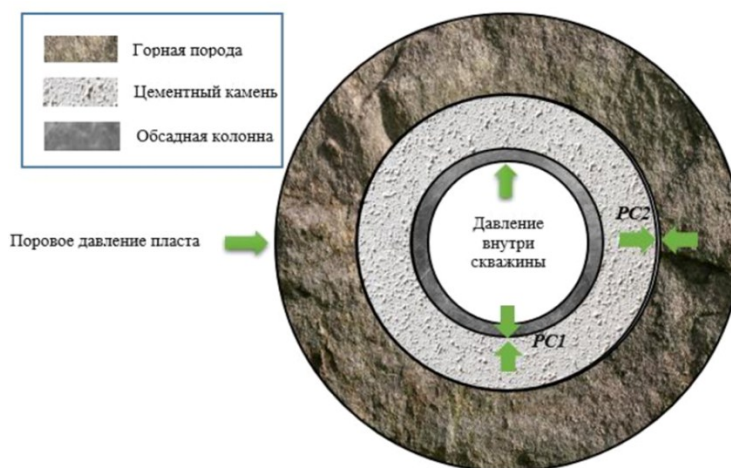
В результате продолжающегося развития бурения и появления новых, порой сложных условий цементирования скважин возникла необходимость в подборе составов и регулировании свойств цементных растворов.

В 1929 году была открыта первая лаборатория по изучению и регулированию свойств цементных растворов, а в следующем году начал работать исследовательский центр по изучению и решению проблем цементирования скважин.

К 1950 году были установлены основные требования к тампонажным материалам, методам их испытаний, регулированию свойств в соответствии с условиями крепления, классификации и стандартизации. Стандарты пересматриваются и обновляются.

Применение растворов, обеспечивающих высокую прочность цементного камня, особенно важно в таких случаях, как:

- цементирование зоны башмака промежуточной колонны, где в процессе бурения две-три нижние обсадные трубы постоянно подвергаются механическим нагрузкам от ударов бурильных труб при их подъёме или вращении;
- подвеска потайной обсадной колонны в цементном камне, испытывающем повышенную осевую нагрузку, будет наиболее надежной при повышенной его прочности;
- повышенная прочность цементного камня необходима также при цементировании заколонного пространства с малым кольцевым сечением при обсадных колоннах малого диаметра и потайных колоннах;
- выполнение этих требований необходимо для обеспечения высокого качества цементирования скважин при использовании различного рода специальных методов крепления и усовершенствованных технико-технологических разработок.



PC1 и PC2 – давления, возникающие между обсадной колонной и цементным камнем, между цементным камнем и горной породой, МПа

Рисунок 1 – Система «горная порода – цементный камень – обсадная колонна»

Снижение адгезии цемента с оставшейся горной породой связано с малоэффективным вытеснением из заколонного пространства бурового раствора, что негативно сказывается на

качестве цементирования скважины. В статье предложены формулы для расчета значений РС1 и РС2, что помогает спрогнозировать и своевременно устранить негативное влияние (рис.1).

Ошибки, которые допускаются непосредственно в технологии создания цементного камня в заколонном пространстве, в итоге в дальнейшем приводят к некачественному разобщению пластов. Все это существенно снижает качество тампонажных работ и приводит к существенным затратам в дальнейшем на ликвидацию осложнений.

Технология проведения цементных работ оказывает значительное влияние на качество цементирования скважин и зависит от следующих оказывающих взаимное влияние параметров:

- физические и химические свойства промывочных жидкостей и цементных растворов, их взаимная совместимость;
- центрированность колонны и режим движения цементного раствора;
- применение автоматизированного оборудования для цементирования, агрегатов, специальных устройств и др.;
- режим движения бурового раствора в заколонном пространстве и продолжительность его контакта со скважиной.

На рисунке 2 приведена классификация тампонажных растворов в зависимости от состава, температур применения, плотности и устойчивости цементного камня к воздействию агрессивных пластовых сред.

Кроме растворов, указанных на рисунке 2, на практике применяются быстросхватывающиеся тампонажные составы для борьбы с поглощением растворов, тампонажные растворы, в которых в качестве жидкости затворения используют воду с солями, аэрированные тампонажные растворы, тампонажные растворы на нефтяной основе, органоминеральные композиции и др.

По вещественному составу						
Без добавок				С добавками		
По температуре применения (°C)						
Ниже 15 °C низкие температуры	15 до 50 °C нормальные температуры	50 до 100 °C умеренные температуры	100 до 150 °C повышенные температуры	150 до 250°C высокие температуры	Выше 250 °C сверхвысокие температуры	Циклически меняющиеся температуры
По плотности (кг/м³)						
Ниже 1400 (легкие)	1400-1650 (облегченные)	1650-1950 (нормальные)	1950-2300 (утяжеленные)	Выше 2300 (тяжелые)		
По устойчивости цементного камня к воздействию агрессивных пластовых вод						
Устойчивые к хлоркальциево-натриевым водам		Устойчивые к сульфатным и хлоркальциево-натриевым водам		Устойчивые к полиминеральным водам		Устойчивые к магнезиальным водам

Рисунок 2 - Классификация тампонажных растворов

Вопросу выбора оптимальных составов тампонажных растворов и технологий цементирования при строительстве скважин посвящено множество научных трудов.

Приготовление облегченных тампонажных растворов, как за рубежом, так и у нас в России, в основном осуществляют путем сочетания вяжущего материала с добавками, имеющими значительно меньшую плотность по сравнению с первым, либо добавками или реагентами, увеличивающими водосодержание в тампонажных растворах. Круг этих материалов широк и разнообразен. Анализ результатов их исследований позволил сделать следующие выводы:

- глины, перлит, ряд промышленных отходов обеспечивают понижение плотности тампонажного раствора за счет увеличения водосодержания, но при этом понижается седиментационная устойчивость раствора и снижается скорость процесса структурообразования;
- введение добавок (мел, асбест и его модификации) приводит к усадочным деформациям цементного камня;
- перлит и его разновидности, асбест и др. снижают прочность формирующегося цементного камня;
- использование большинства облегчающих добавок требует дополнительного введения ускорителей сроков схватывания и добавок, понижающих водоотдачу тампонажного раствора;
- применение газообразующих добавок (алюминиевая пудра и т. д.) нерентабельно, так как они дороги и дефицитны;
- использование отходов угольной промышленности, зол, малодисперсных кремнийсодержащих материалов экологически небезопасно;
- шлифовальная пыль и асбестовое волокно содержат канцерогенные вещества;
- керамзит, углеродистые металлы образуют нестабильные тампонажные растворы с последующим формированием камня, имеющего высокую газопроницаемость, низкие физико-механические свойства.

Список использованных источников

1. Садыкова Э. Р. Обеспечение высоких смазочных свойств буровых растворов / Э.Р. Садыкова, Р. Р. Шарифуллина, И. А. Фахрутдинов // Материалы 49-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, посвященной 90-летию Башкирской нефти / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 125-129. – URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=49370453>
2. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Бурение нефтяных и газовых скважин: учеб. пособие для вузов. - Москва: Недра-Бизнес центр, 2002. – 632 с.
3. Садыкова Э. Р. Преимущества применения эмульсионных буровых растворов / Э. Р. Садыкова, Д. Ш. Носиров // Материалы 47-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием / отв. ред. В. Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2020. – С. 292-295. – URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=44100931>
4. Булатов А.И. Буровые промывочные и тампонажные растворы: учебное пособие для вузов / А.И. Булатов, П.П. Макаренко, Ю.М. Проселков. - Москва: Недра, 1999. –424 с.
5. Гребенщиков В.М. К вопросу совершенствования рецептур тампонажных композиций. — Сборник трудов ТюмГНГУ / В.М. Гребенщиков, Т.А. Ованесянц, В.В. Овчинников. – Тюмень, 2006.

УДК 622.27

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ НАБУХАЮЩИХ ЭЛАСТОМЕРОВ

Соколова К.Р.

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО
УГНТУ в г. Октябрьском, доцент, к.т.н.)

Саитгалин А.Н.

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО

Аннотация. Технология поиска, разведки, разработки месторождений полезных ископаемых и их добычи входит в перечень критических технологий Российской Федерации.

В настоящее время большинство нефтяных и газовых месторождений находится в поздней или завершающей стадии разработки, которая характеризуется прогрессирующим обводнением добывающих скважин. Разработка нефтяных месторождений с применением метода водного воздействия также способствует росту обводненности добываемой продукции. В таких условиях проблема ограничения водопритоков приобретает особую актуальность.

Современные технологии по предупреждению и ликвидации поступающей в скважину воды весьма разнообразны и включают большое количество как химических, так и технических способов изоляции пластов. В частности, при проведении изоляционных работ с помощью закачивания селективных и неселективных материалов применяются водонабухающие полимеры, телеобразующие и осадкообразующие полимерные системы, кремнийсодержащие композиции, а также эмульсионные составы, смолы, латексы и многие другие. Однако, результаты опытно-промышленных испытаний показали, что использование указанных изоляционных составов не всегда приносит достаточный эффект.

Ключевые слова. Бурение, обсадная колонна, конструкция, цементирование скважины, тампонаж, набухающие эластомеры

UDC 622.27

INVESTIGATION OF THE USE OF SWELLING ELASTOMERS

Sokolova K.R.

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University, In the City of Oktyabrsky, assistant professor)

Saitgalin A.N.

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University, In the City of Oktyabrsky, student gr. GBz-18-11)

Abstract. The technology of prospecting, exploration, development of mineral deposits and their extraction is included in the list of critical technologies of the Russian Federation.

Currently, most oil and gas fields are in the late or final stage of development, which is characterized by progressive flooding of producing wells. The development of oil fields using the method of water exposure also contributes to the increase in the water content of the extracted products. In such conditions, the problem of limiting water flows becomes particularly relevant.

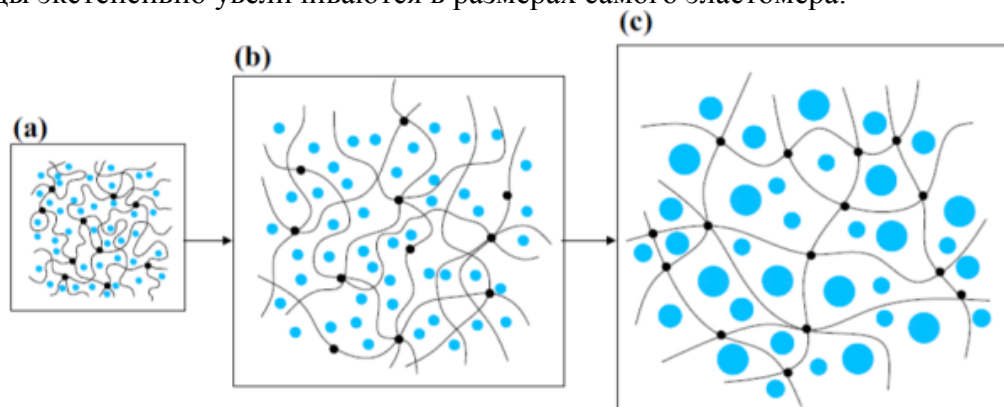
Modern technologies for the prevention and elimination of water entering the well are very diverse and include a large number of both chemical and technical methods of reservoir isolation. In particular, during insulation works using injection of selective and non-selective materials, water-swelling polymers, body-forming and sedimentation polymer systems, silicon-containing compositions, as well as emulsion compositions, resins, latexes and many others are used. However, the results of pilot tests have shown that the use of these insulating compounds does not always bring sufficient effect.

Keywords. Drilling, casing, construction, well cementing, grouting, swelling elastomers

Механизм действия водо- и нефтенабухающих эластомеров

Согласно литературным источникам [2] набухание эластомера при поглощении различных жидкостей происходит, в основном, благодаря двум процессам: диффузия и осмос. Преобладание одного из процессов зависит от рода жидкости, в которую погружен эластомер, природы эластомера, а также обуславливается наличием водонабухающего реагента в рецептуре резиновой смеси. Рассмотрим эти два механизма более подробно. Процессу осмоса подчиняется процесс поглощения воды и водных растворов различной солености эластомером. Осмос представляет собой процесс поглощения жидкости через полупроницаемую мембрану от раствора с меньшей концентрацией к раствору с большей концентрацией растворенного вещества [3]. В случае с водонабухающими резинами в качестве полупроницаемой мембраны выступает сам эластомер, гидрофильная водонабухающая добавка является раствором с меньшей концентрацией ионов, а среда, в которой находится эластомер – раствором с большей концентрацией растворенного вещества. Водонабухающая добавка является высокомолекулярным веществом, содержащим электролиты, гидрофильные группы и сетчатую структуру, которая имеет высокую способность увеличиваться за счет своей структуры. Набухание происходит путем поглощения жидкой среды реагентом, который в свою очередь увеличивается в размерах. Такое увеличение может достигать 100 тысяч процентов, а молекулы добавки удерживать вес, превышающий в 1000 раз свой собственный. Данный вид набухания является ограниченным, который приводит к образованию набухшего полимера – студня. Студень в данном случае представляет собой пространственную сетку, состоящую из связанных между собой макромолекул эластомера и заполненную молекулами пластовой воды [5]

На рисунке 1 показан механизм поглощения жидкости водонабухающим эластомером. На первой стадии вода проникает в матрицу эластомера, затем гидрофильная добавка начинает водопоглощение. На следующем этапе молекулы 26 добавки за счет поглощенных молекул воды экстенсивно увеличиваются в размерах самого эластомера.



- а) частички ВНР (голубые точки) между сшитых макромолекул резины;
 б) молекулы воды попадают в матрицу полимера, тем самым вызывая увеличение объема частиц ВНР; в) матрица ВНЭ увеличивается в объеме за счет поглощения воды водонабухающим реагентом

Рисунок 1 – Схематическое изображение механизма набухания ВНЭ

Перед абсорбцией воды полимерные цепи находятся на близком расстоянии друг к другу, образуя сетчатую структуру. Объем водопоглощения низок при первичном контакте полимера с водой, которая проникает в водонабухающую добавку путем диффузии. Затем, ионизационная группа цепочки полимера ионизируется в воде, анион остается на полимерной цепи, а катион становится подвижным. С последующей ионизации, увеличивается электростатическое отталкивание между ионами, что влечет за собой увеличение полимерной сетки.

Тем временем, из-за стремления к электронейтральности, подвижный катион не может диффундировать во внешний растворитель, что увеличивает концентрацию катионов в

полимере и также разность между внешним и внутренним осмотическими давлениями. Вода продолжает проникать в ВНР, разница между осмотическими давлениями стремится к нулю, а сила взаимодействия увеличивается с увеличением сетки полимера [5].

Если рассматривать эластомер как часть набухающей пакерной системы, т. е. эластомер закреплен на трубе, результатом контакта эластомера с жидкостью является увеличение внешнего диаметра набухающей резины. Когда полимер погружен в жидкость со схожим параметром растворимости, наблюдается сильное сродство между эластомером и жидкостью. Результатом такого сродства может стать увеличение пакера в несколько сотен процентов в объеме. Нефть продолжает проникать в матрицу эластомера, вызывая увеличение степени набухания пакерного элемента до тех пор, пока он не достигнет внутреннего диаметра скважины. Схема набухания в скважине представлена на рисунке 2.



- а) пакер состоит из эластомера, вулканизованного вокруг металлической трубы;
 - б) в сухом состоянии радиус пакера меньше внутреннего радиуса скважины;
 - в) с проникновением растворителя в эластомер, эластомер разбухает до размера скважины
- Рисунок 2 – Схема набухания пакера на обсадной трубе в скважине

Набухание продолжается до того момента, пока давление внутри эластомера не достигнет равновесия: суммарный эффект механических ограничений на конфигурацию пакера в скважине, внутренне давление, созданное внутри резины поглощенным растворителем и восстановленными благодаря увеличению сетчатой трехмерной структуры полимера. Когда набухание достигает равновесия, физико-механические свойства и объем остаются постоянными.

Давление набухания растет до тех пор, пока диффузия возможна. В момент, когда диффузия становится невозможной, создается дифференциальный герметизирующий кольцевой барьер. Дальнейшее увеличение в объеме после достижения равновесия приводит к термической деградации цепочек полимера.

Повышенная нефтеотдача.

Любой метод, используемый для увеличения количества нефти, которая может быть извлечена из пласта, известен как повышенная нефтеотдача (EOR). Обычно это достигается путем закачки подходящего материала в существующую скважину, повышения давления и снижения вязкости нефти. EOR - это термическое или композиционное преобразование либо углеводородов, либо породы-коллектора, способствующее извлечению дополнительных объемов. EOR помогает максимально увеличить извлекаемые запасы нефти, продлить срок службы месторождений и увеличить коэффициент извлечения. Методы EOR могут быть использованы для более высокой добычи из истощающихся старых коллекторов или труднодоступных новых.



Рисунок 3 – Система пакеров

Система пакеров, показанная на рисунке 3.3, используется для эффективной зональной изоляции в сложных морских глубоководных скважинах, нетрадиционных заканчиваниях и местах расположения зрелых нефтяных месторождений. Комбинируя набухающие эластомеры и первичное цементирование, можно успешно изолировать нефть (или газ) и воду. Используя закачку смешивающегося газа, первая схема EOR в южном Омане была реализована компанией Petroleum Development Oman (PDO) в кластере Харвил. Эффективная зональная изоляция была необходимым условием для повышения нефтеотдачи пластов. Поскольку цементирование во многих случаях было безуспешным, использовались набухающие эластомеры, которые дали очень положительные результаты. Авторы [7] заявляют, что довольно много скважинных технологий, основанных на EOR, достигли такого уровня, что их можно считать проверенными в полевых условиях и экономически эффективными.

В них, в частности, упоминается использование расширяющихся оболочек и набухающих эластомеров в таких областях применения, как перекрытие зон с высокой проницаемостью и трещин, а также сегментация скважин в качестве восстановительного мероприятия после прорыва воды или газа в сегменте.

Выводы

Цементирование является главным способом изоляции затрубного пространства нефтяных скважин с самого появления этой отрасли промышленности. Хотя цемент все еще является основным средством герметизации затрубного пространства в большинстве случаев, существуют ситуации, в которых сам по себе он оказывается недостаточным. Разбухающие пакеры успешно дополняют цемент для обеспечения долгосрочной герметичности затрубного пространства.

Используя разбухающие пакеры для первичного цементирования, можно достичь следующих целей, как было проанализировано выше:

1. Предотвращение заколонных перетоков в микрозоре между обсадной колонной и цементным кольцом.
2. Блокирование заколонного перетока за счет заполнения и герметизации каналов в цементном камне, образовавшихся из-за плохого вытеснения бурового раствора.

3. Создание режима потока в зоне вокруг пакера, способствующего хорошему удалению бурового раствора.

4. Защита нижней стенки ствола наклонно-направленной скважины от негативного воздействия асимметрии потока в затрубном пространстве.

Стоимость разбухающего пакера в дополнение к общей стоимости компоновки заканчивания по сравнению со временем и деньгами, необходимыми для решения проблемы перетоков, очень небольшая. Включив разбухающие пакеры в компоновку заканчивания скважины, можно добиться значительной экономии на внутрискважинных работах в течение всего срока эксплуатации скважины.

Основными проблемами, являются:

При использовании набухающих пакеров на практике необходимо принимать во внимание, что при разбухании эластомеров происходит ослабление межмолекулярных связей, вследствие чего понижаются их механические свойства. В результате, под воздействием сил, вызываемых перепадом давлений, усиливается тенденция к выдавливанию, вытеснению или же деформации, что приводит к потере герметизирующих способностей эластомера.

Также при высоких перепадах температур (например, при закачке жидкости разрыва во время проведения ГРП) разбухающий эластомер может сократиться настолько, что его уплотняющие способности будут полностью утеряны.

Список использованных источников

1 Учебно-методическое пособие для студентов специальности 21.05.06 «Нефтегазовые техника и технологии» специализация «Технология бурения нефтяных и газовых скважины» / сост. А.Р. Хафизов, Т.Д. Дихтярь, Ф.Н. Янгиров, Г.К. Чуктуров, Т.Н. Миннивалеев. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2018. – 292 Кб. – Режим доступа: <http://bibl.rusoil.net>

2 Учебно-методическое пособие для студентов специальности 21.05.06 «Нефтегазовые техника и технологии» специализация «Технология бурения нефтяных и газовых скважины» / сост. А.Р. Хафизов, Т.Д. Дихтярь, Ф.Н. Янгиров, Г.К. Чуктуров, Т.Н. Миннивалеев. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2018. – 292 Кб. – Режим доступа: <http://bibl.rusoil.net>

3 Аванесов В.А. Пакеры для проведения технологических операций в эксплуатации скважин / В.А. Аванесов, Е.М. Москалева // учебное пособие. Ухта, 2008. – 91 с.

4 Казымов Ш.П. Обзор конструкций набухающих пакеров и возможности их применения на месторождениях Азербайджана / Ш.П. Казымов, Э.С. Абдуллаева, Н.М. Раджабов // Научные труды. 2015. №3. С. 43.

5 Пат. 2488685 РФ: МПК Е 21 В 33/12. Заколонный самоуплотняющийся манжетный пакер / Т. М. Габбасов, Р. И. Катеев ; заявитель и патентообладатель : Открытое акционерное общество "Татнефть" имени В.Д. Шашина; № 2012104727/03 заявл. 09.02.2012 : опубл. 27.07.2013. Бюл. №21 – 3 с.

6 Пат. 2495225 РФ: МПК Е21В 33/12. Способ и устройство для регулирования набухания эластомеров для применения на забое скважины / Н. Й. Вайдия ; заявитель и патентообладатель Шлюмбергер технолоджи Б. В. ; № 2010107097/03 заявл. 17.04.2008. : опубл. 10.10.2013. Бюл. №28 – 16 с. 6. Qamar S.Z. Design and Manufacture of Swell Packers: Influence of Material Behavior // Materials and Manufacturing Processes. 2012. P. 721.

7 Научный подход к нефтесервисным услугам / Набухающие заколонные пакеры [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://www.allteam.org/swell-packer/> – Загл. с экрана.

8 TAM International / TAM Inflatable Packers and Swellable Packers Deliver Solutions that are Safe, Reliable, and Critical to Your Success [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://www.tamintl.com/> – Загл. с экрана

9 Пат. 2849070А США : Е 21 В 33/12, Y 10 S 277/934. Well packer / George P Maly ; заявитель и патентообладатель Union Oil Co of California. - № 19560575563 ; заявл. 02.04.1956 ; опубл. 26.08.1958.

10 Пат. 2945541А США : Е 21 В 33/1208. Well packer / George P Maly, Roland F Krueger ; заявитель и патентообладатель : Union Oil Co of California. - № US540873А ; заявл. 17.10.1955 ; опубл. 19.07.1960.

11 Торопынин В.В. Совершенствование технических средств для разобщения пластов и изоляции межпластовых перетоков / В.В. Торопынин, В.И. Ванифатьев // Бурение и нефть. 2009. № 12. С. 49.

12 Шахмин А.М. Набухающие эластомерные пакеры / А.М. Шахмин // Молодая нефть: Сб. статей Всерос. Молодежной науч.-техн. конф. нефтегазовой отрасли / отв. за выпуск О.П. Калякина. – Красноярск: СФУ – 2014.

13 Пат. 4546033 США : С 08 F 265/02, С 08 F 20/00, А 61 L 15/60, Y 10 Т 428/24405. Gasket sheet / Lawrence R. Parks ; заявитель и патентообладатель The Procter & Gamble Company. - № 19810573804 ; заявл. 26.12.1979 ; опубл. 20.10.1981.

14 Пат. 4558875 США, МПК : С 04 В 26/04, С 04 В 41/4861, С 04 В 41/63, С 09 К 3/10. Aqueously-swelling water stopper and a process for stopping water thereby / Hajime Yamaji, Takeshi Kobayashi ; заявитель и патентообладатель Hayakawa Rubber Company Limited. - № 19840680607 ; заявл. 12.12.1984 ; опубл. 17.12.1985.

15 Основные технологии бурения / А.А. Макаров, А.С. Давышин, А.А. Федяев, А.М. Шечков, Г.Г. Петросян, К.А. Гулиян // Проблемы науки №2 (26), 2018. – С. 19-24.

16 Набухающие пакеры [Электронный ресурс] / ООО «Алтим», продукция . - Режим доступа : <https://www.all-team.org/swell-packer>

17 Эластомерные пакеры затрубного пространства, расширяющиеся при контакте с флюидами [Электронный ресурс] / Каталог TAM International, Inc. - Режим доступа : www.tam-completions.com

18 Пакера набухающие [Электронный ресурс] / АО «Камско-Волжское акционерное общество КВАРТ». - Режим доступа : http://www.kvart-rti.ru/catalogtovarov/hose_products/pakera-nabukhayushchie/pakera-nabukhayushchie.php

19 Пат. 206573262U Китай, МПК : С 09 К 3/10, Е 04 В 2001/6818, Y 10 S 428/913. A kind of water-swelling packer packing element experimental rig / Yuan Jundong, Liu Jianping ; заявитель и патентообладатель Yoshihiro Shimono (CN). - № 201720340656.7 ; заявл. 04.01.2017 ; опубл. 20.10.2017.

20 Пакера набухающие [Электронный ресурс] / ООО «ТатПромХолдинг». - Режим доступа : <https://tatpromfilter.ru/produksiya/pakery-isoputstvuyuscheeoborudovanie/pakery-nabuhayushchie-png>

Пакера набухающие заколонные [Электронный ресурс] / ООО «НГТЭК». - Режим доступа : <https://ngtek.ru/nabuhayushie-zakolonnii-pakeri/>

21 Часовников Д. В. Использование набухающих пакеров при заканчивании горизонтальных скважин / Д. В. Часовников // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса / Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина. – Москва, 2019. - № 4 (112). – С. 25-28.

22 Monika Zielińska, Swelling of EPDM rubbers for oil-well applications as influenced by medium composition and temperature. Part I. Literature and theoretical background. / Monika Zielińska, Roger Seyger, Wilma K. Dierkes, Dariusz Bielinski, Jacques W.M. Noordermeer. // Elastomery/ - 2016. - № 20 – P. 6-17.

23 Беляев А. П. Практикум обработки экспериментальных результатов в физической химии / А. П.Беляев // Учебное пособие — СПб.: Изд-во СПХФА, 2006 - 88 с.

24 Семчиков Ю. Д. Высокомолекулярные соединения : учеб. пособие / Ю. Д. Семчиков ; НТУ им. Н. И. Лобачевского. – Нижний Новгород : Академия, 2003. – 368 с.

25 Yang Ch. Material properties of the seal gasket for shield tunnels: A review / Yang Chen, Shui-Long Shen, Dong-Wei Hou, Shao-Ming Liao, Da-Jun Yuan // Construction and Buildings Materials – 2017. - №191. – P. 877-890.

26 Об утверждении приоритетных направлений развития науки, технологий и техники в Российской Федерации и перечня критических технологий Российской Федерации: Указ Президента РФ от 7 июля 2011 г., N 899// Судебная практика и законодательство. - 2011.

27 Аванесов В.А. Пакеры для проведения технологических операций в эксплуатации скважин / В.А. Аванесов, Е.М. Москалева // учебное пособие. Ухта, 2008. – 91 с.

28 Казымов Ш.П. Обзор конструкций набухающих пакеров и возможности их применения на месторождениях Азербайджана / Ш.П. Казымов, Э.С. Абдуллаева, Н.М. Раджабов // Научные труды. 2015. №3. С. 43.

29 Пат. 2488685 РФ: МПК Е 21 В 33/12. Заколонный самоуплотняющийся манжетный пакер / Т. М. Габбасов, Р. И. Катеев ; заявитель и патентообладатель : Открытое акционерное общество "Татнефть" имени В.Д. Шашина; № 2012104727/03 заявл. 09.02.2012 : опубл. 27.07.2013. Бюл. №21 – 3 с.

30 Пат. 2495225 РФ: МПК Е21В 33/12. Способ и устройство для регулирования набухания эластомеров для применения на забое скважины / Н. Й. Вайдия ; заявитель и патентообладатель Шлюмбергер текнолоджи Б. В. ; № 2010107097/03 заявл. 17.04.2008. : опубл. 10.10.2013. Бюл. №28 – 16 с. 6. Qamar S.Z. Design and Manufacture of Swell Packers: Influence of Material Behavior // Materials and Manufacturing Processes. 2012. P. 721.

УДК 622.24

ПОВЫШЕНИЕ КАЧЕСТВА ОТБОРА КЕРНА ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

Г.Н. Филиди

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ, профессор)

Р.Р. Закиров

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ, студент гр. ГБЗ-18-11)

Аннотация. В данной статье рассмотрено повышение качества отбора керна с помощью применения «Clean Core» System при бурении скважин. Эффективность применения данной технологии при бурении скважин позволяет сократить время строительства скважины, при высоком качестве поднятого кернового материала.

Ключевые слова: керн, керноотборный снаряд, скважина, СПО, бурение.

UDC 622.24

IMPROVING THE QUALITY OF CORE SAMPLING WHEN DRILLING WELLS

G.N. Filidi

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University, professor)

R.R. Zakirov

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University,
student gr. GBZ-18-11)*

Abstract This article discusses the improvement of the quality of core sampling by using the "Clean Soge" System for drilling wells. Efficiency the use of this technology in drilling wells allows you to reduce the time of well construction, with high quality of the raised core material.

Keywords: core, core-collecting projectile, borehole, SPO, drilling.

В настоящее время перед буровиками ставятся задачи расширения работ по изучению земной коры и верхней мантии Земли с целью исследования процессов формирования и закономерностей размещения месторождений полезных ископаемых. С увеличением глубин скважин возникают трудности в изучении физико-механических свойств горных пород и

условий их залегания. Методы промыслово-геофизических исследований в скважинах при отсутствии представительных образцов керна не дают полной информации о геологии разреза. Исследование кернового материала необходимо для изучения геологического строения залежей, определения запасов, составления схем разработок месторождений и поиска способов воздействия на пласты. Данные изучения образцов горных пород позволяют подбирать эффективный буровой инструмент, определять оптимальный режим бурения, предупреждать или ликвидировать осложнения в процессе бурения.

По мере совершенствования в конструкцию керноотборных снарядов для роторного способа бурения включаются: центраторы корпуса, керноприемник на подвесной опоре, узел регулировки керноприемника по высоте и промывки перед отбором керна, узел отделения керна от забоя и его удержания в керноприемнике при подъеме в виде компоновки из рычажкового и цангового кернорвателей, секционирование снарядов для увеличения рейса с отбором керна. Классическими образцами такой техники тех лет являются отечественные снаряды серии «Недра» и американские керноотборные снаряды серии «250Р». Насколько удачными были их компоновочные решения и конструкция, можно судить по тому, что с 60-х годов и по настоящее время этими снарядами осуществляется большая часть объема бурения с отбором керна в мире. В качестве породоразрушающего инструмента разрабатываются и используются шарошечные бурголовки с твердосплавным вооружением и коронки режуще – истирающего типа с алмазным или твердосплавным вооружением.

Опыт разработки, испытания и промысловой эксплуатации техники и технологии бурения с отбором керна обобщается в методических руководствах и инструкциях по бурению с отбором керна. Суммарное воздействие конструктивных и технологических новшеств заметно повысило вынос и качество керна, особенно при бурении на РУО. Вынос керна возрос вдвое и превысил 60 %.

Далее наблюдается рост разведочных работ и разработки, нефтегазовых месторождений в шельфовой зоне и на море, что обусловило бурение скважин с большими отходами от вертикали или с горизонтальным окончанием, создаются государственные резервы энергетических ресурсов в виде подземных газо- и нефтехранилищ, а в рамках международных программ по линии ООН развивается сверхглубокое бурение по изучению глубинного строения Земли.

Все это потребовало более обширной и достоверной информации о горных породах, флюидосодержание продуктивных пластов, их выработке и обводнении на основе анализов керна, что техника традиционного типа не могли обеспечить в полной мере ввиду того, что:

- полость керноприемника постоянно сообщается с полостью скважины и заполнена буровым раствором, большей частью на водной основе (РВО) и, следовательно, керна постоянно, как в процессе выбуривания, так и при подъеме контактирует с РВО и подвергается его негативному воздействию;

- по мере подъема таких снарядов с выбуренным керном на поверхность, ввиду монотонного снижения давления по стволу скважины, из перового объема керна в полость керноприемника, а затем в скважину, улетучивается как свободный, так и растворенный в нефти газ, а также происходит некоторое выделение сжатых в пластовых условиях жидких флюидов и их частичное замещение фильтратом РВО, в результате чего флюидосодержание в поднятом на поверхность керне не со-ответствует пластовому;

- отделение керна от массива горной породы осуществляется путем отрыва керноотборного снаряда от забоя скважины за счет срабатывания кернорвателей свободного действия – цангового или рычажкового или их компоновки, что не обеспечивает как достаточно надежного отделения керна, так и надежного удержания в керноприемнике при подъеме, что снижает вынос и представительность керна. Сосредоточилось на нетрадиционных направлениях решения проблемы повышения информативности керна, в том числе:

- путем оснащения традиционных керноотборных снарядов специальными керноприемниками с резиновыми рукавами или стеклопластиковыми вкладышами для повышения сохранности керна, полученного из слабосцементированных рыхлых пород.

Получили распространение снаряды с керноприемниками, футерованными губчатыми материалами для улавливания жидких флюидов, поступающих из порового объема керна при подъеме снаряда;

- путем разработки и применения специальных снарядов для отбора, герметизированного, изолированного, ориентированного керна, в том числе снарядов магазинного типа для отбора керна из сверхглубоких скважин и др.;

- путем применения экспрессных методов анализа керна непосредственно на скважине: сразу после подъема выбуренного керна на поверхность, в том числе методами ЯМР и гаммаграфирования по технологии CQL (Core Quick Look) для оперативной оценки пористости, проницаемости и флюидонасыщения;

- путем оснащения как керноотборных снарядов, так и компоновок низа бурильной колонны над долотом аппаратными комплексами, осуществляющими измерение в процессе бурения, запись, накопление или систематическую передачу на устье данных о некоторых параметрах горных пород по разрезу скважины непосредственно на ее забое в условиях, максимально приближенных к пластовым.

Схема, показывающая применения изучаемых параметров керна в нефтегазовой отрасли, представлена на рисунке 1.

В настоящее время в буровой практике существуют две принципиально отличные друг от друга технологии отбора керна:

1. Технология отбора керна с применением съёмной грунтоноски и ограничением походки за рейс до 3-5 м при потенциальной возможности породоразрушающего инструмента иметь проходку на бурильную головку на уровне 15-20 м. При этом увеличение затрат на ведение спускоподъёмных операций (СПО) компенсируется повышенной скоростью ведения СПО тросом по сравнению со скоростью подъёма бурильных труб.



Рисунок 1 – Применение петрофизических параметров в различных направлениях нефтегазовой отрасли

2. Технология отбора керна керноотборными снарядами с системой забойного гидротранспорта, которая позволяет исключить самозаклинивание керна в процессе его поступления в снаряд и вести бурение без ограничения проходки за рейс до 15-20 м.

Одним из основных моментов, определяющих конструктивные параметры керноотборного снаряда, является диаметр полученного керна.

Диаметр керна определяет его прочность при воздействии поперечных и продольных сил, возникающих при контактах с колонковым инструментом. Диаметр керна всегда несколько меньше расстояния между кернообразующими элементами. Он находится в прямой зависимости от диаметра скважины в колонковом бурении. Другим важным фактором является высота кернаприёма. Исследованиями и практикой установлено, что с уменьшением высоты кернаприёмника разрушение керна уменьшается.

Низкое расположение кернаприёмного отверстия препятствует выпадению, рассыпанию, размыву керна непрочных пород и тем самым несколько снижает вредное влияние вибрации.

Керноотборный снаряд должен обеспечивать работу с рядом кернаприёмных камер, конструкция которых отвечает определённым по сложности условиям бурения.

Однако использующиеся в настоящее время методы отбора керна допускают «опорожнение» керна и утерю нефти и воды во время его подъёма со скважины в процессе уменьшения давления от забойного к атмосферному, потому что при уменьшении гидростатического увеличивается объём газа, который выталкивает жидкость из керна. Увеличенная нефтенасыщенность может быть обновлена за счёт использования бурового раствора на нефтяной основе.

НПП «БУРИНТЕХ» разработало уникальное оборудование для отбора керна, позволяющее отобрать 180 метров керна за один рейс.

Новая разработка позволяет экономить время на спуско-подъёмные операции примерно в 10 раз по сравнению со стандартным методом.

Технология «Clean Core» System, которая сочетает в себе применение бурильной головки особой конструкции, обеспечивающей защиту керна от воздействия бурового раствора, набора кернарвателей с удлиненной частью башмака и изолирующего вещества «ИЗОКОР», позволяет снизить до минимума время контакта и степень воздействия промывочной жидкости на керн.

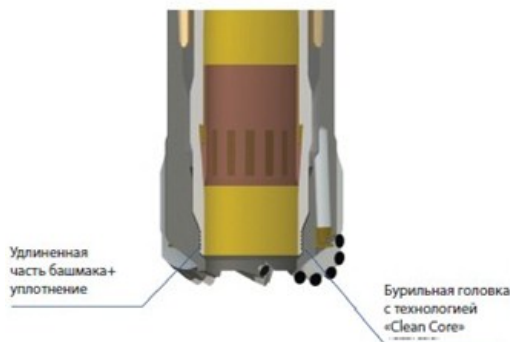


Рисунок 2 – Технология Clean Core



Рисунок 3 – Клапанная система защиты керна от шлама и бурового раствора

Результаты работы с использованием «Clean Core» System на месторождениях Сургутского свода ОАО «Сургутнефтегаз» приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Результаты применения «Clean Core» System.

Индекс пласта	Интервал отбора керна, м	Проходка, м	Вынос керна		Примечание
			м	%	
БС ₆	2648-2660	12	43	95,8	1 долбления
Ач ₂₋₃	2975-2985	10	86,6	98,4	1 долблений
АС ₁₁	2587-2598	11	61	100	1 долблений
АС ₁₀ +АС ₁₁	2778-2790	12	61,2	89,6	1 долблений
АС ₁₁	2697-2707,5	10,5	66,8	89,9	1 долблений
АС ₁₁	2672,2-2684,2	12,2	59	98,3	1 долблений
ЮС ₂₋₄	2559-2570	10	96,4	92,5	1 долблений
Всего		77,7	474	94,9	7 долблений

Из таблицы видно, что с помощью керноотборочных снарядов было выполнено 38 операций, отобрано 77.7 метров керна со средним выносом 95%.

В целом, вынос керна достаточно высок, что позволяет сделать вывод о эффективности применения данного керноотборочного снаряда.

Таким образом, на основе полученных данных можно сказать, что технология «Clean Core» System лучше подходит для отбора керна. Она позволяет получить на выходе качественный керн и сэкономить время и деньги. Кроме того, данная компоновка может быть собрана как конструктор и адаптирована под любую технологическую компоновку.

Список использованных источников:

1. Зайнуллина Р. Р. Исследования скважин на установившихся режимах / Р. Р. Зайнуллина, Г. С. Галимова, Э. М. Альмухаметова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2013: сборник научных трудов международной научно-технической конференции в 3-х т. / ред. кол. В. Ш. Мухаметшин [и др]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. – Т. 1. – С.171-176.
2. Калинин А.Г. Бурение наклонных скважин: справочник / А.Г. Калинин, Н.А. Григорян, Б.З. Султанов. – Москва: Недра, 1990. – 315 с.
3. Акбулатов Т.О. Расчет гидравлической программы проводки скважин: учебное пособие / Т.О. Акбулатов. – Уфа: УГНТУ, 2003. 48с

УДК 622.245.42

АНАЛИЗ ОСОБЕННОСТЕЙ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ХВОСТОВИКОВ

Т.Н Хайдарова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, преподаватель)

Д.А Каримов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ г.Октябрьском, студент гр.Гбз-18-11)

Аннотация. Цементирование эксплуатационного хвостовика является важной операцией в нефтедобывающей промышленности. Это процесс закачки цементного раствора в пространство между стенками скважины и обсадной колонной, что позволяет предотвратить проникновение газов и жидкостей из одного слоя пласта в другой.

Ключевые слова

Цементный раствор, тампонаж, подвеска, хвостовик, обсадная колонна, прочность цементного камня, продавка.

UDC 622.245.42

ANALYSIS OF FEATURES OF CEMENTING LINERS

T.N. Khaidarova
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum
Techological University,
in the City of Oktyabrsky
teacher)

D.A. Karimov
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum
Techological University,
in the City of Oktyabrsky
student gr. GBZ-18-11)

Abstract. Cementing the production liner is an important operation in the oil production industry. This is the process of pumping cement slurry into the space between the walls of the well and the casing, which helps prevent the penetration of gases and liquids from one layer of the formation to another.

Keywords. Cement mortar, grouting, suspension, liner, casing, strength of cement stone, squeezing.

Спуск цементируемого хвостовика

Хвостовик – это колонна обсадных труб, которая в отличие от полноразмерных колонн, которые устанавливаются от текущего забоя до устья, не достигает земной поверхности, а закрепляется в предыдущей колонне с помощью специальных устройства – подвесок.

Необходимость применения таких колонн диктуется экономической составляющей либо безопасностью строительства скважины. Например, могут возникнуть ситуации, при которых спуск полноразмерной обсадной колонны неминуемо вызовет гидроразрыв пласта, или же нет возможности провести цементирование колонны должным образом в следствие наличие слабых пластов.

Следующая возможная причина – снижение металлоемкости конструкции скважины. Данная проблема достаточно актуальна в наше время, так как сейчас значительно увеличались протяженности ствола скважины, а значит необходимо спускать большее количество труб.

Аналогичная проблема – из-за большого количества труб возникает необходимость в повышении их прочности, так как верхняя труба должна выдержать на разрыв вес всех нижерасположенных, что неминуемо увеличивает стоимость строительства.

Особое значение при этом приобретает надежное разобщение пластов при цементировании скважины, так как от успешного решения этой задачи зависят – сохранение коллекторских свойств пласта, длительность безводной эксплуатации объектов, повышение суммарного объема добычи нефти.

Условия разобщения пластов обусловлены комплексом геологических и технико-технологических факторов, влияние которых оказывает отрицательное воздействие на качество разобщения пластов и является причиной возникновения различных аварий и осложнений в скважине.

Также имеются и недостатки у хвостовиков. К ним можно отнести дополнительные спуско-подъемные операции, возможную негерметичность подвесного устройства хвостовика. При бурении хвостовики применяют для изоляции зон поглощения или аномально высоких давлений, что позволяет продолжать бурение на большую глубину.

Необходимость установки хвостовика устанавливается после построения совмещенного графика градиентов давления.

Применяемая подвеска

Стандартная схема спуска узла подвески хвостовика представлена на рисунке 1. Начиная с верха, компоновка хвостовика включает соединительную надставку (tieback receptacle), посадочный адаптер (setting adapter, sleeve) для посадочного инструмента с соединительной резьбой и профилем КСВ для извлекаемой цементирующей втулки. Механический узел подвески хвостовика разгружает вес хвостовика на промежуточную обсадную колонну.

Соединительная надставка может не применяться если в дальнейшем не планируется спускать дополнительное оборудование выше узла подвески хвостовика (вторая секция колонны, изоляционный пакер и т.д.).

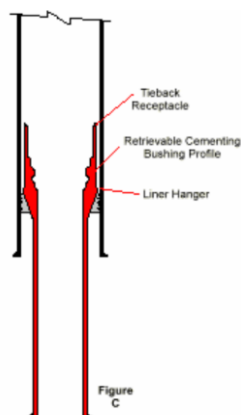


Рисунок 1 – Принципиальная схема хвостовика и подвески

В некоторых случаях соединительный адаптер может находиться ниже узла подвески хвостовика (например, в подвесках «карманного» типа).

Механические устройства для подвески хвостовика используют посадочные конуса и плашечный механизм для подвешивания хвостовиков средней длины, где не требуется вращение хвостовика (рисунок 2).

Чтобы посадить подвеску нужно поднять посадочную колонну, повернуть вправо, чтобы вывести фиксирующие штифты из пазов обоймы, и затем опустить хвостовик, чтобы заклинить плашки между конусом и обсадной колонной.

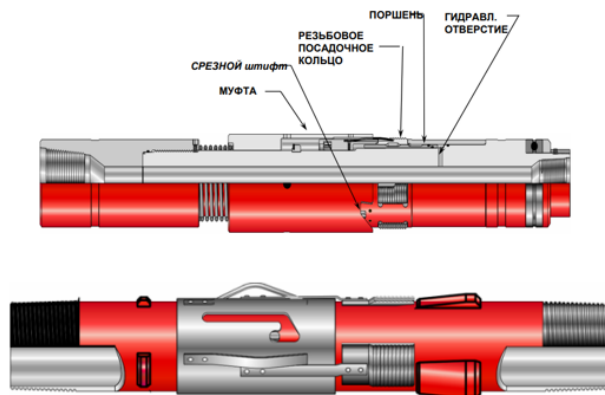


Рисунок 2 – Механическая подвеска

Продолжение вращения вправо вывинтит посадочный инструмент, который можно будет поднять после цементирования. В механических устройствах для подвески хвостовиков используется принцип «Все вправо»: они устанавливаются и освобождаются вращением вправо. Устройства выпускаются также в многоконусном исполнении, что увеличивает их подвешивающую способность и величину сечения для пропуска раствора.

Вращательные подвески позволяют вращать хвостовик после посадки узла подвески и освобождения посадочного инструмента (рисунок 3).

Известно, что вращение хвостовика в процессе цементирования позволяет предотвратить образование каналов, улучшить состояние скважины во время циркуляции и обеспечить качественное образование цементного камня.

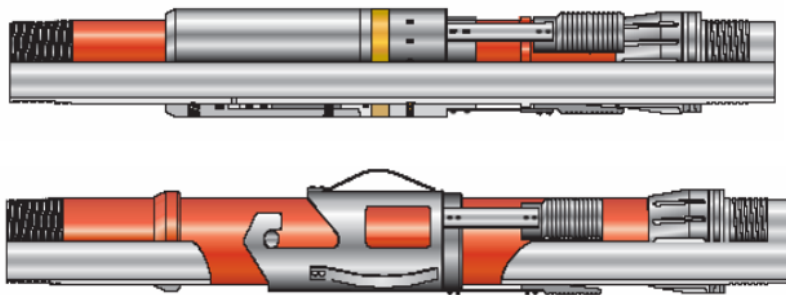


Рисунок 3 – Вращательная подвеска

В случае вращения хвостовика необходим посадочный инструмент двух типов: с фиксирующими пазами в обойме или со шпоночными канавками

Оба инструмента обеспечивают правое вращение хвостовика и извлечение посадочного инструмента из хвостовика простым подъемом по окончании цементирования.

Процесс цементирования

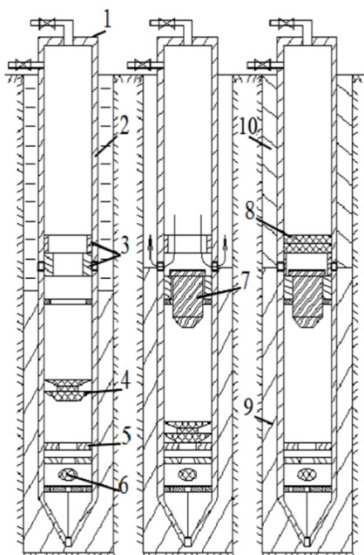
Процедура цементирования хвостовика:

- спуск хвостовика осуществляется на бурильных трубах;
- по завершению спуска хвостовика провести промывку для улучшения свойств БР.

Рекомендуется промывать с расхаживанием и вращением колонны;

- активировать подвеску хвостовика (вращением, механически, гидравлически);
- снять вес с буровой, проверить спусковой инструмент;
- начать циркулировать БР – убедиться в свободной циркуляции;
- произвести цементирование;
- освободить посадочный инструмент;
- поднять БТ выше верха цемента и осуществить вымыв излишков цемента (при обратной срезке – убедиться что нет риска поглощений).

В частности, применяется многоступенчатое цементирование хвостовиков (рисунок 4). Рассмотрим процесс многоступенчатого цементирования более подробно.



а – цементирование первой ступени (продавка цементного раствора),

б – открытие промывочных окон; в – окончание цементирования второй ступени; 1 – цементировочная головка; 2 – обсадная колонна; 3 – муфта ступенчатого цементирования; 4 – продавочная пробка для цементирования первой ступени; 5 – «стоп»-кольцо; 6 – обратный клапан; 7 – открывающая пробка («бомба»); 8 – продавочная пробка для цементирования

второй ступени; 9 – тампонажный раствор первой ступени; 10 – тампонажный раствор второй ступени

Рисунок 4 – Схема прямого двухступенчатого цементирования

Применяемое оборудование рассмотрено ниже:

– МСЦ - муфта ступенчатого цементирования (рисунок 5);

Цементируемые пробки:

– продавочная пробка первой ступени;

– открывающая «бомба»;

– Закрывающая пробка (возможно использование нижней разделительной пробки при цементировании первой ступени);

Посадочное гнездо для ЦКОД (обеспечивает нужный внутренний диаметр).



а – позиция при спуске

б – открывающая «Бомба» садится в МСЦ и порты открываются

в – Заккрытие МСЦ

Рисунок 5 – Принцип механической муфты

Риски: не сработала МСЦ.

Действия:

- увеличить давление закачки (не превышая давление разрыва колонны);

- спустить БТ и попытаться открыть механически;

- определить высоту подъема цемента первой ступени и перфорировать выше МСЦ.

Особенности цементирования с МСЦ:

- всегда выдерживать время ОЗЦ цементного раствора первой ступени, если есть риск превышения давления ГРП и поглощений;

- по завершению цементирования первой ступени незамедлительно открыть циркуляционные отверстия в МСЦ и вымыть излишки цемента, находящиеся выше муфты;

- важно контролировать давление во время промывки, во избежания гидроразрыва слабого пласта;

- использование затрубных пакеров при двухступенчатом цементировании с целью дополнительной изоляции ниже МСЦ (После того, как верхняя пробка первой ступени садится на посадочное гнездо, давление возрастает и открываются порты для циркуляции. Продавочная жидкость закачивается в пакер и надувает его).

Список использованных источников

1. Агзамов, Ф.А. Проблемы заканчивания горизонтальных скважин / Ф.А.Агзамов, Гбогбо Аарон Мортхи //Сетевое издание «Нефтегазовое дело»: №3 – Уфа, 2018. – 28с.
2. Теория и практика заканчивания скважин. В 5 т. / А.И. Булатов, П.П. Макаренко, В.Ф. Будников, Ю.М. Басарыгин; Под ред. А.И. Булатова. – М.: ОАО «Издательство «Недра», 1998.
3. Сайд Али, и др. Компоновки для создания высокоэффективных гравийных фильтров в горизонтальных скважинах // Нефтегазовое обозрение – 2002 – 57 с.
4. Двойников М.В. Заканчивание горизонтальных скважин / М.В.Двойников, А.А. Куншин // журнал «Neftegaz.RU»: №3 – 2019.
5. Weatherford International Ltd. [Электронный ресурс] / Системы подвесок хвостовиков.– Электрон. Дан. – М.: Рос.гос. б-ка, 2010-2016. URL: <http://www.weatherford.ru/>, свободный. – Загл. с экрана. – Яз. рус., англ.
6. Патентный поиск FindPatent [Электронный ресурс] / Строительство, горное дело: устройство для подвешивания хвостовика.– Электрон. Дан. – М.: Рос.гос. б-ка, 2012-2016. URL: <http://www.findpatent.ru/>, свободный. – Загл. с экрана. – Яз. рус., англ.
7. Подвеска нецементируемого хвостовика [Текст] : пат. 123446 Рос. Федерация : МПК E21B 23/00
8. Безаварийный спуск хвостовиков. Решения для каждого этапа. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.nftn.ru/blog>,
9. Туктаров Д.Х., Корчагин П.Н., Глебов Е.В. Спуск обсадных колонн в скважины с большими отходами от вертикали. Проблемы и решения // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2010. № 6. С. 42-44.
10. Калинин А.Г., Никитин Б.А., Солодкий К.М., Султанов Б.З. Бурение наклонных и горизонтальных скважин. М.: Недра, 1997. 649 с

УДК 622.24.055

АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ КОЛТЮБИНГА НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Т.Н Хайдарова

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО
УГНТУ в г.Октябрьском,преподаватель)*

А.Р Хисматуллин

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО
УГНТУ г.Октябрьском,студент гр.Гбз-18-11)*

Аннотация

Под колтюбингом понимают специальную установку, предназначенную для проведения технологических операций при капитальном и подземном ремонтах скважин, а также для бурения нефтяных и газовых скважин различных конструкций и профилей с использованием колонны гибких труб.

Ключевые слова

Колтюбинг, колтюбинговая установка, гибкие трубы, бурение.

UDC 622.24.055

ANALYSIS OF THE APPLICATION OF MODERN COILED TUBING TECHNOLOGIES IN OIL FIELDS

T.N. Khaidarova

*(Institute of Oil and Gas of the Federal State Budgetary Educational Institution
USNTU in Oktyabrsky, teacher)*

A.R. Khismatullin

Abstract

Coiled tubing is understood as a special installation designed for carrying out technological operations during major and underground well repairs, as well as for drilling oil and gas wells of various designs and profiles using a column of flexible pipes.

Keywords

Coiled tubing, coiled tubing installation, flexible pipes, drilling.

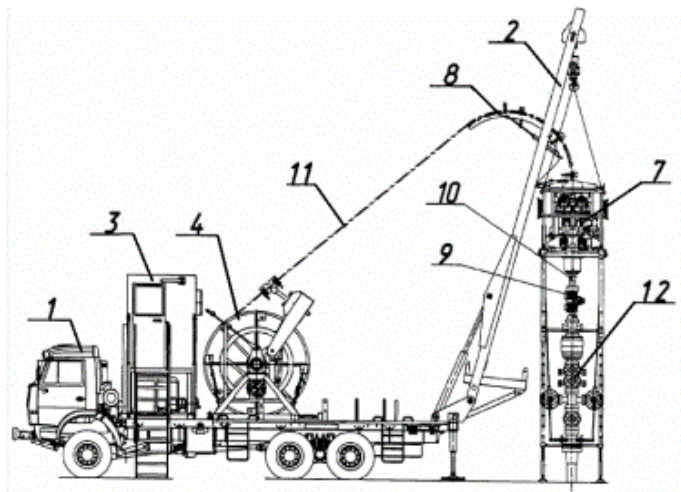
Колтюбинговые установки и их виды

В общем виде самоходный колтюбинговый подъемник представляет собой специальное оборудование, расположенное на шасси автомобиля. В ее состав входит непосредственно барабанная установка, на которую намотаны гибкие трубы, за ней расположена станция управления, в которой находится машинист установки во время проведения спуско - подъемных операций, механизм, направляющий трубу, привод насосов, мачта (она относится к П-образным вышкам). На устье устанавливается ПВО и инжектор для работы в условиях устьевого давления.

Гидравлическая система обеспечивает подачу необходимого давления для выдвижения мачты и установки всех элементов в рабочее положение. Управление системой осуществляется оператором с помощью специального пульта. Таким образом, обеспечивается быстрая и эффективная работа вышки на месте бурения.

Кроме того, гидравлическая система обеспечивает безопасность работы персонала, так как позволяет контролировать процесс выдвижения мачты и установки элементов без необходимости ручного вмешательства. Таким образом, трудоемкий процесс установки оборудования на месте бурения значительно упрощается и ускоряется благодаря использованию гидравлической системы.

Итак, гидравлическая система играет ключевую роль в работе вышки, обеспечивая ее надежное функционирование, удобство использования и безопасность оператора.



- 1 – транспортная база; 2 – П-образная мачта; 3 – кабина оператора
4 – барабан для намотки гибкой непрерывной трубы; 7 – инжектор;
8 – направляющая дуга; 9 – блок превенторов; 10 – герметизатор
устья скважины; 11 – гибкая непрерывная труба;
12 – устьевое оборудование

Рисунок 1.1 – Общий вид колтюбинговой установки

Колтюбинг, как одно из самых перспективных направлений специализированного оборудования нефтегазодобывающей промышленности, создан на использовании гибких непрерывных труб, которые замещают традиционные сборные колонны труб при внутренних работах скважин. Такие трубы за счет своей гибкости способны с легкостью обеспечить доступ в боковые и горизонтальные стволы скважин. Основными возможностями использования этой технологии идентифицируется существенное снижение продолжительности проведения технологических процессов связанных с свинчиванием, развинчиванием колонны труб при спуско-подъемных операциях.

Характеристики систем легкой группы

Оборудование легкого типа в первую очередь используются для тех работ, в которых планируется спуск колонны инструмента, состоящего из гладкотельной трубы с увеличенной длиной (на них нет увлечений диаметра на замковых устройствах. Область применения – специальные работы при КРС и ТКРС, освоение скважин и получения притока пластового флюида и выхода на режим, установки кислотных ванн, очистка от отложений на стенках обсадной колонны. Подходит для работ на малых глубинах и при максимальном рабочем давлении в стволе скважины до 700 атмосфер.

Оборудование установки колтюбинга смонтировано на палубу шасси автомобиля или автомобильном полуприцепе. В состав оборудования входят, кроме колонны гибких труб, блок превенторов, инжектор и лубрикаторов, которые во время работы монтируются на устье скважины. Колтюбинговые оборудования могут работать без глушения скважины с герметизацией устья до давления 70 МПа. Это способствует избежать репрессии давления на пласт при ремонте скважин и хорошо уменьшить или вообще ликвидировать загрязнения призабойной зоны пласта технологическими жидкостями. Колтюбинги начали применяться для выполнения простых операций при проведении подземных ремонтов скважин — очистке колонны труб и забоев от песчаных пробок.

При введении данной технологии применяли колонну гибких труб с внешним диаметром 19 мм. Сейчас основаны буровые установки, работающие с колоннами диаметром 114,3 мм. Стандартно используют гибкие трубы маленького (19–31,75 мм), среднего (31,75–44 мм) и большого (44–114,3 мм) диаметров, благодаря ним можно осуществлять практически весь комплекс операций подземного ремонта скважин и бурения.

К разработке с использованием колтюбинговых технологий относятся следующие: вызов притока снижением уровня в скважине, газлифтная эксплуатация скважин, удаление жидкости из газовых скважин, эксплуатация скважин через гибкие трубы, удаление пробок различной плотности, кислотные обработки призабойной зоны пласта, селективное действие на пласт, гидравлический разрыв пласта, перфорация скважины, установки гравийных фильтров, разбуривания твердых отложений (цемента, фрезерования и т.д.), обрезание НКТ и обсадных колонн, бурение бокового столба, бурение скважины (на депрессии и сбалансированное), цементируочные работы, глушения скважины, ремонт наклонно-направленных, горизонтальных скважин, геофизические исследования. Гибкие трубы изготавливаются на трубопрокатном состоянии с одним продольным швом, выполненным с помощью высокочастотной сварки без добавления присадочного металла.

Сварка ведется автоматами в среде инертного газа. С помощью роликовых механизмов с плоской ленты формируется круглая труба, готова к сварке. Края трубы, подлежащих сварке, механически стыкуются, а тепло для сварки образуется за счет сопротивления протекания электрического тока. После сварки внешняя поверхность очищается, сглаживается и сварной шов отжигают. Трубу охлаждают на воздухе, а затем в водяной бане перед неразрушающим контролем. Проверка обычно осуществляется с помощью вихретокового устройства. Калибровка конечного диаметра выполняется при формировании трубы с учетом некоторого уменьшения диаметра после сварки. В это время труба подвергается термообработке по всему телу трубы для «снятия стресса» и повышения пластической стали. Конечный продукт высокопрочной трубой с пластичностью, гибкостью и другими свойствами, которые удовлетворяют условия эксплуатации. Последним этапом является намотки трубы на барабан и

испытания давлением. При использовании на практике колтюбинга по сравнению с традиционным капитальным ремонтом газовых и нефтяных скважин выявлен ряд преимуществ. К ним относятся: – обеспечение герметичности устья скважины на всех этапах выполнения скважинных операций; – возможность осуществления работ в газовых и нефтяных скважинах без их предварительного глушения; – отсутствие необходимости освоения и вызова притока скважин, в которых выполнялись работы с использованием колонны гибких труб; – безопасность проведения спускоподъемных операций; – оптимизация условий труда работников бригад капитального ремонта при исполнении всего комплекса операций; – уменьшение времени на спуск и подъем скважинного оборудования на проектную глубину; – обеспечение возможности бурения, спуска забойных инструментов и приборов, а также выполнение операций капитального ремонта в горизонтальных и очень покатившихся скважинах; – соблюдение более высоких требований в области экологии при проведении всех операций по ремонту и бурению скважин, в том числе за счет меньших размеров комплексов оборудования для этих целей по сравнению с традиционными; – существенный экономический эффект в результате применения колонн гибких труб как во время ремонта, так и при проведении буровых работ. Таким образом проведение операций колтюбинговыми установками принесло значительное облегчение и увеличило спектр работ по подземному ремонту скважин. Это перспективное оборудование, развивается и найдет себе применение и в других сложных работах на скважинах.

Преимущества колтюбинговых технологий

Преимущества применения технологии спуска колонны гибких труб классифицируются на несколько групп на основании типа работ, проводимых в скважинах:

а) проведение промысловых геофизических исследований:

- в отличие от кабельной геофизики, у которой есть ограничения по кривизне ствола скважины, исследования, проводимые с помощью колонны гибких труб позволяют доставить оборудование в наклонно-направленные и горизонтальные участки;

- обеспечивается надежная электрическая связь между наземным регистрирующим оборудованием и спускаемым в скважину геофизическим прибором.

б) проведение подземного и текущего ремонта скважин:

- для эффективного выполнения поставленной задачи, в отличие от спуска колонны НКТ нет необходимости в предварительном проведении глушения скважины, а значит, можно говорить о сохранении фильтрационно-емкостных свойств в доремонтном состоянии (глушение жидкости оказывает неблагоприятное влияние на пористые горные породы в интервале эксплуатационного объекта);

- уменьшение стоимости проведения работ за счет сокращения времени на спуско – подъемные операции. Заключается оно в исключении необходимости в скручивании и раскручивании каждой трубы как при классическом ПРС;

- сокращение времени на ПЗР;

- экологически щадящая технология;

в) при разрушение горных пород

- минимизируются осложнения, связанные с газонефтеводопроявлениями в процессе углубления и вскрытия продуктивного пласта

- расширяется возможности по подбору буровой промывочной жидкости для первичного вскрытия. Безопасно применять такие жидкости, которые в своей основе имеют нефть или продукты нефтепереработки;

- возможность бурения в условиях, когда давления в скважине меньше, чем пластовое – бурение на депрессии.

- упрощается процесс проводки участков с большими зенитными углами и горизонтов;

- точный контроль за режимными параметрами бурения;

Отдельным пунктом отметим еще одно значительное преимущество. Во время спускоподъемных операций нет необходимости нахождения рабочего персонала возле устья и

исключается человеческий фактор. Так же метод позволяет персоналу работать не на открытом воздухе при любой погоде, а находится в специальной будке управления.

Значительное удешевление процессов по обслуживанию скважины на морских платформах.

1.2.2 Недостатки колтюбинговых технологий

Одним из главных недостатков технологии гибких труб – это недостаточная жесткость нижних секций колонны, которые под действием сжимающих нагрузок теряют устойчивое положение. Аналогичные проблемы возникают при движении труб в сложных горно – геологических условиях и в горизонтальных участках, когда значительно возрастают силы трения труб о стенки скважины, препятствующие дохождению компоновки до забоя. При достижении критической нагрузки, система теряет устойчивость и начинает закручиваться в спираль, при этом затрудняется передача осевой нагрузки на забой.

В качестве привода барабана подъемного механизма как правило выступает гидравлическая система. Эксплуатация в условиях экстремально низких температур показала, что присутствующая в замкнутой системе вода замерзает и происходит отказ оборудования, требующий подведения дополнительно источника отопления для восстановления работоспособности, что не всегда представляется возможным.

1 Применение колтюбинговой технологии для абразивной перфорации добывающих скважин позволяет снизить износ оборудования на транспортировочные насосно-компрессорные работы, благодаря особому составу внутренней поверхности гибких труб.

2 Применение колтюбинговой технологии для абразивной перфорации является более дешевой альтернативой перфораций на геофизическом кабеле или НКТ.

3 Увеличение дебита после проведения многостадийного ГРП на колонне гибких труб составило 6 тонн в сутки.

4 При расчете технико-экономической эффективности применения колтюбинговых технологий принимались следующие результаты промысловых испытаний: увеличение дебита на 6 тонн в сутки, а также увеличение сроков межремонтного периода электроцентробежных насосов, за счет вытеснения жидкости с пропантов в обратном порядке через колонну гибких труб, минуя ЭЦН.

Проведённые исследования позволяют сделать вывод, что развитие колтюбинговых технологий идет не только по пути создания установок с трубами больших диаметров (89 и 114 мм), позволяющих увеличить мощность бурения и объем подаваемого бурового раствора. Большее внимание уделяется интенсификации и повышению результативности использования труб среднего диаметра. Перспективным направлением также являются разработка и применение композитных непрерывных труб, которые хотя и дороже стальных, однако имеют срок службы в 3-4 раза больше. Композитная труба включает в себя металлическую оплетку, позволяющую передать электрические сигналы от забойного оборудования и систем телеметрии, т.е. отказаться от геофизического кабеля. Трубы из композитного материала в настоящий момент находятся на стадии испытаний. Развитие колтюбинговых установок идет по пути широкого внедрения средств автоматизации. В центре управления современного колтюбингового комплекса находятся операторы колтюбинговой установки, циркуляционной системы, инженер по горизонтальному бурению. Их рабочие места объединены в одну компьютеризированную систему, что позволяет этой команде оперативно управлять процессом бурения. Такая система в принципе позволит управлять несколькими колтюбинговыми комплексами из одного центра, находящегося за тысячи километров. Из вышеперечисленного ряда лишь колтюбинговая составляющая обладает технической новизной для российских производителей нефтегазового оборудования. Говоря о производителях колтюбингового оборудования для бурения в России, следует отметить, что сегодня Группа компаний ФИД, уже более четырех лет успешно проектирующая и производящая мобильные колтюбинговые установки, предлагает колтюбинговый комплекс КМ4001 для бурения. Его испытания прошли в середине 2002 г. По мнению специалистов, участвовавших в испытаниях и представлявших крупные нефтегазовые компании и машиностроительные предприятия не только России, но и

других нефтедобывающих стран СНГ, создание отечественной колтюбинговой установки для бурения открыло новый этап в развитии экологически чистых технологий вторжения в недра и обеспечении российских нефтяников и газовиков современным высокопроизводительным оборудованием.

Список использованных источников:

1. Зозуля Г. П. Проблемы и перспективы колтюбинговых технологий в газодобывающей отрасли / Г. П. Зозуля [и др.] // Обз.информ. Сер.: Разработка газовых и газоконденсатных месторождений. М.: ИРЦ Газпром. – 2007. – 81 с. Теория и практика заканчивания скважин. В 5 т. / А.И. Булатов, П.П. Макаренко, В.Ф. Будников, Ю.М. Басарыгин; Под ред. А.И. Булатова. – М.: ОАО «Издательство «Недра», 1998.
2. Зозуля Г. П. Повышение износостойкости и надежности деталей инжектора колтюбинговых установок / Г. П. Зозуля // Наука и техника в газовой промышленности. – 2010. – № 3 (43). С. 32–39.
3. Двойников М.В. Заканчивание горизонтальных скважин / М.В.Двойников, А.А. Куншин // журнал «Neftegaz.RU»: №3 – 2019.
4. Кустышев А. В. Колтюбинговые технологии для ремонта скважин с аномально низким пластовым давлением / А. В. Кустышев [и др.] // Газовая промышленность. – 2011. – № 5. С. 51–55. Патентный поиск FindPatent [Электронный ресурс] / Строительство, горное дело: устройство для подвешивания хвостовика.– Электрон. Дан. – М.: Рос.гос. б-ка, 2012-2016. URL: <http://www.findpatent.ru/>, свободный. – Загл. с экрана. – Яз. рус., англ.

УДК 681.5

АВТОМАТИЗИРОВАННОЕ УПРАВЛЕНИЕ СКВАЖИНОЙ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ

А.А. Хакимов

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском,
студент гр. БГБ-20-11)*

М.Л. Галимуллин

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

О.В. Давыдова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, преподаватель)

Л.М. Заринова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Аннотация. В отрасли нефтяной и газовой промышленности бурение скважин - это процесс, осуществляемый вручную. Управление скважиной играет ключевую роль в обеспечении безопасности и контроля за давлением и жидкостями во время бурения. Возможна потеря контроля над скважиной, что может привести к неконтролируемому выбросу пластовых жидкостей на поверхность и последующему возгоранию или взрыву. Каждый год происходит несколько инцидентов и несчастных случаев, в том числе с летальным исходом, из-за потери контроля над скважиной. Автоматизация функции управления скважиной, как и в других отраслях, существенно повышает безопасность процесса бурения. Цель настоящей работы заключается в описании технологии автоматизированного управления скважиной, объяснении причин ее разработки и принципов работы, а также выделении преимуществ автоматизации для безопасности процесса.

Ключевые слова: Автоматизация, бурение, человеческий фактор, безопасность, управление скважиной, автоматизированное управление скважиной.

UDC 681.5

AUTOMATED WELL CONTROL DURING DRILLING

A.A. Khakimov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University)

in the City of Oktyabrsky, student gr. BGB-20-11)

M.L. Galimullin

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, assistant professor)*

O.V. Davydova

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, teacher)*

L.M. Zaripova

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, assistant professor)*

Abstract. In the oil and gas industry, well drilling is a manual process. Well control plays a key role in ensuring safety and control of pressure and fluids during drilling. There may be a loss of control over the well, which can lead to an uncontrolled release of formation fluids to the surface and subsequent fire or explosion. Every year there are several incidents and accidents, including fatalities, due to loss of control of the well. Automation of the well control function, as in other industries, significantly improves the safety of the drilling process. The purpose of this work is to describe automated well control technology, explain the reasons for its development and principles of operation, and highlight the benefits of automation for process safety.

Keywords: Automation, drilling, human factor, safety, well control, automated well control.

В последние два десятилетия было замечено стремительное развитие технологий, связанных с симуляторами и киберустановками, что привело к появлению нескольких инновационных технологий. Одной из таких технологий является автоматизированное управление процессом бурения скважин. Автоматизированная система управления скважиной разработана для полной автоматизации обнаружения притока и последующего закрытия скважины. При обнаружении притока система автоматически выполняет ряд операций, таких как остановка верхнего привода и буровых насосов, закрытие превентора [1-3].

В настоящее время система предназначена для использования на этапе бурения, включая первоначальную спуско-подъемную операцию с забоя и прошла значительное тестирование на симуляторах бурения с участием опытных бурильщиков. Кроме того, проведены полевые испытания с использованием обычной наземной буровой установки, которые продемонстрировали эффективность системы в различных эксплуатационных условиях. На сегодняшний день существует около 100 потенциальных модулей, которые могут быть разработаны с использованием данной технологии для покрытия всех аспектов строительства и эксплуатации скважин. Существующие системы, такие как бурение с регулируемым давлением (MPD) и системы раннего обнаружения выброса (EKDS), могут также получить преимущества от взаимодействия с автоматизированной системой управления скважиной, что упрощает и ускоряет процесс восстановления вторичного барьера. Объединение систем автоматизированного управления скважиной и MPD в интегрированный пакет обеспечивает эффективное и надежное управление давлением и процессом бурения, снижая вероятность ошибок [4-9].

Управление скважиной играет ключевую роль в обеспечении безопасности в процессе бурения, предотвращая приток воды, газа или углеводородов на поверхность. Потеря контроля над скважиной является серьезной угрозой для нефтегазовой отрасли, с возможными фатальными последствиями, такими как гибель людей, негативное воздействие на окружающую среду и ущерб для репутации компании. Технологии автоматизации в этой области могут значительно снизить риск человеческих ошибок и улучшить стабильность и эффективность процесса управления скважиной, что в конечном итоге приводит к снижению эксплуатационных расходов. Автоматизация управления скважиной способна обнаруживать притоки и реагировать на них намного быстрее и точнее, чем человек, что значительно снижает вероятность возникновения аварийных ситуаций [11-14].

Виды контроля скважин.

Контроль скважин включает в себя как первичный, так и вторичный контроль, обеспечивая надежные механизмы предотвращения выбросов пластовых флюидов на поверхность. Эффективное управление скважиной требует точного обнаружения притока и оперативного закрытия скважины, чтобы минимизировать возможные угрозы для безопасности и окружающей среды [15, 16].

Среда, в которой происходит бурение скважин, является сложной и подверженной непредвиденным событиям, которые могут иметь катастрофические последствия. Эти события могут вызывать у работников стресс и страх, что в свою очередь может привести к ошибкам. Поэтому идентификация и контроль опасностей в такой среде представляют собой сложную задачу.

Учитывая сложность выполняемых задач и ряд проблем, с которыми сталкивается буровая бригада, становится очевидным, что большинство случаев выбросов вызваны человеческим фактором.

Использование автоматизации для снижения риска.

Автоматизация процессов играет ключевую роль в улучшении контроля и практически полном исключении влияния человеческого фактора. Хотя автоматизация не может полностью заменить человеческое вмешательство, она считается эффективным способом повышения общей безопасности и эффективности операций за счет минимизации сбоев в работе и человеческих ошибок.

Отрасли машиностроения, такие как авиация и автомобилестроение, успешно внедрили автоматизацию, чтобы достичь более стабильных результатов и снизить вероятность человеческих ошибок. Применение автоматизации в операциях с высоким риском имеет множество преимуществ и выгод. Уменьшение необходимости в человеческом вмешательстве в процессы автоматизации снижает вероятность ошибок. Кроме того, работники могут сконцентрироваться на других задачах [17, 18].

При буровых работах риск опасностей также высок, и автоматизация может значительно улучшить безопасность и эффективность. Бурильщики, подобно пилотам, работают в сложных условиях, требующих принятия важных решений и точной моторики. Внедрение автоматизации в управлении скважиной делает этот процесс более надежным и последовательным, повышая производительность. Поэтому ожидается, что автоматизация в этой области значительно повысит безопасность и эффективность операций.

В последние два десятилетия отрасль буровых работ сделала значительные шаги в направлении снижения ручных операций и риска для рабочих. Технический прогресс в области пневматического и гидравлического оборудования, а также автоматизированного оборудования привел к снижению рисков и экономии средств. Однако полная автоматизация управления скважиной еще не была полностью внедрена. Разработка автоматизированных систем управления скважиной становится все более актуальной для совершенствования буровых работ и повышения безопасности. Система автоматизированного управления скважиной обеспечивает быструю реакцию на события контроля скважины, что значительно снижает риск для работников и окружающей среды [19, 20].

Автоматизированная система управления скважиной не только обеспечивает быструю реакцию на события контроля скважины, но и значительно снижает влияние человеческого фактора на операции на скважине.

Важно отметить, что автоматизация управления скважиной не заменяет роль бурильщиков, а помогает им выполнять свои обязанности более эффективно и безопасно. Человек всегда остается ответственным за операцию и имеет возможность контролировать процесс, в том числе прерывать автоматизированную последовательность действий в случае необходимости [21-25].

Использование автоматизации в управлении скважиной имеет потенциал не только повысить безопасность и эффективность, но и улучшить производительность и вероятность достижения целей, особенно в случае сложных скважинных операций.

Список использованных источников:

1. Семенов В.А. Автоматизация процессов бурения нефтяных скважин // Нефтегазовое дело. - 2018. - Т. 12, № 3. - С. 45-52.
2. Петров И.В. Автоматизация управления скважинами: опыт применения и перспективы развития // Нефтегазовая геология, геофизика и разработка месторождений. - 2021. - Т. 17, № 2. - С. 63-70.
3. Гусев Е.А. Эффективность автоматизированных систем управления скважинами в условиях нефтегазовой промышленности // Журнал "Нефтяное хозяйство". - 2022. - Вып. 4. - С. 22-29.
4. Опыт применения российского комплекса LWD при изменении механической скорости бурения скважин / А. Ю. Давыдов, Р. В. Вафин, И. А. Яхина, И. А. Давыдов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2023. - № 9(369). - С. 36-40. - DOI 10.33285/0130-3872-2023-9(369)-36-40.
5. Расчет параметров амортизатора крутильных колебаний штанговой колонны винтовой насосной установки / А. Ю. Давыдов, Р. В. Вафин, Э. М. Альмухаметова, И. А. Давыдов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. - 2023. - № 5(137). - С. 24-28. - DOI 10.33285/1999-6934-2023-5(137)-24-28.
6. Давыдов А. Ю. Применение управляющих экспертных систем для мониторинга работы винтовых насосных установок с поверхностным приводом / А. Ю. Давыдов, Э. Ф. Велиев, И. А. Давыдов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. - 2023. - № 6(138). - С. 5-9. - DOI 10.33285/1999-6934-2023-6(138)-5-9.
7. Винтовой забойный двигатель с интегрированной телеметрической системой / А. Ю. Давыдов, И. А. Яхина, М. Я. Хабибуллин, И. А. Давыдов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2020. - № 11 (335). - С. 30-34. - DOI 10.33285/0130-3872-2020-11(335)-30-34.
8. Давыдов А. Ю. Строительство скважин с применением наддолотных модулей / А. Ю. Давыдов, И. А. Яхина, Л. М. Зарипова // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2020. - № 2 (326). - С. 16-19. - DOI 10.33285/0130-3872-2020-2(326)-16-19.
9. Бурение скважин на азрированной нефти с применением отечественных забойных телеметрических систем / А. Ю. Давыдов, М. С. Габдрахимов, М. Я. Хабибуллин, Р. И. Сулейманов, Л. М. Зарипова // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. - 2017. - № 6. - С. 69-73.
10. Давыдов А. Ю. Оценка влияния крутильных колебаний штанговой колонны на работу винтовой насосной установки: специальность 05.02.13 "Машины, агрегаты и процессы (по отраслям)": диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Давыдов Александр Юрьевич. - Уфа, 2002. - 125 с.
11. Давыдов А. Ю. Исследования динамики работы скважинного оборудования винтовых насосных установок с поверхностным приводом: монография / А. Ю. Давыдов. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. - 106 с.
12. Давыдов А. Ю. Подбор оптимальных режимов работы винтовых насосных установок с поверхностным приводом с помощью управляющих экспертных систем / А. Ю. Давыдов, А. А. Никифоров, М. С. Габдрахимов // Территория Нефтегаз. - 2015. - № 10. - С. 76-79.
13. Davydov A. Yu. Monitoring of the operation of surface-driven screw pumping units using expert control systems / A. Yu. Davydov // Journal of Physics: Conference Series. - 2019. - Vol. 1333. - № 4. - Номер статьи 042005. - DOI: 10.1088/1742-6596/1333/4/042005.
14. Davydov A. Yu. Bit measuring systems / A. Yu. Davydov, I. A. Yakhina // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science (International Conference on Innovations and Prospects of Development of Mining Machinery and Electrical Engineering 2019, IPDME 2019). - 2019. - Vol. 378. - № 1. - Номер статьи 012078. - DOI: 10.1088/1755-1315/378/1/012078.
15. Davydov A. Y. Experience in using the Russian LWD complex for well drilling / A. Y. Davydov, I. A. Yakhina // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. - 2020. - Vol. 952. - № 1. - Номер статьи 012041. - DOI: 10.1088/1757-899X/952/1/012041.

16. Davydov A.Y. Downhole screw motor with integrated telemetry system / A. Y. Davydov, I. A. Yakhina // *Journal of Physics: Conference Series*. – 2021. – Vol. 1753. – № 1. – Номер статьи 012070. – DOI: 10.1088/1742-6596/1753/1/012070.
17. Davydov A. Yu. Utilization of expert systems for screw pump sets with surface drive management / A. Yu. Davydov (Yurievich, Davydov Alexander) // *Advances in Engineering Research (AER) (International conference "Actual issues of mechanical engineering" (AIME 2018))*. – 2018. – Vol. 157. – Pp. 129-133.
18. Современные методы очистки от асфальтосмолопарафиновых отложений / Л. М. Зарипова, М. С. Габдрахимов, Р. И. Сулейманов, М. Л. Галимуллин, А. Ю. Давыдов, Р. Г. Хабибуллина, А. К. Зарипов, Т. З. Ганиев // *Sciences of Europe*. – 2017. – № 19. – С. 58-60.
19. Опытные-промышленные исследования тиксотропной деструкции парафинистой нефти в промысловом трубопроводе / М. Д. Валеев, А. К. Зарипов, А. Ю. Давыдов, Л. М. Зарипова // *Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса*. – 2016. – № 6. – С. 32-35.
20. Давыдов А. Ю. Управление режимами работы установки винтового насоса с поверхностным приводом / А. Ю. Давыдов, А. А. Никифоров, М. С. Габдрахимов // *Современные технологии в нефтегазовом деле – 2014: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. К. Т. Тынчеров*. – Уфа: Аркаим, 2014. – Т. 1. – С. 332-335.
21. Давыдов А. Ю. Насос буровой УНБ-600 с усовершенствованным корпусом / А. Ю. Давыдов, И. И. Шарифуллин // *Сборник научных трудов 43-й международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском: в 2-х т. / отв. ред. В. Ш. Мухаметшин*. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 35-38.
22. Повышение эффективности работы гидрораспределителя гидропривода ШГН / Р. И. Сулейманов, М. Я. Хабибуллин, В. А. Петров, А. Ю. Давыдов, О. В. Давыдова // *Современные технологии в нефтегазовом деле – 2017: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В. Ш. Мухаметшин*. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – Т. 1. – С. 392-395.
23. Давыдов А. Ю. Усовершенствование сепаратора CPF-V-2010 / А. Ю. Давыдов, Г. Р. Низаева // *Сборник научных трудов 43-й международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском: в 2-х т. / отв. ред. В. Ш. Мухаметшин*. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 33-35.
24. Анализ надёжности установок погружных центробежных насосов в нефтегазодобывающих компаниях / М. Я. Хабибуллин, А. Г. Гилаев, Л. З. Самигуллина, Р. И. Сулейманов, А. Ю. Давыдов, Э. Р. Васильева // *Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов*. – 2021. – № 1(129). – С. 18-27. – DOI 10.17122/ntj-oil-2021-1-18-27.
25. Давыдов А.Ю. Применение наддолотного модуля при бурении скважин / А.Ю. Давыдов, И.А. Яхина // *Современные технологии в нефтегазовом деле – 2019: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / коллектив авторов*. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2019. – Т. 1. – С. 319-325.

UDC

THE USE OF MI FOR THE REPAIR AND RESTORATION OF EMERGENCY IDLE WELLS

Kheyraadi Qezale

*(Department of Oil Mechanics of Azerbaijan State Oil and Industry University,
Azerbaijan, Baku)*

Abstract: In the economy of the oil and gas industry, along with an increase in oil and gas production, today the commissioning of wells that are idle for various reasons through workover is

more profitable since it is much more efficient and less expensive than in comparison with the construction of new wells. Workover of an inactive oil and gas well can be implemented by using stationary and mobile drilling rigs. It is known that the efficiency of opening productive deposits, in terms of maintaining their reservoir properties, depends on the geological and physical characteristics of the deposit, the physical and chemical properties of reservoir fluids, the characteristics and indicators of the technology used at all stages of well construction (properties of drilling, cementing and special solutions, values and limits of change of bottomhole differential pressures along the wellbore during drilling and cementing, the degree of perfection of the hydraulic connection between the formations and the wellbore, etc.). In this regard, the purpose of the applied and developed technologies is to reduce or eliminate the negative impact of the main factors on the reservoir properties of productive formations and maintain the potential productivity of wells.

Key words: mobile drilling rigs, well pressure drop, breaking force, contact area, currying capacity

Introduction. Currently, drilling of oil and gas wells, their recovery and overhaul are mainly carried out by mobile units. This is due to the fact that the construction and dismantling of wellhead equipment takes a lot of money and time.

One of the complications that reduce the efficiency of putting wells successfully drilled to the design depth into operation is based on the results of its construction. Preservation of the natural permeability of productive formations in the technological processes of well construction, from initial opening to its workover, is still an urgent problem, despite the urgent need to solve this problem, since well productivity directly depends on it.

An analysis of the state of work in the field of maintaining the potential productivity of reservoirs shows that in most cases the currently used methods of drilling and pumping wells do not provide effective protection of oil and gas reservoirs from deterioration of their reservoir properties.

The change in the filtration characteristics of a productive formation during the construction, operation or repair of a well occurs within the area of the formation adjacent to the wellbore - the bottomhole formation zone (BFZ). It is known that a decrease in the filtration properties of the BFZ occurs due to the introduction of process fluids and mechanical impurities into the pore space of the filtrate during drilling, cementing, and perforation. Therefore, starting from the opening of a productive formation by drilling and at all stages of construction, development and operation of wells, it is necessary to maintain or restore the natural permeability of the BFZ.

A change in the filtration properties near the well space is the cause of the manifestation of a pressure drop, which can contribute to the sticking of the drilling tool in the process of drilling. This phenomenon is one of the undesirable results that significantly reduces the efficiency of the wellbore construction.

Formulation of the problem. It is known that in drilling overhauling and recovery process of oil and gas wells, sticking or jamming of the drilling tool on the surface of the well bore walls occurs (Fig. 1).

Therefore, when choosing a mobile installation, it is necessary to take into account the pace when capturing the column tubes in order to release it. Naturally, this load does not exceed the maximum allowable for the selected installation. During drilling and workover of wells, when drilling tool, release relevant in many cases this occurs under the action of a drop between hydrostatic and reservoir pressures under the following conditions (Fig. 1):

- the hydrostatic pressure of the drilling fluid exceeds the formation pressure by a certain amount;
- the drill string is in contact with the wall of the well borehole;
- the wellbore wall consists of highly permeable rocks;
- the drill string for some reason remains without movement for more than 10-15 minutes.

Solution of the problem. Therefore, calculating the breakout force when gripping the drilling tool requiring differential pressure and determining its values with a high probability of being able to select the appropriate mobile drilling rig without complications.

These forces are determined by the following formula:

$$F = F_1 + \Delta P S \xi \quad (1)$$

where: F_1 - is the weight part of the drilling tool determined by the formula:

$$F_1 = Lq \left(1 - \frac{\gamma_H}{\gamma_M} \right) \quad (2)$$

γ_H - mud specific gravity;

γ_M - specific gravity of drill tube metal;

q - weight running meter of drill pipe, kg/m;

L - length of the free part of the drill string, m;

ΔP - differential pressure between the well and formation, kg/cm²;

S - area of the contact surface of the stuck part of the drilling tool, cm²;

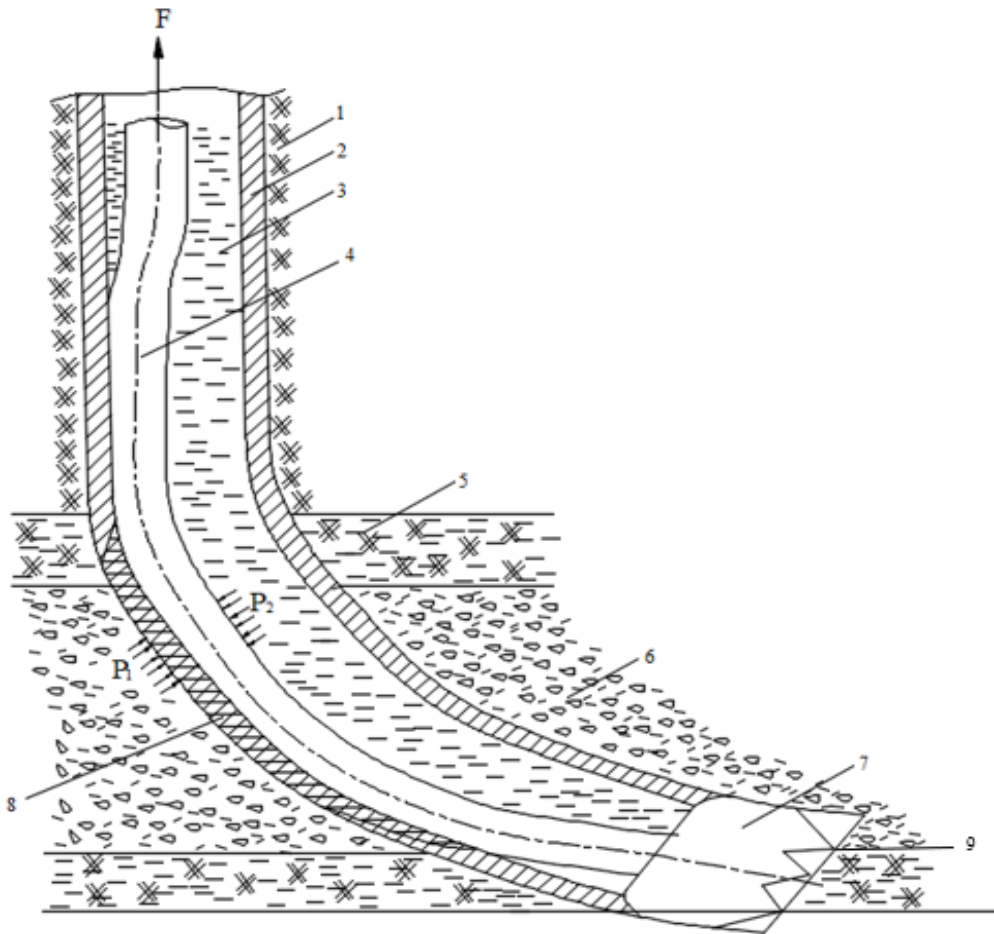


Figure 1. Scheme of sticking the BHA under the action of differential pressure:
1-wellbore; 2-clay cake; 3-drilling fluid; 4-drill string; 5-clay horizon; 6-sandy permeable horizon; 7-chisel; 8-contact surface of the stuck part of the BHA

ε - drag coefficient between metal and drilling fluid on the borehole wall. According to experimental data $\varepsilon = 0,1$.

According to studies [1,2,3,4], the pressure drop (oppressive pressure) is determined by the formula:

$$\Delta P = \frac{P_{r.c} - P_{p.l}}{1 + \frac{0.3 D / K_f}{h / K_c}} \quad (3)$$

where, $P_{r.c}$ - drilling mud hydrostatic pressure, kg/cm²;

$$P_{r.c} = \frac{N \gamma_H}{10}$$

$P_{p.l}$ - undisturbed formation pressure, kg/cm^2 :

$$P_{p.l} = \frac{1,03 H}{10}$$

H - depth of the permeable horizon, m:

D - wellbore diameter, mm:

H - mudcake thickness, mm;

K_f and K_c rock and mudcake permeability according to [6,7,8].

$K_f = 30 ml$ and $K_c = 20 ml$

To determine the surface area of the contact of the stuck drill string with the borehole wall, we will use the calculation scheme shown in Fig 2. will be used.

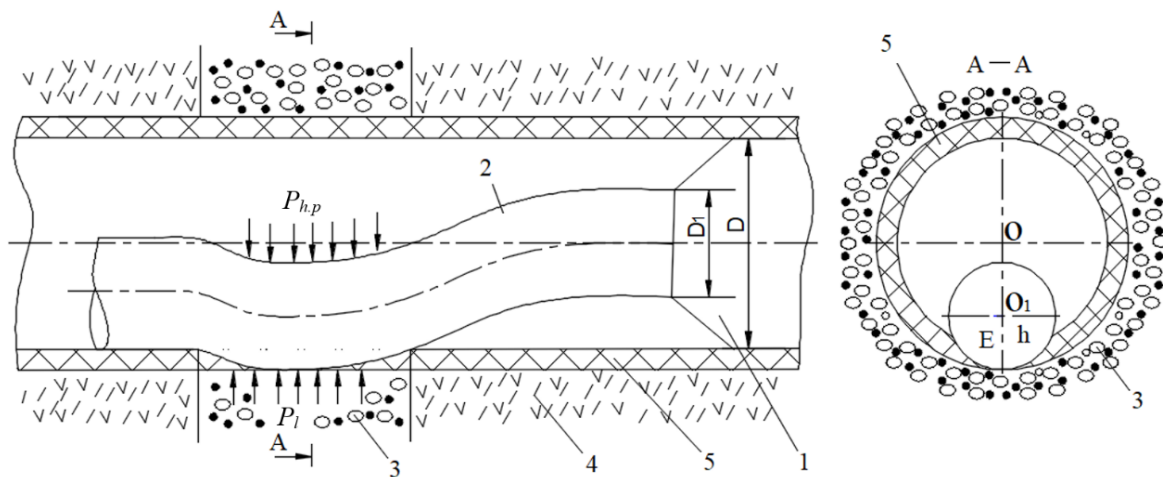


Figure 2. Calculation scheme for determining the contact surface of a stuck drill string with the borehole wall:

1 - drilling bit; 2-drill string; 3- highly permeable rocks; 4 - clay rocks; 5 - clay cake.

The results of the calculation of stress separation of the gripping mechanism under the action of pressure drop on various layouts of the low-drill string and brands of mobile drilling rigs are presented on table 1.

Table 1.

Well design	Drill tool layout	Solution density, g/cm^3	Peel thickness, mm	The length of the free part of the tool, m	Length of the stuck part of the tool, m	Force required to release the tool, kN	Rig brands	Manufacturer	Maximum load capacity, kN
Technical column d299 mm (2000-3000)	Bit – $\varnothing 190$ mm-УБТ- $\varnothing 146$ mm (100m)						МБУ-180	КМЗ	1800
							МБУ-180	000 idel neftmash	1800
								000 Lukoil	

m	) Drilling Pipes – Ø114 mm (2000- 3400 m) d127 mm (0- 2000 m)	1,70	4,0	3400	5,0	1210	МБУ- 160 (PRI- 700)	kaliningradm orneft	1600
Techni- cal column d324 mm (0- 3000)	Bit – Ø295 mm- УБТ- Ø245 mm (100 m) Drilling Pipes – Ø127 mm (0- 3400 m)	1,70	4,0	3400	5,0	1350	МБУ- 160	КМЗ	1600
							Uralm ash 3800/2 00 ДЗР- М	Uralmash	2000
							ТД160 CAA7	Generation	1800
Techni- cal column d299 mm (0- 3000)	Bit – Ø269 mm - УБТ- Ø178 mm (100m) Drilling Pipes – Ø127 mm (0- 3400 m)	1,70	4,0	3400	5,0	1110	ТД200 Сд АТ	Generation	2000

We accept that the drill string 2 lies on an elastic foundation (on the well wall) against the permeable horizon 3, which is affected by the force from the pressure difference ($\Delta P \cdot S$).

Under the action of pressure drop (ΔP), the drill string 2 in the middle of the grip zone deforms the mud cake throughout its thickness. As a result, a cone-shaped surface is formed between the gripping part of the drill string and the borehole wall. Due to the small value of the crust deformation, the surface area of the engagement of the gripping part of the drill string with the borehole wall can be determined by the under shown formula:

$$S = \frac{\pi bl}{2} \quad (4)$$

Where: b - width of contact between the body of the drill string and the borehole wall surface, cm;

l - length of the stuck part of the drilling tool, cm;

To determine the value of “ b ”, the calculation scheme shown in Fig 2. is used:

According to [6,7,8], the borehole radius “ R ” and the radius of the stuck drill string “ r ” are expressed by the formulas:

$$R = \frac{b^2 + 4EC^2}{8EC} \quad (5)$$

$$r = \frac{b^2 + 4(EC+h)^2}{8(EC+h)} \quad (6)$$

b - the value of the contact width of the stuck part of the drill string with the borehole wall surface is determined by the formula

$$b = 2 \sqrt{\frac{2Rrh}{R-r}} \quad (7)$$



Figure 3. Mobile drilling installation XJ1000

Thus, after combining formulas (1), (2), (3), (4) and (7), the tearing force to release the stuck drilling tool will be expressed by the formula:

$$F = Lq \left(1 - \frac{\gamma_H}{\gamma_M}\right) + \frac{0,2(P_{r.c} - P_{p.l})l}{1 + \frac{0,6 R K_c}{h K_f}} \cdot \sqrt{\frac{2Rrh}{R-r}} \quad (8)$$

According to geophysical data, high-thickness high-permeability horizons, where the drilling tool jams under the action of a pressure drop of no more than 5 meters.

The table shows the results of calculating the breaking force of a tool stuck under the action of a pressure drop for various bottomhole layouts and brands of mobile drilling rigs, the lifting capacities of which make it possible to release the tool in case it is stuck from a pressure drop (fig. 3).

Results and conclusions. When drilling oil and gas wells, the maximum load on the drilling rig occurs in the case of the release of a drilling tool stuck under the action of a pressure drop.

The results of calculating the breaking force of a tool stuck under the action of a differential with various bottomhole layouts and brands of mobile drilling rigs showed that modern mobile drilling rigs make it possible to drill and repair oil and gas wells with a design depth of up to 5000 m.

In case of sticking of the drill string, its release without any complications is possible if the contact length with the rock is not more than 5 m.

References:

- [1] Dedkov V.K., Yurikov N.K., 2014. Application of systematic analysis in enterprise management. *Reliability and quality of complex systems*, 4(8): pp. 54-60.
- [2] Grigoriyev M.N., Uvarov S.S., Dolgov A.P., 2020. Logistics. *Yurayt, Moscow*: 1-472.
- [3] Lifting device AM 14/40.2010.CONFIND. <https://www.confind.ro/> (access: 10.12.2021).
- [4] Plotnikov S.A., Semenov D.M., Fradkov A.L., 2021. Mathematical modeling of control systems. *ITMO University*: pp. 193.
- [5] Rig for repair and exploration of oil and gas wells, 2012. <https://www.frunre.com.ua> (access: 10.12.2021).
- [6] Robotnov V.N., 1998. Mechanics of deformable solids. *Nauka*: pp. 711.
- [7] Sichuan Kunlun Petroleum Equipment Manufacturing Co., Ltd. <https://www.kpem.com.cn> (access: 10.12.2021)
- [8] Taha K.A. 2016. Operations research. Williams, London, UK: pp. 912.
- [9] Tinajin DFXK Petroleum Machinery Co., Ltd. <http://ru.dfxk.com/> (access: 10.12.2021).
- [10] Khanmurzin, I. I., 1997. Drilling to the upper mantle. *Nedra Moscow*: pp. 248.

УДК 622

ОСВОЕНИЯ РЕСУРСОВ ГЛУБОКОВОДНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ПОДВОДНЫМ РАСПОЛОЖЕНИЕМ УСТЬЯ СКВАЖИН

Хейрабади Газаля Сабир кызы

Азербайджанский Государственный Университет Нефти и Промышленности

Резюме: Бурение скважин с подводных манифольдов позволяет осуществлять разработку месторождений глубоких участков моря и океанов с применением технологии подводной разработки. На каждые две скважины подводного манифольда устанавливается один подводный распределительный узел (ПРУ).

Ключевые слова: колонны, ствол скважины, скважины, бурильная труба.

UDC 622

DEVELOPMENT OF RESOURCES IN DEEP-WATER FIELDS WITH UNDERWATER WELLHEAD LOCATION

Kheyrabadi Gazala

Azerbaijan State Oil and Industry University

Abstract: Drilling wells from underwater manifolds allows for the development of fields in deep seas and oceans using subsea development technology. For every two subsea manifold wells, one subsea distribution unit is installed.

Key words: columns, wellbore, wells, drill pipe.

Бурение скважин с подводных манифольдов позволяет осуществлять разработку месторождений глубоких участков моря и океанов с применением технологии подводной разработки. На каждые две скважины подводного манифольда устанавливается один подводный распределительный узел (ПРУ).

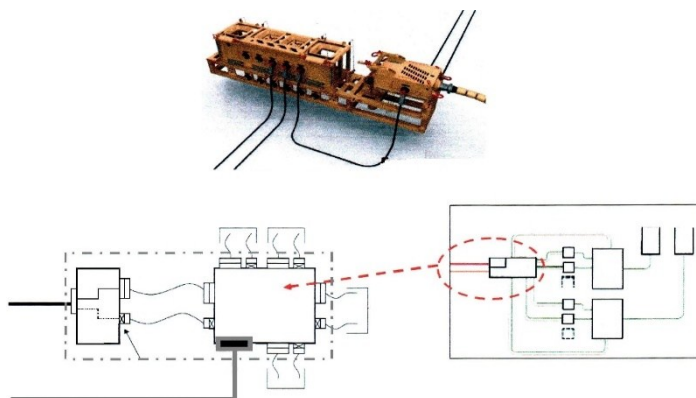


**Рис.1. Общий вид распределительной системы (ПРУ)
подводных добывающих скважин**

Основной функцией этого подводного распределительного узла является обеспечение безопасности условия работы и регулировка распределения в системе подводной добычи. Подводно - распределительный узел имеет гибкое шланговое соединение с платформой и выполняет функции распределения гидравлической жидкости, подачи мулти этилен-гликоля и других видов химических реагентов.

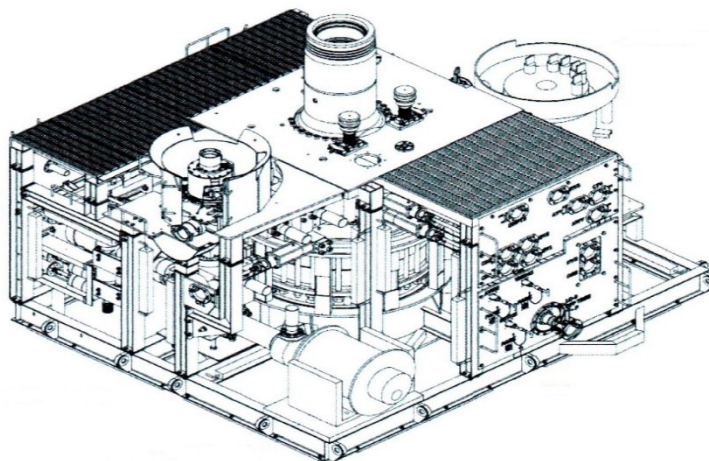


**Рис.2. Общий вид горизонтальной фонтанной арматуры
подводных добывающих скважин.**

На устье всех подводных добывающих скважин устанавливаются горизонтальные или же вертикальные фонтанные арматуры с рабочим давлением 15 000 psi или же 1050 атм. Эти фонтанные арматуры отвечают требованиям глобальных стандартов и обычно применяется тип ТПЛ-4 с возможностью подвески и герметизации 7” насосно-компрессорных труб. Фонтанные арматуры соединяются с регуляторами выкидных линий и системой управления подводной добычи.

Регулятор выкидных линий и система управления подводной добычи создает условия для разобщения выкидных линий в случае расширения подводных трубопроводов, ее смещение доходит до (± 2 м) в результате вибрации.

Производятся расчеты по безопасному управлению системой, для чего создаются дополнительные соединения тройника на подводном трубопроводе, трехстороннее соединение между задвижками и трубопроводом,

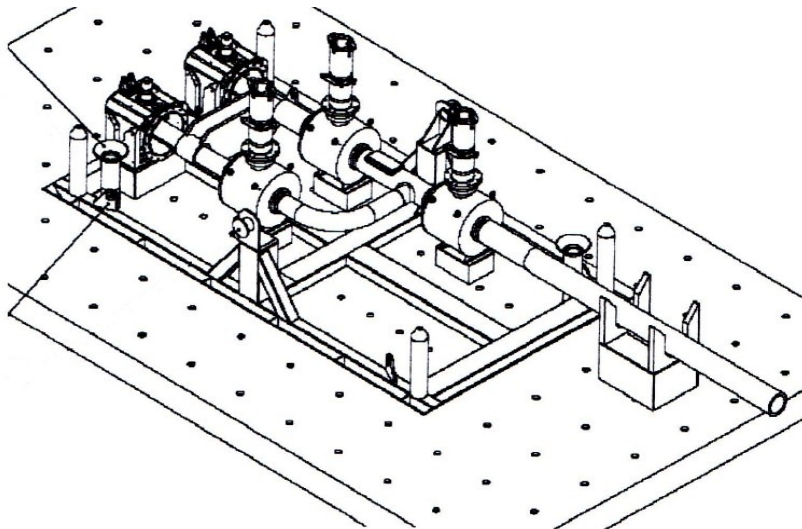


**Рис.3. Общий вид распределителя выкидных линий
подводных добывающих скважин.**

определяются метод и способ установки фундамента и его весовые характеристики , разрабатываются мероприятия против гидратообразования (мульти этилен-гликоля - МЭГ), рассчитываются длина и устойчивость трубопровода.

Соединение трубных стыков и установка их на дне моря с помощью крановых барж при монтаже распределительного узла выкидных линий подводных добывающих скважин принимается наиболее эффективным методом (предпочитается способ их установки без помощи водолазов), то есть считается целесообразным применение соединения типа UCON-H, которое соответствует международным стандартам.

Таким образом, добываемый продукт передается распределительному узлу и для организации ее перекачки по экспортному подводному трубопроводу подается на производственную платформу для очистки и подготовки к транспорту.

Для упрощения процессов очистки, подготовки к транспорту и экспорту нефти, газа и конденсата проводятся отдельные трубопроводы и все эти трубопроводы оснащаются специальной электронагревательной системой, а также в системе функционируют отдельные трубопроводы для передачи химических реагентов. В случае повышения давления на устье подводных добывающих скважин и запланированной профилактики в связи с простоями и остановками или же в аварийных случаях автоматически включается подводная система по предотвращению (безопасное закрытие скважин, система по предотвращению гидратообразования) аварийных случаев и в считанные секунды предупреждаются негативные аварийные ситуации. Объясняется это тем, что электронагревательная системы подводных трубопроводов и передачи химических реагентов, управляемые с платформы автоматически выключаются и принимаются экстренные меры по предотвращению аварий.

Необходимо отметить что, неотъемлемой частью технологии подводного бурения и разработки месторождений является управление пластовыми водой и песком, а также повышение устьевого давления.

Эту технологию также можно назвать начальной стадией подводной обработки добываемого продукта.

Это технология включает в себя следующие операции:

- повышение давления многофазной системы на устье скважины;

- сеперацию воды;
- закачку воды в пласт;
- подводную компрессию.

Преимущества предложенной технологии заключаются в том что, добываемая вода отделяется от нефти, газа или конденсата под толщей воды моря и ее закачка в пласт осуществляется без дополнительной обработки, тем самым предотвращается загрязнение моря, регулируется процесс пескопроявления. Таким образом экономится энергия пласта, что дает позволяет поддерживать стабильность пластового давления и заметно уменьшается объем работы на платформе.

Неоходимо принять к сведению что, при подводной разработке целесообразным является применение технологии с большим потреблением воды в процентном соотношении.

На нижеприводимом рисунке подробно указано расположение оборудования для подводного бурения и разработки на сложных рельефных участках дна моря и их соединение с платформами. Как видно из схемы, что несмотря на увеличение расстояния между платформой и подводными манифольдами скважин, эффективность применения технологии для подводного бурения и разработки месторождений, располагающихся на глубоких участках воды улучшается.

Список использованных источников

1. Авдеев А.И., Ропяной А.Ю. и др. Строительство горизонтальных скважин в ПО «Нижеволжскнефть» // Нефтяное хозяйство. – 2003. - №9.- с.36-39;
2. Апанович Ю.Г., Яремийчук С. и др. Воздействие на призабойную зону пласта многократными депрессиями //Нефт.хоз. – 2002. – с.28-32;
3. Мурзин Р.Р. Состояние и тенденции развития вопросов изучения и освоения углеводородных ресурсов континентального шельфа в России и в мире. //РАО – 01. «Освоение шельфа арктических морей России». Спб.2001. с.41-44;
4. Булатов А.И., Пеньков А.И., Проселков Ю.М. Справочник по промывке скважин. – М.: Недра, 1984. – 317с.;
5. Ударные воздействия на призабойную зону скважин. –М.: Недра, 1990. -138с.

УДК 622.24.063.2

АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ СМАЗОЧНЫХ ДОБАВОК НА СНИЖЕНИЕ ПРИХВАТООПАСНОСТИ БУРИЛЬНОЙ ТРУБЫ

И.Ф. Хисматуллин

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском,
студент группы ГБз-18-11)*

Р.К. Яруллин

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Аннотация.

Для снижения прихватоопасности в буровой раствор вводят смазочные добавки, уменьшающие коэффициенты прилипания и трения. Цель этой работы - проанализировать влияния различных смазочных добавок на снижение прихватоопасности бурильной трубы и рекомендовать смазочную добавку, которая может гораздо лучше уменьшить прихватоопасности бурильной трубы.

Ключевые слова: Буровой раствор, смазочная добавка, прихватоопасность, бурильная труба.

UDC 622.24.063.2

ANALYSIS OF THE INFLUENCE OF LUBRICANT ADDITIVES ON REDUCING THE STICKING HAZARD OF DRILL PIPE

I.F. Khismatullin

Abstract. To reduce the risk of sticking, lubricating additives are introduced into the drilling fluid to reduce the sticking and friction coefficients. The purpose of this work is to analyze the effects of various lubricant additives on reducing the sticking hazard of drill pipe and recommend a lubricant additive that can significantly better reduce the sticking hazard of drill pipe.

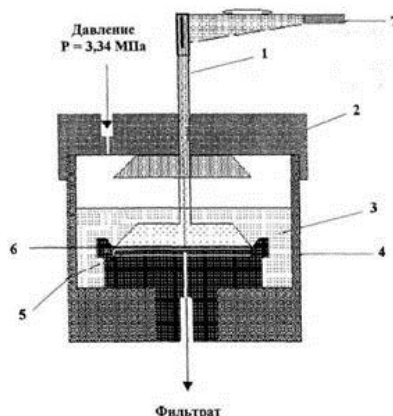
Keywords: Drilling fluid, lubricant additive, sticking hazard, drill pipe.

Прихват бурильных труб является распространенным видом аварии при бурении и происходит в 15% скважин. Во многих случаях его можно предотвратить, принимая меры по улучшению смазывающих и ингибирующих свойств бурового раствора, а также по предотвращению накопления осадка на стенках скважины.

При бурении наклонно-направленных скважин и скважин с горизонтальными участками ствола возникают дополнительные сложности, связанные с повышенными крутящими моментами и площадями контакта между трубой и стенкой скважины. В таких условиях буровой раствор должен обладать повышенными антиприхватными свойствами для предотвращения прихвата инструмента в скважине. Это достигается за счет улучшения смазывающих и ингибирующих свойств раствора, а также применения специальных добавок и технологий при его приготовлении.

Склонность к прихватыванию в настоящей работе определяли с помощью прибора фирмы OFI Testing Equipment Int. (рисунок 1), измеряющего сопротивление движения фильтрационной лепешки под действием перепада давления. Коэффициент прилипания определяется как отношение усилия, необходимого для начала скольжения пластинки, контактирующей с фильтрационной лепешкой под действием перепада давлений, к силе нормального давления.

Суть методики состоит в том, что в рабочую камеру наливают исследуемый буровой раствор, герметично закрывают крышкой и создают давление 3,34 МПа. В течение 10 мин на пористой перегородке формируется глинистая корка. Затем в глинистую корку вдавливают плунжер с усилием = 22-36 кг в течение 2 мин. Оставляют плунжер в прихваченном состоянии на 10 мин, после чего ключом-динамометром измеряют силу срагивания. Рассчитывают коэффициент дифференциального прихвата K_p по формуле: $K_p = P \cdot 0,001$.



1 – Плунжер; 2 – Крышка камеры; 3 – Буровой раствор (ванна);
4 – Корпус камеры; 5 – Перфорированное дно; 6 – Фильтрационная лепешка;
7 – Ключ-динамометр.

Рисунок 1 – Общий вид установки фирмы OFI Testing Equipment Int.

Физический смысл коэффициента дифференциального прихвата заключается в статическом коэффициенте трения глинистой корки (объемный коэффициент прихвата) на единицу площади глинистой корки, которое вызвало бы прихватывание трубы в скважине. Коэффициент дифференциального прихвата (K_p) трубы показывает способность промывочного раствора к формированию глинистой корки и возникновению прихвата.

Обычно строится график зависимости коэффициента прилипания от общего времени контакта пластины с фильтрационной коркой.

В работе для исследования смазочной способности использовался прибор «HP/LubricityTester» фирмы NLBaroid (рисунок 2), модель 212, на котором определялся коэффициент трения ($K_{тр}$) на паре «металл - металл» при нагрузке 1,03 МПа.

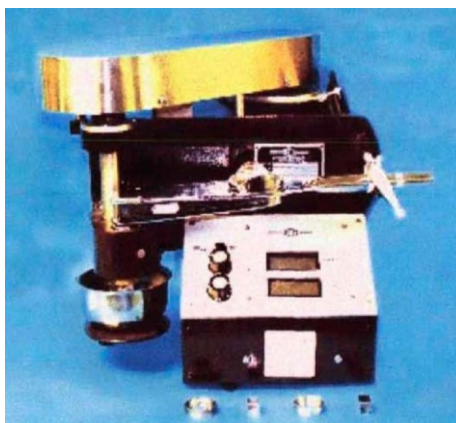


Рисунок 2 – Машина трения фирмы Baroid Mud and Lubricity Tester (США) для испытания смазочных материалов по стандарту Американского Нефтяного института (АНИ).

Состав и основные технологические параметры модельных буровых растворов приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Основные технологические параметры модельных буровых растворов

Буровой раствор	Основные технологические параметры				
	Плотность, ρ , кг/м ³	Условная вязкость, УВ700/500, С	Водоотдача, Φ_{30} , см ³	рН	СНС _{1/10} , дПа
БР-1	1120	22	11,0	9,25	5/10
БР-2	1200	68	10,5	8,40	10/20
БР-3	1400	н/т	10,0	8,90	50/70

Примечание: БР-1 - 8-10 % бентопорошка ПБМВ (ПБМГ) + 0,2 % КМЦ (85/600); БР-2 - 15 % бентопорошка ПБМВ (ПБМГ) + 0,2 % Сайпана + 0,1 % DK- Drill+4 % КС1; БР-3 - 27 % бентопорошка ПБМВ (ПБМГ) + 0,2 % КМЦ (85/600)

Результаты исследования антиприхватных свойств добавок и композиций в водных и минерализованных растворах представлены в таблице 2 и на рисунках 3-5.

Таблица 2 – Эффективность антиприхватного действия смазочных добавок в модельных буровых растворах

№ п.п.	Смазочная добавка	Конц., % масс.	K_p	ДКп, %
1	БР-1	-	0,0213	-
1.2	ФК-1	0,50	0,0195	8,5
		1,00	0,0195	8,5
		2,00	0,0163	23,5
		4,00	0,0087	59,2
1.3	ФК-2000	0,50	0,0195	8,5
		1,00	0,0195	8,5
		2,00	0,0163	23,5

№ п.п.	Смазочная добавка	Конц., % масс.	Кп	ДКп, %
		4,00	0,0100	53,1
1.4	ФК-2000 Плюс	0,50	0,0195	8,5
		1,00	0,0195	8,5
		2,00	0,0163	23,5
		4,00	0,0080	62,4
1.5	Лубри-М	0,50	0,0082	61,5
		1,00	0,0065	69,5
		2,00	0,0065	69,5
		4,00	0,0050	76,5
1.6	AQUA-MAGIC (СИПА)	0,50	0,0089	58,2
		1,00	0,0088	58,7
		2,00	0,0088	58,7
		4,00	0,0087	59,2
2	БР-2	-	0,0438	-
2.2	ФК-1	1,00	0,0416	5,0
		2,00	0,0397	9,4
		4,00	0,0363	17,1
2.3	ФК-2000	1,00	0,0375	14,4
		2,00	0,0300	31,5
		4,00	0,0255	41,8
2.4	ФК-2000 Плюс	1,00	0,0363	17,1
		2,00	0,0250	42,9
		4,00	0,0188	57,1
2.5	Лубри-М	1,00	0,0275	37,2
		2,00	0,0125	71,5
		4,00	0,0075	82,9
2.6	AQUA-MAGIC (СИПА)	1,00	0,0406	7,3
		2,00	0,0385	12,1
		4,00	0,0358	18,3
3	БР-3	-	0,0588	-
3.2	ФК-1	0,50	0,0575	2,2
		1,00	0,0569	3,2
		2,00	0,0550	6,5
		4,00	0,0513	12,8
3.3	ФК-2000	0,50	0,0565	3,9
		1,00	0,0545	7,3
		2,00	0,0531	9,7
		4,00	0,0500	15,0
3.4	ФК-2000 Плюс	0,50	0,0538	8,5
		1,00	0,0475	19,2
		2,00	0,0463	21,3
		4,00	0,0445	24,3
3.5	Лубри-М	0,50	0,0575	2,2
		1,00	0,0469	20,2
		2,00	0,0350	40,5
		4,00	0,0335	43,0
3.6	AQUA-MAGIC (СИПА)	0,50	0,0538	8,5
		1,00	0,0485	17,5
		2,00	0,0480	18,4
		4,00	0,0475	19,2

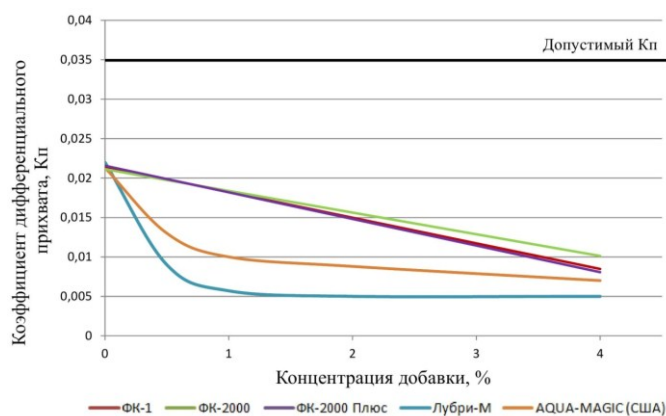


Рисунок 3 – Эффективность противоприхватного действия смазочных добавок в буровом растворе БР-1 $\rho = 1120 \text{ кг/м}^3$.

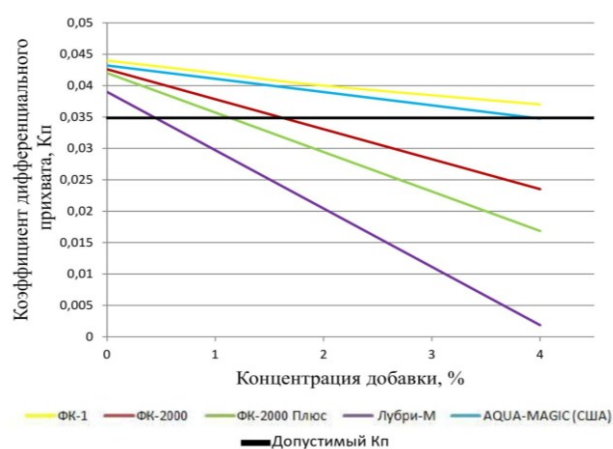


Рисунок 4 – Эффективность противоприхватного действия смазочных добавок в буровом растворе БР-2 $\rho = 1200 \text{ кг/м}^3$

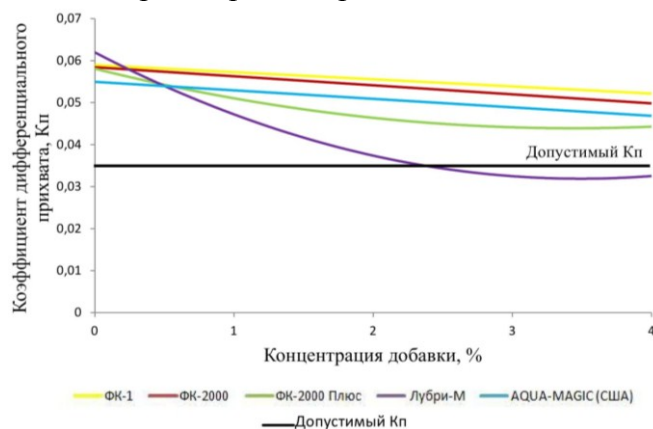


Рисунок 5 – Эффективность противоприхватного действия смазочных добавок в буровом растворе БР-3 $\rho = 1400 \text{ кг/м}^3$

Однако, эффективность антиприхватного действия при одинаковой концентрации добавки в различных буровых растворах разная, так для БР- 1 АКп составляет 69,5 % и 76,5 % для 2,0 % и 4,0 % концентрации добавки соответственно, а для БР-3 40,5 % и 43,0 %. По-видимому, это связано с сорбированием смазочной добавки на частицах твердой фазы и толщиной образующейся фильтрационной корки. Поэтому для более эффективного снижения противоприхватного действия необходимо увеличение концентрации смазочных добавок, что

согласуется с дополнительно проведенными исследованиями, представленными в таблицах 3 и на рисунке 6, из результатов которых можно сделать вывод, что коэффициент увеличивается с увеличением плотности.

Таблица 3 – Эффективность антиприхватного действия смазочной добавки Лубри-М в буровых растворах различной плотности

№ п.п.	Буровой раствор	Концентрация, % масс.	Кп	АКп, %
1.	БР* ($\rho = 1060 \text{ кг/м}^3$) + Лубри-М	0	0,0181	-
		1	0,0054	70,17
		2	0,0036	80,11
		4	0,0032	82,32
		6	0,0028	84,53
2.	БР* ($\rho = 1080 \text{ кг/м}^3$) + Лубри-М	0	0,0213	-
		1	0,0081	61,97
		2	0,0065	69,48
		4	0,0054	74,65
		6	0,0055	74,18
3.	БР* ($\rho = 1120 \text{ кг/м}^3$) + Лубри-М	0	0,0315	-
		1	0,0229	27,30
		2	0,0156	50,48
		4	0,0142	54,92
		6	0,0097	69,21
		8	0,0087	72,38
4	БР* ($\rho = 1200 \text{ кг/м}^3$) + Лубри-М	0	0,0403	-
		1	0,0303	24,81
		2	0,0235	41,69
		4	0,0213	47,15
		6	0,0197	51,12
		8	0,0109	72,95
		10	0,0083	79,40
5	БР* ($\rho = 1400 \text{ кг/м}^3$) + Лубри-М	0	0,0588	-
		1	0,0469	20,24
		2	0,0350	40,48
		4	0,0335	43,03
		6	0,0309	47,45
		8	0,0150	74,49
		10	0,0122	79,25
		12	0,0112	80,95

*БР - модельный глинистый буровой раствор (8-23 % ПБМВ + 0,2 %масс. КМЦ 600/85)

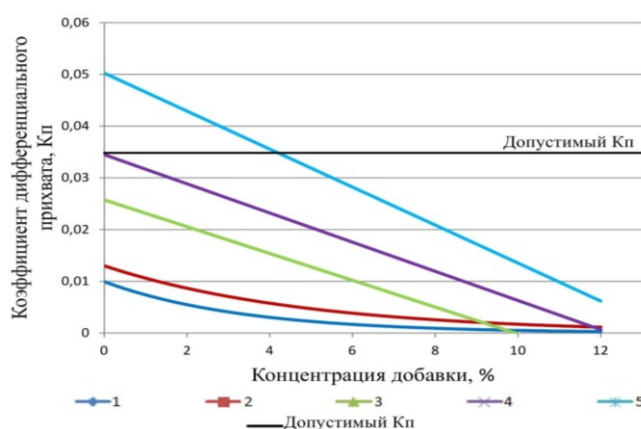


Рисунок 6 – Эффективность противоприхватного действия Лубри-М в глинистых буровых растворах (БР) различной плотности

1. БР $\rho = 1060 \text{ кг/м}^3$; 2. БР $\rho = 1080 \text{ кг/м}^3$; 3. БР $\rho = 1120 \text{ кг/м}^3$; 4. БР $\rho = 1200 \text{ кг/м}^3$; 5. БР $\rho = 1400 \text{ кг/м}^3$

На основе проведенных исследований были сделаны следующие анализы:

- антиприхватные составы серии “Луб” были протестированы на смазочную способность в водных и минерализованных средах по стандарту АНИ.

- было установлено, что смазочные присадки серии “Луб” в концентрации 0.5-2.0% масс. улучшают коэффициент трения на 64.7-85.3%, тогда как образцы импортных смазочных присадок в этих же концентрациях улучшают коэффициент трения на 58.8-88.2%.

- наиболее эффективной в минерализованных растворах с солью NaCl оказалась смазочная присадка “Луб-3”. В концентрации 2% масс., она улучшает коэффициент трения растворов с плотностью 1050-1160 кг/м на 71.4-81.8%.

- в дальнейшем, “Лубри-М” была выбрана в качестве базовой композиции на основе “Луб-3”.

Результаты испытаний показали, что в различных моделях буровых растворов ($\rho = 1076$ -1400 кг/м) эффективность смазочного действия разрабатываемой добавки “Лубри-М” при концентрации 2% масс. составляет 37-88%, а при концентрации 4% масс. - 39-92%, что соответствует лучшим зарубежным аналогам (“DRILL-FREE”) и превосходит отечественные аналоги.

Выводы

1 Установлено что, прихватоопасный интервал находится на глубине от 795м до 2765м. В том же интервале по профилю скважины находится участок интенсивного искривления, увеличивая вероятности прихвата бурильной трубы.

2 Показано что, существуют различные добавки, используемые для снижения прихватоопасности бурильной трубы. Тестируемые антиприхватные добавки в данной работе являются ФК-1, ФК-2000, ФК-2000 плюс, Лубри-М и AQUA-MAGIC.

Рекомендуется вводить добавку в буровой раствор, применяемый при бурении прихватоопасного интервала добавка Лубри-М, так как в различных системах модельных буровых растворов ($\rho = 1076$ -1190 кг/м) эффективность смазочного действия разрабатываемой добавки Лубри-М при концентрации 2 % масс, составляет 37-88 %, при добавке 4 % масс. - 39-92 %, что соответствует лучшим зарубежным аналогам (DRILL-FREE) и превосходит отечественные образцы как ФК-1.

Список использованных источников:

1. Конесев Г. В. Противоизносные и смазочные свойства буровых растворов / Г. В. Конесев, М. П. Мавлютов, А. И. Сливак. – Москва: «Недра», – 1980. – 144 с.

2. Приоритетные направления работ в области разработки и производства антиприхватных добавок для буровых растворов / Ю. Н. Мойса, Н. В. Фролова, К. С. Бармотин, А. М. Бородин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2007. – № 2 - С. 31-35.

3. Современные тенденции развития смазочных добавок в бурении / Ю. Н. Мойса, Н. В. Фролова, К. С. Бармотин, А. М. Бородин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2007. – № 3 – С. 10-14.

УДК 622

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

И. И. Чернышев

(ГБПОУ Октябрьский нефтяной колледж
им. С.И. Кувыкина, студент группы 3Эд2-21)

Аннотация: Изучение современных технологий и инноваций в области бурения скважин, анализ их преимуществ и перспектив для отрасли.

Методы исследования: Обзор научных статей, анализ статистических данных, интервью с экспертами в области нефтегазовой промышленности.

Результаты: Выявление основных тенденций в развитии технологий бурения скважин, определение их влияния на эффективность добычи нефти и газа.

Ключевые слова: бурение скважин, глубина бурения, технология бурения, обсадная колонна, хвостовик, ремонт, буровой раствор.

UDC 622

ADVANCED WELL DRILLING TECHNOLOGIES

I. I. Chernyshev

*(GBPOU Oktyabrsky Petroleum College
them. S.I. Kuvykina, student of group 3Ed2-21)*

Abstract: Study of modern technologies and innovations in the field of well drilling, analysis of their advantages and prospects for the industry.

Research methods: Review of scientific articles, analysis of statistical data, interviews with experts in the oil and gas industry.

Results: Identification of the main trends in the development of well drilling technologies, determination of their impact on the efficiency of oil and gas production.

Keywords: well drilling, drilling depth, drilling technology, casing, liner, repair, drilling fluid.

Введение

Современная нефтегазовая промышленность находится на стыке технических инноваций и стремительного развития технологий. Одним из ключевых направлений в этой отрасли является разработка и применение перспективных технологий бурения скважин. Бурение скважин играет решающую роль в процессе добычи углеводородов, и поэтому постоянное совершенствование технологий в этой области имеет огромное значение.

Цель данного исследования заключается в изучении современных технологий бурения скважин, их преимуществ и потенциала для улучшения эффективности добычи нефти и газа. В рамках данного проекта будут рассмотрены основные тенденции в развитии технологий бурения скважин, а также их влияние на отрасль в целом.

Актуальность данного исследования обусловлена не только стремительным развитием технических средств, но и необходимостью поиска новых подходов к повышению эффективности добычи углеводородов. Понимание и применение перспективных технологий бурения скважин позволят оптимизировать процессы добычи и снизить эксплуатационные расходы.

Сущность технологии

В области бурения нефтяных скважин постоянно разрабатываются и внедряются новые методы и технологии. Некоторые из них включают в себя горизонтальное бурение, гидроразрыв пласта, применение нанотехнологий для улучшения процесса добычи, а также использование автоматизированных систем и роботов для повышения эффективности и безопасности работ. Каждый новый метод направлен на увеличение добычи нефти, снижение затрат и минимизацию воздействия на окружающую среду.

Бурение скважин на обсадной колонне и хвостовике – это технология бурения, при которой используется специальное оборудование для прокладки скважины и защиты стенок от обвала. Обсадная колонна – это металлическая труба, которая опускается в скважину после бурения для поддержания ее стабильности и предотвращения обвала стенок. Хвостовик – это

часть обсадной колонны, которая соединяется с буровым инструментом и передает вращательное движение на дно скважины. Этот элемент играет важную роль в процессе бурения, обеспечивая передачу энергии на буровой инструмент. Использование обсадной колонны и хвостовика в процессе бурения скважин позволяет обеспечить безопасность и эффективность работ. Обсадная колонна защищает стенки скважины от обвала и обеспечивает стабильность структуры, а хвостовик обеспечивает передачу энергии и вращательного движения на дно скважины. В рамках исследования "Перспективные технологии бурения скважин" изучение методов бурения на обсадной колонне и хвостовике может помочь понять их преимущества, особенности и потенциал для улучшения процесса добычи углеводородов.

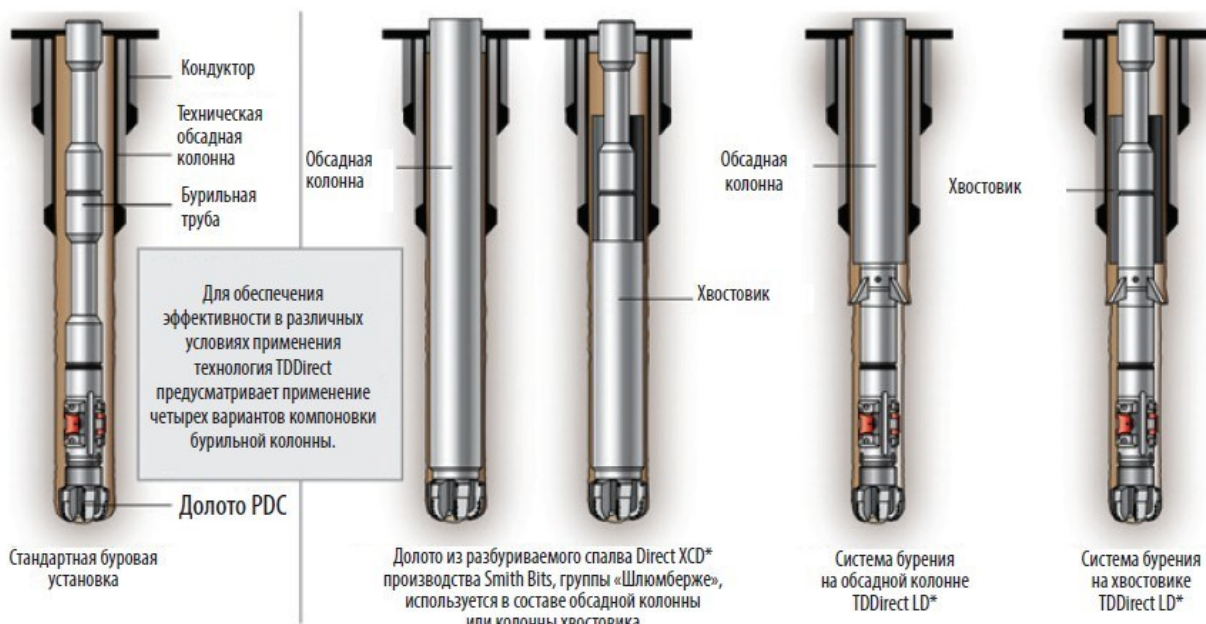


Рис. 1. Пример технологической схемы колонны-хвостовика

1,9 - верхняя и нижняя часть секционной разъединительной пробки; 2 - переводник;
3 - ниппель с резьбой; 4 - уплотнительная манжета; 5 - раструб; 6 - муфта с резьбой;
7 - несущая резьба; 8 - пакер; 10 - обсадные трубы хвостовика.

Плюсы бурения обсадными колоннами:

1. Увеличенная стабильность скважины: Обсадные колонны предоставляют дополнительную поддержку и защиту стенам скважины от обрушений и разрушений.
2. Защита от просачивания: Обсадные колонны помогают предотвратить просачивание нефти, газа или других вредных веществ в окружающую среду.
3. Улучшенный контроль давления: Благодаря обсадным колоннам можно лучше контролировать давление в скважине, что повышает безопасность и эффективность процесса бурения.
4. Улучшенная циркуляция бурового раствора: Обсадные колонны позволяют эффективно циркулировать буровой раствор по всей скважине, что способствует удалению вынесенного породного материала.

Минусы бурения обсадными колоннами:

1. Высокие затраты: Бурение с использованием обсадных колонн требует дополнительных материалов и оборудования, что увеличивает затраты на процесс бурения.
2. Ограничение скорости бурения: Использование обсадных колонн может ограничить скорость бурения из-за необходимости установки каждой новой секции обсадной колонны перед продолжением работ.
3. Сложность ремонта: В случае повреждения или поломки обсадной колонны может потребоваться сложный и дорогостоящий процесс ее замены или ремонта.
4. Ограниченная глубина бурения: Бурение с использованием обсадных колонн имеет ограничения по глубине, так как длина обсадной колонны ограничена.

Плюсы бурения с хвостовиком:

1. Увеличенная скорость бурения: Бурение с хвостовиком позволяет ускорить процесс, так как нет необходимости устанавливать каждую новую секцию обсадной колонны.
2. Снижение затрат: Бурение с хвостовиком может быть более экономически эффективным, так как требуется меньше материалов и времени на установку обсадных колонн.
3. Большая гибкость: Бурение с хвостовиком позволяет более гибко реагировать на изменения в геологических условиях и корректировать процесс бурения.
4. Увеличенная глубина бурения: Бурение с хвостовиком может достичь большей глубины, так как нет ограничений длины обсадной колонны.

Минусы бурения с хвостовиком:

1. Уменьшенная стабильность скважины: Отсутствие обсадных колонн может увеличить риск обрушений или разрушений стен скважины.
2. Усложненный контроль давления: Без обсадных колонн сложнее контролировать давление в скважине, что может повлечь за собой опасности и проблемы.
3. Потенциальное просачивание: Отсутствие обсадных колонн может увеличить риск просачивания нефти, газа или других вредных веществ в окружающую среду.
4. Ограниченная защита от материала горных пород: Без обсадных колонн может быть сложнее эффективно удалить вынесенный материал горных пород из скважины.

Пример

В 2018 г. впервые в России было применено бурение на обсадной колонне с извлекаемой компоновкой – TDDirect CD*. Данная технология компании «Шлюмберже» не имеет аналогов и является настоящей «rocketscience» в бурении. Ее идея очень схожа с рассмотренным ранее патентом, только вместо долота здесь на конце обсадной колонны находится полноценная извлекаемая компоновка низа бурильной колонны (КНБК), которая позволяет производить наклонно-направленное бурение. Ее крепление в колонне происходит при помощи замка-фиксатора (DLA) (рисунок 2). Он обеспечивает герметизацию и соединение компоновки нижней части бурильной колонны с обсадной колонной с помощью трехосевой фиксации. Замок-фиксатор DLA может быть отсоединен на любом этапе процесса бурения для извлечения КНБК.



Рис. 2. Компоновкой TDDirect CD

Заключение

Бурение обсадными колоннами и с хвостовиком является эффективной и безопасной технологией для разработки скважин. Она позволяет достичь больших глубин, обеспечивает стабильность стенок скважины и используется в нефтегазовой промышленности по всему миру.

Развитие этой технологии продолжается, с целью повышения эффективности и безопасности процесса бурения скважин.

Список использованных источников

1. Вадецкий Ю.В. Бурение нефтяных и газовых скважин. Учебник для нач. проф. образования. – М.: Издательский центр «Академия», 2003. – 352 с.
2. Селин Алексей. Статья на тему «Разновидности технологий бурения».
3. Фаткулин С.А. Заместитель генерального директора по бурению/журнал бурение и нефть тема: «Второе дыхание» технология бурения на обсадной колонне.

Научный руководитель: Зиятдинов Ильнур Газинурович

УДК 622.243.272.8.

КОМПЛЕКС НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ «TARGET»

В.В. Чулаков

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО
УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр.ГБЗ18-11)*

Т.Д. Дихтярь

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО
УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)*

Аннотация В статье рассмотрена эффективность применения телеметрических систем при бурении наклонно-направленных и горизонтальных скважин. Одной из современных и эффективных телеметрических систем является комплекс направленного бурения «TARGET» с использованием электромагнитного канала связи. Применение комплекса в процессе бурения забойным винтовым двигателем позволяет контролировать и оперативно управлять траекторией ствола наклонно-направленных и горизонтальных скважин, а также регистрировать фон естественного гамма-излучения горных пород.

Ключевые слова

Телеметрическая система, электромагнитный канал, наклонно-направленная скважина, инклинометр, гамма-каротаж (ГК).

UDC 622.243.272.8.

DIRECTIONAL DRILLING COMPLEX «TARGET»

V.V. Chulakov

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum
Technological University,
In the City of Oktyabrsky
student gr. GBZ18-11)*

T.D. Dikhtyar

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum
Technological University,
In the City of Oktyabrsky
assistant professor)*

Abstract The article examines the effectiveness of using telemetry systems when drilling directional and horizontal wells. One of the modern and effective telemetry systems is the TARGET directional drilling complex using an electromagnetic communication channel. The use of the complex in the process of drilling with a downhole screw motor allows you to monitor and quickly manage the trajectory of the bore of directional and horizontal wells, as well as record the background of natural gamma radiation of rocks.

Keywords

Telemetry system, electromagnetic channel, directional well, inclinometer, gamma ray logging (GK).

Для эффективного управления процессом бурения скважин необходимо знание фактических режимов бурения, параметров траектории ранее проведенного ствола и прогноз траектории вновь проводимой части ствола на забое скважины, технологических параметров в призабойной зоне для предупреждения аварийных ситуаций [3].

Применение комплекса направленного бурения «TARGET» позволяет измерять инклинометрические и геофизические параметры, которые передаются на поверхность для дальнейшей обработки с помощью электрического разделителя через беспроводной электромагнитный канал связи.

Комплекс направленного бурения включает в себя наземное и скважинное оборудование. Наземный приёмно-обрабатывающий комплекс состоит из следующих модулей:

- антенный узел, предназначенный для приёма электромагнитного сигнала от скважинного оборудования комплекса и передаче сигнала к интерфейсному блоку;
- интерфейсный блок, предназначенный для питания, тестирования и настройки скважинного прибора;
- приёмное устройство, которое принимает, обрабатывает и передает на персональный компьютер информационный сигнал;
- персональный компьютер с программным обеспечением, предназначен для обработки данных скважинного оборудования, сохранения и визуализации данных.

На рисунке 1 представлена структурная схема с указанием основных элементов комплекса направленного бурения «TARGET».

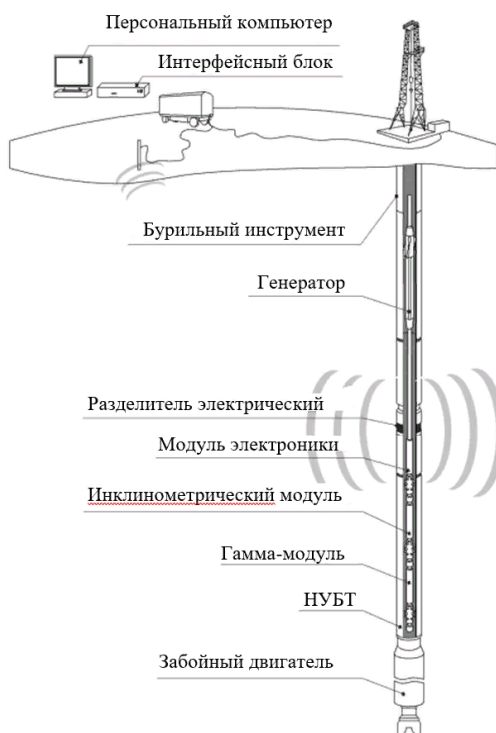


Рисунок 1 – Структурная схема КНБ «TARGET»

Скважинное оборудование включает следующие функциональные модули, узлы и комплектующие:

- разделитель электрический;
- измерительный блок;
- немагнитная утяжеленная буровая труба [5].

Разделитель электрический. Предназначен для разобщения верхней и нижней частей бурильной колонны, соединения и питания измерительного блока посредством работы генератора со сменным турбинным узлом и передачи информационного сигнала на поверхность.

Измерительный блок, обеспечивающий преобразование и передачу информации на дневную поверхность модулем электроники, замер угла установки отклонителя забойного двигателя, зенитный и азимутальный углы ствола за счет инклинометрического модуля.

Гамма-модуль, включаемый в измерительный блок, необходим для регистрации фона естественного гамма-излучения горных пород. Гамма-каротаж позволяет отбивать реперы границы кровля-пласт-подошва [2].

Немагнитная утяжеленная бурильная труба служит для расположения в ней измерительного блока комплекса и снижения влияния магнитного поля забойного двигателя и бурильного инструмента на азимутальный датчик инклинометрического модуля.

При запуске буровых насосов, с заданным расходом для определенного шнека турбинного привода, генератор начинает работать, вырабатывая переменный ток, который используется для питания электронных схем и формирования передающего сигнала. Полученная информация от инклинометрического модуля поступает в модуль электроники и преобразуется в кодовую последовательность, которая модулирует по фазе напряжение несущей частоты. Модуль электроники измерительного блока и разделитель электрически соединены контактной группой, представляющей из себя пяти контактную вилку и розетку, где 1 и 2 контакты отвечают за питание измерительного блока, 3 и 4 – за передачу информационного сигнала, 5 – обеспечивает вывод сигнала на верхнюю часть бурильной колонны.

От модуля электроники информация поступает на изолированную верхнюю часть бурильной колонны посредством соединенного пятого контакта с корпусом генератора. Далее электромагнитный сигнал распространяется по колонне бурильных труб и по окружающей скважинный прибор горной породе [1].

Интерфейсный блок одним концом соединяется с колонной бурильных труб через любой металлический элемент буровой установки струбиной, другим – с антенной, отнесенной на некоторое расстояние от устья по отходу ствола скважины и имеющей надежный контакт с землей. Электромагнитный сигнал, излучаемый скважинным прибором, поступает на вход интерфейсного блока через антенны, после чего фильтруется, усиливается, оцифровывается и передается на персональный компьютер для дальнейшей обработки и визуализации информации с помощью программного обеспечения комплекса.

Погрешность телеметрической системы является одной из важнейших ее характеристик. Поэтому в телеметрии большое внимание уделяется анализу погрешностей, возникающих в измерительном тракте, и синтезу системы или отдельных ее элементов, удовлетворяющих предъявляемым точностным требованиям [4].

В таблице 1 приведена сравнительная характеристика телеметрических систем с электромагнитным каналом связи, выпускаемых как отечественными производителями, так и зарубежными. Среди параметров для сравнения выступают диапазон измерений инклинометрических параметров, их погрешность, эксплуатационные условия, максимальная глубина скважины по вертикали, возможность записи гамма-каротажа.

Исходя из данных вышеприведенной таблицы, комплекс направленного бурения «TARGET» наряду с отечественными производителями имеет одинаковый, по сравнению с ЗИС-4М преимущественный, диапазон измерений инклинометрических параметров. Погрешность измерений относительно ТСЭМ больше (для зенитного угла на $0,1^\circ$, для отклонителя на $0,5^\circ$), но этот недостаток компенсируется глубиной передачи сигнала по вертикали, которая на 500 метров больше, чем у аналогичной телесистемы.

Сравнивая КНБ «TARGET» с системой ЗИС-4М, очевидно, что рассматривая телесистема на порядок точнее (погрешность для зенитного угла меньше на $0,3^\circ$, для азимута целых 3° , для отклонителя на 2°) и имеет широкий диапазон измерений зенитного угла (180°

против 100 °), но такое преимущество обусловлено глубиной передачи сигнала ЗИС-4М по электромагнитному каналу связи и здесь телесистема имеет несомненное преимущество, так как обладает работоспособностью на глубине до 5000 метров по вертикали.

Телесистема ImPulse (Schlumberger) несомненно, лучше по всем приведенным параметрам, чем отечественные телесистемы, но такое преимущество оправдывается ценой, которая значительно превышает цены на телесистемы, изготавливаемые в России.

Таблица 1 – Сравнительная характеристика телеметрических систем

Измеряемые параметры, условия эксплуатации	Тип телесистемы			
	КНБ «TARGET»	ТСЭМ (РУСВЕЛЛ)	ЗИС-4М	ImPulse (Schlumberger)
1	2	3	4	5
Глубина ствола скважины по вертикали	3200	2700	5000	5000
Зенитный угол, град.	0-180 (+/- 0,2)	0-180 (+/- 0,1)	0-100 (+/- 0,5)	0-180 (+/- 0,1)
Азимут, град.	0-360 (+/- 1,0)	0-360 (+/- 1,0)	0-360 (+/- 4,0)	0-360 (+/- 1,0)
Отклонитель, град.	0-360 (+/- 2,0)	0-360 (+/- 1,5)	0-360 (+/- 4,0)	0-360 (+/- 1,0)
γ – излучение, мкР/ч	+	+	+	+
Максимальная забойная температура, °С	120	85	100	140
Максимальное давление на забое, Мпа	60	90	60	90
Страна-изготовитель	РФ	РФ	РФ	США

Также важно то, что при обслуживании и ремонте требуется покупка и доставка запчастей из-за рубежа, необходим специалист, который сможет произвести техническое обслуживание и ремонт с учетом сложности конструкции.

Стоит отметить преимущественные особенности использования комплекса направленного бурения «TARGET»:

- конструктивная простота и надежность, обеспечивающая сокращение времени, затрачиваемого на сборку/разборку компоновки низа бурильной колонны и замер инклинометрических и геофизических параметров скважины, длительную работу комплекса до межремонтного периода, который составляет 500 часов.

- высокая ремонтпригодность.

- возможность переключения частоты передачи сигнала непосредственно на забое скважины.

Список использованных источников

1. Дворецкас Р. В. Современные телеметрические системы для мониторинга траектории бурения ствола скважины / Р. В. Дворецкас, В. В. Поплыгин. – Москва: Инженер-нефтяник, 2017. №1. С.19-22.
2. Геолого-технологические исследования. Забойные телеметрические системы / Н. Ф. Рязанцев, В. И. Денисов, И. А. Разумов, О. Н. Сергеев. – Москва: Инфра-Инженерия, 2022. С. 193-197.
3. Акбулатов Т. О. Телеметрические системы в бурении: учебное пособие / Т. О. Акбулатов, Л. М. Левинсон, М. Р. Мавлютов. – Уфа: Издательство УГНТУ, 1999. С. 3-5.
4. Назаров А.В. Современная телеметрия в теории и на практике / А. В. Назаров, Г. И. Козырев, И. В. Шитов. – Санкт-Петербург: Наука и Техника, 2007. – 667 с.
5. ООО «ПетроТул» - [сайт]. URL: <https://petrotool.ru/>.

АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ PDC ДОЛОТ ИМПОРТНЫХ И ОТЕЧЕСТВЕННЫХ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ

А.Ф. Шакурова

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО
УГНТУ в г.Октябрьском, доцент)*

А.А. Козлов

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО
УГНТУ в г.Октябрьском, студент гр.ГБЗ18-11)*

Аннотация. Данная работа посвящена анализу применения PDC долот от иностранных и отечественных производителей в условиях нефтегазовой промышленности. Исследование основано на сравнительном анализе эффективности, надежности и экономических показателей использования данных долот, оценке их применимости в различных геологических условиях месторождений.

Ключевые слова PDC долота, нефтяная промышленность, сравнительный анализ, эффективность, надежность, экономические показатели, геологические условия, отечественные производители, импортные производители.

UDC622.286

ANALYSIS OF THE APPLICATION OF PDC BITS OF FOREIGN AND DOMESTIC MANUFACTURERS

A.F. Shakyrova

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum
Technological University,
In the City of Oktyabrsky
assistant professor)*

A.A. Kozlov

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum
Technological University,
In the City of Oktyabrsky
student gr. GBZ18-11).*

Abstract This work is devoted to the analysis of the use of PDC bits from foreign and domestic manufacturers in the oil and gas industry. The study is based on a comparative analysis of the efficiency, reliability and economic indicators of using these bits, assessing their applicability in various geological conditions of the fields.

Keywords

PDC bits, oil industry, comparative analysis, efficiency, reliability, economic indicators, geological conditions, domestic manufacturers, imported manufacturers.

Первое безопорное буровое долото, оборудованное поликристаллическими алмазными резцами, было создано в 1973 году компанией "General Electric". Новое долото позволило эффективно разрушать горные породы методом резания и скалывания, что снизило потребляемую энергию на разрушение породы и увеличило скорость проходки.

После успешных испытаний компании "General Electric", другие производители буровых долот начали проявлять интерес к резцам "Comрах" (впоследствии переименованным в "Stratapax") и к методике их применения. Так, в 1974 году фирма "Drilling and Service" разработала первые модели буровых долот с резцами "Comрах" для бурения нефтяных скважин в Европе; а в 1978 году было создано буровое долото серии S с удлиненными опорами резцов "Stratapax" в виде дисков, закрепленных на

твердосплавных цилиндрах. Эти новаторские долота нашли применение в строительстве скважин на Северном море.

Отечественные производители только в начале 2000-х годов приступили к разработке данных долот. С 2005 по 2006 год активно разрабатывались долота PDC на территории России, где ОАО "Волгабурмаш" привнесло в эксплуатацию более 80 различных конструкций долот PDC. Благодаря усилиям по улучшению конструкции и их адаптации к различным месторождениям, были достигнуты значительные успехи. Например, к 2009 году количество типоразмеров долот PDC, производимых ОАО "Волгабурмаш", увеличилось на 39 позиций.

Долота PDC стали очень популярными, вытесняя с рынка долота шарошечного типа. В 2011 году доля использования долот PDC с обслуживанием составляла 86%, в то время как долота шарошечного типа всего лишь 14%. В 2010 году доля долот PDC была 63%. Это свидетельствует о том, что оптимизация процессов бурения стимулирует применение новых конструкций долот. К примеру, в 2013 году в Сургутском районе ХМАО России объем использования долот PDC составил 80% от общего числа поставляемых долот в этот район[5].

На сегодняшний день на российском рынке представлены все мировые производители долот PDC. Основными российскими производителями являются ОАО «Волгабурмаш», ООО НПП «Буринтех», ОАО НПП «Бурсервис», ООО «Универсальное Бурение», СП ЗАО «УДОЛ», ОАО «Пермнефтемашремонт», ООО «БТК», ЗАО «Проммашсервис»; зарубежными – «Varel International», «Baker Долота PDC Без усиленного антивибрационного вооружения С усиленным антивибрационным вооружением Основные конструктивные особенности Второстепенные конструктивные особенности Hughes», «Smith», «National Oilwell Varco», «Halliburton», «Tercel», «DMI», «Kingdream», «Hejian Hengji Bit Manufacture Co. Ltd., Shenkai», «Cangzhou Great Drill Bits Co., Ltd.».

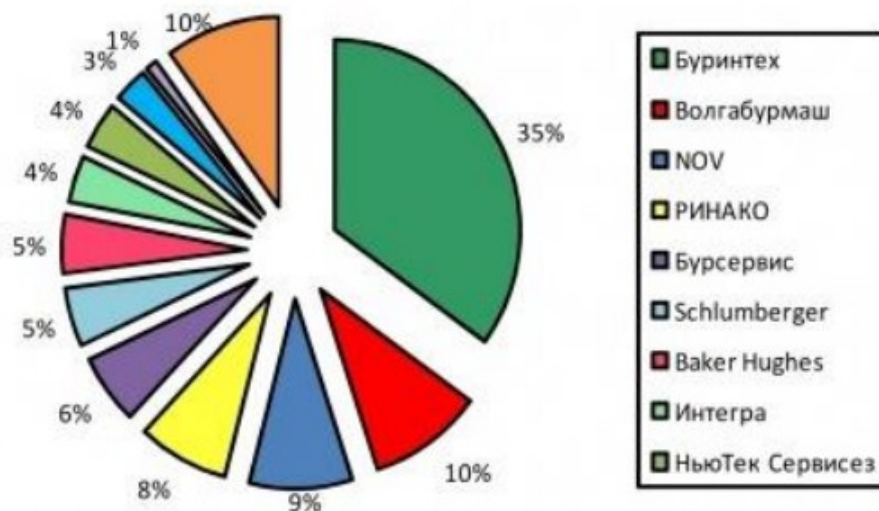


Рисунок 1 – Основные представители долотного сервиса в России

Для проведения анализа отработки долот на Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения необходимо рассмотреть следующие ключевые аспекты:

1. Эффективность отработки долот: Оценка производительности и эффективности применяемых долот на данной площади, включая их скорость бурения, износостойкость и степень соответствия требованиям геологического разреза месторождения.

2. Изучение технических характеристик долот: Анализ типов используемых долот, их конструкции, материалов, способов закрепления, а также специальных особенностей, таких как возможности регулировки скорости и напряжения.

3. Оценка износа долот: Анализ износа режущих элементов долот по результатам их использования на месторождении, определение степени износа и его влияния на процесс бурения.

4. Планирование замен: Разработка стратегии замены долот с учётом полученных данных об отработке, чтобы оптимизировать процесс бурения, снизить затраты и увеличить общую производительность.

5. Оценка эффективности бурения: Анализ данных о скорости бурения, затратах на обслуживание и замену долот, длительности буровых циклов для выявления возможных улучшений и оптимизации процесса.

Этот анализ поможет определить эффективность применяемых долот на Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения и выработать рекомендации по повышению производительности и снижению издержек в процессе бурения.

Таблица 1 – Техничко-экономические показатели рейсов

Диаметр ОК	Забой в конце интервала (по стволу)	Глубина спуска обсадной колонны (по стволу)	Проходка (м)				МСП (м/ч)				Время бурения (часы)			Кол-во план. рейсов	Кол-во факт. рейсов
			План	Факт			План	Факт			Всего	Ротором	Слайдом		
				Всего	Ротор	Слайд		Средняя	Ротор	Слайд					
Хвостовик (114,7мм)	1843	1843	363	338	158	180		11,56	11,01	12,08	29,24	14,34	14,9	2	2
Итого по скважине:			363	338	158	180		11,56	11,01	12,08	29,24	14,34	14,9	2	2



Рисунок 2 – Фото долота HBS 142,9 SDD 613 до спуска, рейс №1



Рисунок 3 – Фото долота HBS 142,9 SDD 613 после подъема, рейс №1

Сравним фактические показатели отработки долота 142,9 SDD 613 компании Halliburton с отечественными аналогами при равных технологических и геологических условиях, данные рейсы на бурение должны быть сравнимы и схожи.

Отработка долот производилась при схожих геологических условиях в секции хвостовика, на Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения. Выборка состоит из 10 долот различных производителей. Определяющим фактором является механическая скорость проходки.

Рассмотрим данные по отработке долот диаметром 142,9 мм в таблице ниже.

Таблица 2 – Данные по отработке долот диаметром 142,9 мм

Производитель	Скважин а	МСП средняя, м/ч	МСП плановая, м/ч	Проходк а	Время бурения
Smith	3	25,25	19,25	572,58	22,68
	6	19,91	18,59	477,82	24,00
	7	12,02	15,02	228,00	18,97
	8	25,63	24,25	538,24	21,00
	23	7,69	12,00	214,00	27,83
HDBS	17	24,08	18,39	437,00	18,15
	19	25,54	17,99	423,98	16,60
	22	21,75	18,00	326,26	15,00
	14117БС	11,56	14,00	338,01	29,24
БИТ	24	27,60	25,00	496,83	18,00
	1	13,71	21,01	180,00	13,13
	2	29,73	17,76	548,00	18,43
	4	12,67	10,00	166,00	13,10
Бурсервис	5	33,26	19,00	547,07	16,45
	9	11,33	10,00	203,97	18,00
	10	18,54	19,00	398,00	21,47
Петроинжинири нг	11	13,12	10,50	179,00	13,64
	12	22,67	20,49	430,06	18,97
	14	21,29	18,36	423,11	19,87

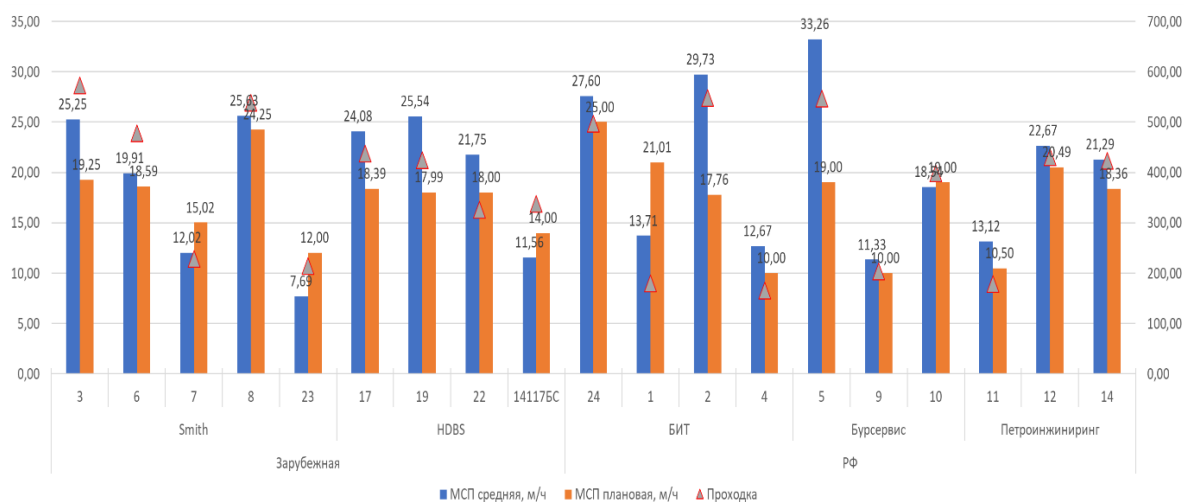


Рисунок 4 – МСП средняя по скважинам

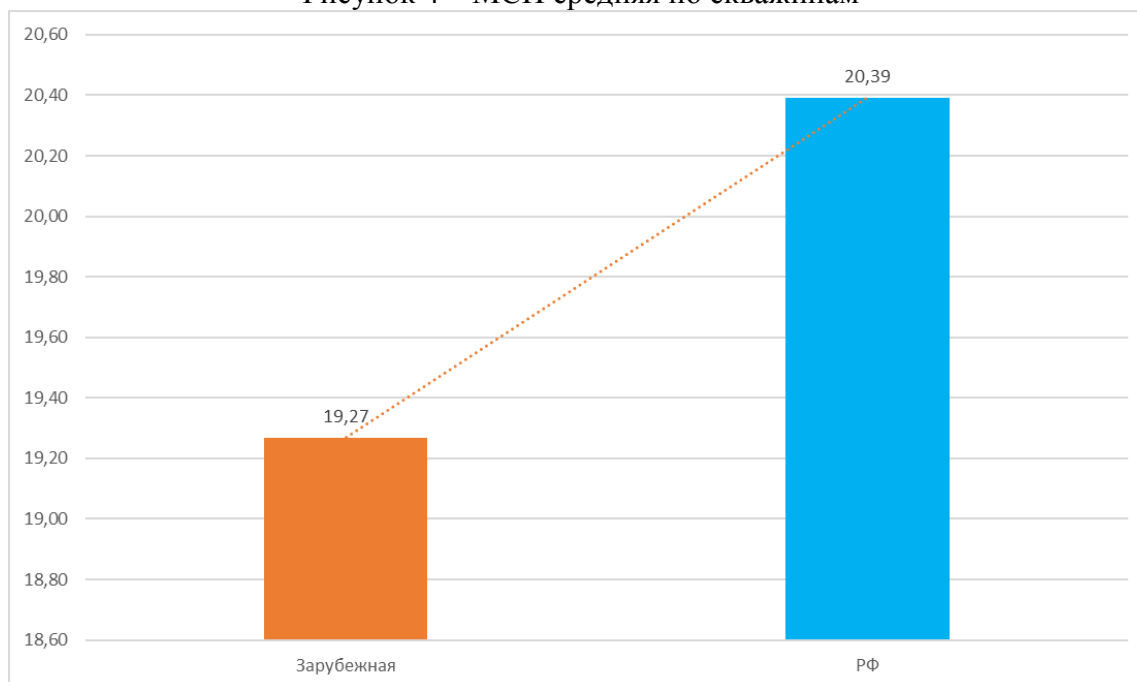


Рисунок 5 – Средняя скорость зарубежными и импортными долотами по месторождению

Импортные долота показали на 5,81% меньшую скорость проходки по сравнению с отечественными долотами.

На основании полученных данных можно сделать несколько выводов для дипломной работы:

1. Эффективность использования импортных долот в сравнении с отечественными долотами не всегда подтверждается. В данном случае, скорость проходки скважин импортными долотами оказалась меньше на 5,81% по сравнению с отечественными долотами.
2. Для принятия окончательного решения о выборе типа долот следует учитывать не только скорость проходки скважин, но и другие показатели, такие как стоимость, износостойкость, возможность обслуживания и т.д.
3. Возможно, следует также провести анализ экономической целесообразности использования импортных и отечественных долот с учётом всех затрат на эксплуатацию.

Список использованных источников

1. Мазуров, М.И. Пути совершенствования и применения буровых долот / М.И. Мазуров, Р.М. Богомолов, М.М. Мухаметшин. // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. — 2010. — № 4. — 16 с.
2. Матрицауспеха // Oil and Gas Journal. — 2009. — № 9. — 44 с.
3. Мясников, Я.В. Руководство по оценке износа долот типа PDC в промышленных условиях [Электронный ресурс] / Я.В. Мясников, А.В. Ионенко, С.Г. Гаджиев, А.А. Липатников, Е.Г. Леонов. // Бурение и нефть. — 2014. — № 3. — Режим доступа: <http://burneft.ru/archive/issues/2014-03/3>.
4. Насретдинов, Э. Повышение механической скорости бурения на Салымской группе месторождений / Э. Насретдинов. // Инженерная практика. — 2011. — № 10. — 103 с.
5. Даутов, М.Н. Мы являемся серьезными конкурентами для иностранных производителей [Электронный ресурс] / М.Н. Даутов. // Oil-Gas. — июль 2011. — Режим доступа: <http://www.oil-gas.ru/interview/id295/>.
6. Даутов, М.Н. Размышления о ценности российских долот / М.Н. Даутов. // Бурение и нефть. — 2011. — № 6. — 24 с.
7. Дверий, В.П. Бурение скважин лопастными долотами / В.П. Дверий. — М. : Недра, 1977. — 7-8 с.
8. Жентичка, М.В. Применение PDC долот Smith Bits (Schlumberger) при бурении скважин на Ванкорском месторождении / М.В. Жентичка. // Инженерная практика. — 2012. — № 10. — 56 с.
9. Закиров, К.Ф. В России становится популярной услуга долотного сервиса [Электронный ресурс] / К.Ф. Закиров. // ТЭК России. — 2011. — № 9. — Режим доступа: <http://nt-serv.com/assets/files/2011-08.pdf>.
10. Зулпикаров, Д. Технология за круглым столом: буровые долота / Д. Зулпикаров, С. Плютта, М. Петренко, А. Дунаев. // Rogtec. — апрель 2015. — № 40. — 56 с.
11. Иванова, Н. Курсом открытий. «Газпром флот» открывает богатства шельфа на благо России // Российская газета. — 2015. — № 218. — 8 с.
12. Ишбаев, Г.Г. Современные элементы КНБК от компании «Буринтех» / Г.Г. Ишбаев, С.Ю. Вагапов // Бурение и нефть. — июнь-июль 2012. — 44-45 с.

УДК 622.254

ПОВЫШЕНИЕ КАЧЕСТВА КРЕПЛЕНИЯ КОНДУКТОРОВ

Шакурова А.Ф.

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО
УГНТУ в г. Октябрьском, доцент, к.т.н.)*

Кунафин А.А.

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО
УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГБз-18-11)*

Аннотация

Выполнение работ по креплению в процессе бурения является неотъемлемой и очень важной частью технологического процесса строительства скважины. Разнообразные скважинные условия требуют ответственного подхода к разработке и улучшению как технологии производства работ, так и улучшению составов тампонажных растворов.

Показателями качественно проведенных работ являются:

- 1) выход полного объема раствора из трубного в затрубное пространство.
- 2) высокий уровень адгезии пород с цементным камнем и обсадной колонны с цементным камнем.
- 3) отсутствие перетоков пластовых флюидов после крепления

Качество проведенного цементирования может предопределить общую безопасность проведения дальнейших работ, а также сильно повлиять на процесс извлечения нефтепродуктов при разработке целевого пласта.

Ключевые слова

Бурение, обсадная колонна, кондуктор, конструкция, цементирование скважины, тампонаж

UDC 622.254

IMPROVING THE QUALITY OF CONDUCTOR CEMENTING

Shakurova A.F.

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University, In the City of Oktyabrsky, assistant professor)

Kunafin A.A.

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University, In the City of Oktyabrsky, student gr. GBz-18-11)

Abstract

The performance of fastening works during drilling is an integral and very important part of the technological process of well construction. A variety of downhole conditions require a responsible approach to the development and improvement of both the production technology and the improvement of the composition of grouting solutions.

The indicators of high-quality work are:

- 1) the output of the full volume of the solution from the tube into the annular space.
- 2) high level of adhesion of rocks with cement stone and casing with cement stone.
- 3) no overflows of reservoir fluids after attachment

The quality of the cementation carried out can determine the overall safety of further work, as well as greatly affect the process of extracting petroleum products during the development of the target reservoir.

Keywords

Drilling, casing, conductor, construction, well cementing

Влияние эксцентриситета на заполнение затрубного пространства

Положение обсадной колонны значительно влияет на заполнение цементом затрубного пространства. Прилегающие к стенке скважины части обсадной колонны создают застойные зоны, из которых не будут вымываться остатки промывочной жидкости (рисунок 1).

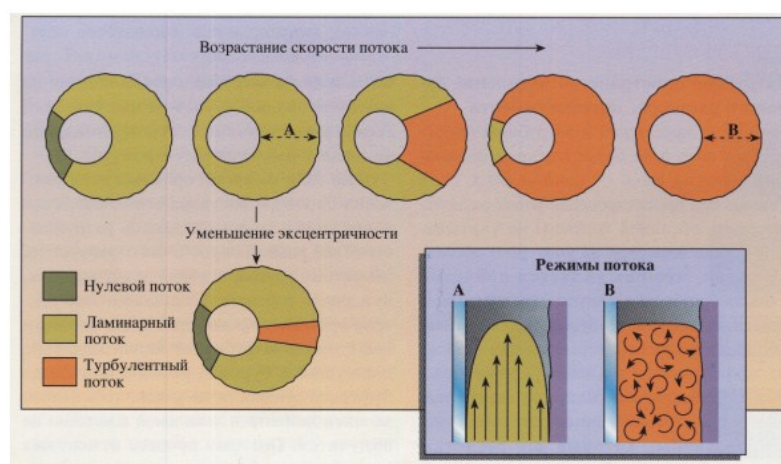


Рисунок 1 – Влияние центрирования обсадной колонны и режима течения тампонажного раствора на эффективность заполнения кольцевого пространства

Из-за возникновения такого эффекта, существенно уменьшается проникающая способность цементного раствора и качество цементного камня.

Для избежания такого рода эффекта на обсадной колонне применяются центраторы, для отделения поверхности колонны от стенки скважины.

Эффективность применения жестких центраторов при проведении промывки, а далее и прокачки цементного раствора, сильно улучшает ситуацию, однако усложняет процесс спуска обсадной колонны.

Методика расчёта центрирования интервалов обсадных колонн в зависимости от пространственного угла скважинных

Два наиболее важных параметра для расчета и правильного расположения центраторов в составе обсадной колонны:

- 1) зенитный угол в интервале;
- 2) вес обсадной колонны в буровом растворе в интервале.

При проведении расчетов необходимо убедиться в отсутствии образования зон, в которых между центраторами, обсадная колонна пересекает критическую точку положения, при котором возникает застойная зона.

Уравнение для расчета возникновения застойных зон, мм:

$$\delta_{кр} = \frac{D - D_n}{2} - C_{кр}, \quad (1)$$

где g – критическое отклонение обсадной колонны в скважине (критический зазор между обсадной трубой и стенкой скважины), мм;

D – диаметр ствола скважины на рассматриваемом участке, мм;

D_n – наружный диаметр обсадной колонны, мм;

$C_{кр}$ – критический эксцентриситет обсадной колонны в скважине, мм.

Критический эксцентриситет обсадной колонны определяем по формуле, мм:

$$C_{кр} = 0,33 \cdot \frac{D - D_n}{2}, \quad (2)$$

Формула для определения критического эксцентриситета обсадной колонны, мм:

$$EI = 2,1 \cdot 10^{10} \cdot g \cdot \frac{\pi D_n^4}{64} \left[1 - \left(\frac{D_s}{D_n} \right)^4 \right], \quad (3)$$

где D_n – наружный диаметр обсадной колонны, м,

D_s – внутренний диаметр обсадной колонны, м,

g – ускорение свободного падения, м/с².

Формула для расчета веса 1 м труб в буровом растворе, н/м:

$$q_\delta = q - 0,785 \cdot \rho_\delta \cdot \left(D \frac{2}{n} - D \frac{2}{в} \right), \quad (4)$$

где q – вес единицы длины обсадной колонны в воздухе, Н/м,

ρ_δ – плотность бурового раствора, кг/м³.

Рассчитываем расстояния между пружинными центраторами и количество пружинных центраторов в выбранном интервале.

Формула для расчета расстояния между пружинными центраторами, с учетом допустимой радиальной нагрузки на один центратор, м

$$\ell_1 = \frac{[Q]}{1,43 \cdot q_\delta \cdot g \cdot \sin \alpha_1}, \quad (5)$$

где $[q]$ - допустимая радиальная нагрузка на центратор, Н,
 α - зенитный угол наклона ствола скважины на участке расположения рассматриваемой трубы, градусы.

Формула для расчета эксцентриситета колонны в зависимости от собственного веса, мм:

$$C_o = \frac{6,3 \cdot q_\delta \cdot \ell_1^4 \cdot \sin \alpha_1}{EI}, \quad (6)$$

Формула для расчета, растягивающего усилия от обсадных труб, находящихся ниже заданного интервала, Н:

$$N = 0,3 \cdot q_\delta \cdot (L - h_e) \cdot \cos \alpha_2 \quad (7)$$

где L - глубина спуска обсадной колонны (по стволу), м,
 h_e - интервал центрирования колонны (верх), м,
 α_2 - средневзвешенный зенитный угол ствола скважины в интервале центрирования, градусы.

Критическая сила по Эйлеру, Н:

$$P_{кр} = \frac{\pi^2 \cdot EI}{\mu^2 \cdot \ell_1^2}, \quad (8)$$

Эксцентриситет колонны между пружинными центраторами с учётом растягивающего усилия, мм:

$$C = \frac{C_o}{1 + \left(\frac{N}{P_{кр}}\right)^2}, \quad (9)$$

Выбираем расстояние между пружинными центраторами по сопоставлению значений C и $C_{кр}$, мм:

- при $C < C_{кр}$ принимаем $l=l_1$ и завершаем расчет.
- при $C > C_{кр}$ продолжаем расчёт.

Формула для расчета расстояния между центраторами по критическому эксцентриситету обсадной колонны, мм:

$$\ell = \sqrt[4]{\frac{EI \cdot C_{кр}}{6,3 \cdot q_\delta \cdot \sin \alpha_2}}, \quad (10)$$

В приведённых формулах используются ранее рассчитанные значения эксцентриситета обсадной колонны в миллиметрах без учёта их размерности.

Требуемое количество центраторов определяется по формуле, шт:

$$n = \frac{h_n - h_e}{\ell} + 1, \quad (11)$$

где h_n - интервал центрирования колонны (низ), м.

Сравнительный анализ применяемых тампонажных материалов и их оценка

Сравнительный анализ качества цементирования в СУБР – 2.

Сравнительный анализ качества цементирования кондукторов в СУБР-2 показывает, что сумма сплошного и частичного контактов в интервале облегченного раствора в 2020 году составляет 56,6%, что на 0,2% больше, чем в 2019 году и на 7,2% больше, чем в 2018 году (49,4%).

В интервале нормальной плотности сумма сплошного и частичного контактов в 2020 году составляет 91,7%, что на 1,3% больше, чем в 2019 году (90,4%) и на 12,4% больше, чем в 2018 году (79,3%).

Выполнена проверка соблюдения требования группового и индивидуального проектов в части применения тампонажных материалов и химических реагентов для обработки буферной жидкости.

Применяемые тампонажные материалы ПЦТ III-ОБ Р-5-50+4-100 и ПЦТ I-50 производства «Сухоложскцемент» и буферная жидкость МБП-М предусмотрены проектами, и соответствуют требованиям ГОСТ и СТО.

Для цементирования 7 кондукторов на 44 кусте Верхнекалымского м/р применялось 7 партий ПЦТ III-ОБ Р-5-50+4-100 и 6 партий ПЦТ I-50. Все партии прошли входной контроль качества в лабораториях БПТОиКО и Тампонажного управления, параметры тампонажных растворов и цементного камня сопоставимы.

В соответствии с федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности в нефтяной и газовой промышленности недопустимо возникновение в интервалах цементирования разрыва в распределении цементного камня, кроме ситуаций с возникшим поглощением с применением встречного цементирования. Анализ проведенных встречных цементирований в 2019 году показывает, что по СУБР-1 было выполнено 41 работа, по СУБР-3 36 работ, наибольшее количество выполнено в СУБР-2 185 работ.

Все работы по встречному цементированию выполнялись в скважинах, где по окончании продавки на устье не был зафиксирован цементный раствор.

В соответствии с планами работ на спуск и цементирование кондукторов в СУБР-2, встречное цементирование осуществляется путем закачивания 3 м³ цементного раствора плотностью 1,5 г/см³ через НКТ, спущенное на глубину 30 метров. При подаче заявки на цементирование указывается количество тампонажного материала для встречного цементирования. Факт проведения встречного цементирования, а также параметры (плотность и объем) указываются в акте выполненных работ на спуск и цементирование кондуктора. В случаях проведения встречного цементирования по отдельной заявке, составляется отдельный акт в соответствии с установленной формой.

Из 7 скважин на кусте 44 Верхнекалымского м/р на скважинах 22 и 28 в конце цементирования кондукторов на устье был зафиксирован цементный раствор, на оставшихся 5-ти скважинах зафиксирована буферная жидкость и буровой раствор. Встречное цементирование было выполнено только на скважине 23, так как в конструкции скважины отсутствовало направление.

Для анализа было рассмотрено качество цементирования кондукторов по соседним кустам, а именно куст 6 расположенный севернее и кусты 43, 46, 42 и 41, расположенные южнее.

Качество по до данным кустам сопоставимо с качеством на кусте 44. Более детально был изучен интервал от 0 до 300 метров, в данном интервале сумма частичного и сплошного контактов на 44 кусте составляет в среднем 3,4% на 6 кусте 4,6% и на 46 кусте 2,2%.

При этом на кустах Восточно-Сургутского месторождения сумма частичного и сплошного составляет 54,1%, Рускинского месторождения 42,1% и Федоровского месторождения 52,5.

4.3.2 Проведенные ОНР и их эффективность

В 2015-2016 годах в рамках «Мероприятий по повышению качества бурения и крепления кондукторов на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» в Западной Сибири был проведен ряд

опытно-промышленных работ (ОПР). По результатам проведения ОПР, значительного изменения качества крепления кондукторов получить не удалось.

1 Применение осреднительных установок и облегченного цемента ПЦТ-III-Об-5-100 Сухоложского завода. В 2015 году по сравнению с 2014 годом сплошной контакт цементного камня при цементировании кондукторов в интервале облегченного цемента за счет увеличился на 3,2%, а в интервале цемента нормальной плотности на 0,5%. С марта 2015 года все кондуктора цементируются с применением осреднительных установок УОП-20.

2 Применение облегченного цемента ПЦТ-III-Об-5-100 вместо цемента ЦТОА-1-50 на Рогожниковском месторождении, месторождениях имени Шпильмана и Байбакова для цементирования кондукторов. При этом качество сплошного контакта в интервале его размещения увеличилось на 12,9% в 2015 году и на 9,5 в 2016 году, одновременно с этим обеспечен подъем цементного раствора до устья.

3 Увеличение времени ОЗЦ кондукторов за счет их позиционного бурения. По результатам АКЦ на 90 кусту Северо-Лабатьюганского месторождения сплошной контакт в интервале облегченного цемента увеличился на 13,8%, а в интервале цемента нормальной плотности на 7,3%.

4 Применение гипсоцемента Cem Frost Light с коротким периодом формирования цементного камня на Северо-Лабатьюганском месторождении. В сравнении с гелцементом и облегченным цементом Сухоложского завода

(ПЦТ-III-Об-5-100) качество контакта повысить не удалось. При цементировании 14 кондукторов в СУБР-2 был испытан облегченный гипсоцемент Cem Frost Light с коротким периодом формирования цементного камня.

5 В сравнении с гелцементом и облегченным цементом Сухоложского цементного завода (ПЦТ-III-Об-5-100) качество контакта улучшить не удалось (по к. 181 Северо-Лабатьюганского м/р (-5,4%) с Cem Frost Light (6 скв.) сплошной контакт – 13,1%, по ПЦТ-III-Об-5-100 – 18,5%; по к. 186 Северо-Лабатьюганского м/р (-0,8%) с Cem Frost Light (8 скв.) сплошной контакт – 24,0 %, по ПЦТ-III-Об-5-100 – 24,8%).

6 Увеличение высоты подъема цемента нормальной плотности. При цементировании 25 кондукторов в СУБР-2 был увеличен объем цементного раствора нормальной плотности, обработанный ускорителем схватывания CaCl_2 (с 4,8 м³ до 11 м³). Увеличение сплошного контакта по этим кондукторам составило 4,3% в сравнении с базовыми.

Для повышения качества цементирования кондукторов была увеличена высота подъема цемента нормальной плотности со 150 м до 300 м. По СУБР-1 зацементировано 33 кондуктора, по СУБР-2 30 кондукторов. По результатам АКЦ в интервале на 150 м выше башмака кондуктора по СУБР-1 сплошной контакт снизился на 10,2%, по СУБР-2 снизился на 4,4%.

7 Применение ВУР перед буферной жидкостью. При цементировании 13 кондукторов на Савуйском месторождении перед закачкой буферной жидкости закачивался ВУР. По результатам АКЦ было получено ухудшение качества контакта.

8 Пробковый режим цементирования кондукторов. На 5 кондукторах Русскинского месторождения продавливание тампонажного раствора в заколонное пространство осуществлялась с производительностью: первые 15 м³ – (12-14) л/с, оставшееся количество продавочной жидкости – 5-6 л/с. Контакт цементного камня в интервале облегченного цемента составил: сплошной – 6,4%, частичный – 35,9%, плохой – 36,2%, отсутствует – 23,6%. Контакт цементного камня в интервале цемента нормальной плотности составил: сплошной – 6,5%, частичный – 44,9%, плохой – 41,5%, отсутствует – 7,1%. Ухудшение сплошного контакта в интервале облегченного тампонажного раствора составило 7,6%, в интервале цемента нормальной плотности ухудшение составило 20,1%, в сравнении с кондукторами зацементированными на Русскинском месторождении в 2016г.

9 Добавление в буровой раствор коьматанта «Coarse - 400» (100 кг на 1м³) на 3-х скважинах Северо-Лобатьюганского месторождения при бурении под кондуктор. Цементирование осуществлялось по стандартной технологии. Контакт цементного камня в интервале облегченного цемента составил: сплошной – 4,9%, частичный – 31%, плохой –

42,5%, отсутствует – 21,6%. Контакт цементного камня в интервале цемента нормальной плотности составил: сплошной – 3,6%, частичный – 46,9%, плохой – 34,7%, отсутствует – 14,8%. Ухудшение сплошного контакта в интервале облегченного тампонажного раствора составило 0,5%, в интервале цемента нормальной плотности ухудшение составило 4,1%, в сравнении с кондукторами, зацементированными на к.94 и к.192 Северо-Лобатьюганского месторождения в 2016г.

10 Изменение режима продавки при цементировании кондукторов до 32 л/с на 2-х скважинах Русскинского месторождения. Контакт цементного камня в интервале облегченного цемента составил: сплошной – 10%, частичный – 35,2%, плохой – 41,7%, отсутствует – 11,9%, неопределён 1,2%. Контакт цементного камня в интервале цемента нормальной плотности составил: сплошной – 22,3%, частичный – 50,8%, плохой – 26,9%. Ухудшение сплошного контакта в интервале облегченного тампонажного раствора составило 0,8%, в интервале цемента нормальной плотности ухудшение составило 1,9%, в сравнении с кондукторами зацементированными на Русскинском месторождении в 2016г.

11 Расстановка пружинных центраторов в компоновке обсадной колонны при креплении кондукторов по методике, разработанной научно-исследовательским отделом бурения Тюменского отделения «СургутНИПИнефть», кардинального изменения результатов качества крепления кондукторов не получила.

12 Применение УЭЦС-245. Без применения УЭЦС высота подъёма тампонажного раствора по геофизическому исследованию ЦМ до устья. Значительного изменения результатов качества крепления кондукторов не получили.

13 Рекомендации по продолжительности и режимам промывки. Специалистами Тюменского отделения «СургутНИПИнефть» проведены опытные работы по оценки влияния времени и объёма промывки перед цементированием кондукторов на 4-х скважинах Северо-Лобатьюганского месторождения (СУБР-2). На основании проведенного анализа после выхода на режим проводить промывку в течении 4-х циклов или 120 мин. при расходе 24 л/с.

14 Применение ЦТРО-6 производства ООО «Гранула». В III – IV квартале 2019 года проведены опытно-промысловые работы по цементированию 6-ти кондукторов тампонажным материалом ЦТРО-6, производства ООО «Гранула» г.Екатеринбург, с плотностью тампонажного раствора 1,64 г/см³ во всем интервале кондуктора. По результатам обработки данных АКЦ сплошной контакт в интервале всего кондуктора составил – 46,3 %, сумма сплошного и частичного контактов составила 76,9 %.

15 По результатам «Мероприятий по повышению качества бурения и крепления кондукторов на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» в Западной Сибири, а также проведённого авторского надзора за процессами бурения и крепления кондукторов и аналитической работы по сравнению состояния контакта цемента с кондуктором (отсутствует + плохой) по АКЦ в интервале облегчённого цемента на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» можно сделать следующие выводы:

1.1 Качество крепления кондукторов напрямую зависит от качества проводки ствола скважины.

1.2 Для обеспечения наиболее полного вытеснения бурового раствора и глинистой корки из заколонного пространства с целью исключения одностороннего подъёма цементного раствора «языком», необходимо разработать и применить структурированно-реологическую буферную жидкость плотностью 1200-1350 кг/м³.

1.3 С целью повышения качества крепления кондукторов на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» в Западной Сибири необходимо провести опытно-промышленные работы по применению материала тампонажного облегчённого МТО-5-50, разработанного в научно-исследовательской лаборатории буровых, тампонажных растворов и специальных жидкостей «СургутНИПИнефть». Разработанная рецептура материала тампонажного облегчённого МТО-5-50 обладает высокими адгезионными и прочностными свойствами в сравнении с тампонажным цементом ПЦТ III-Об-Р 5-50+4-100.

1.4 С целью соблюдения содержания CaCl_2 в тампонажном растворе в соответствии с анализом СТУ и планом работ на спуск и цементирование кондуктора, обеспечить возможность взвешивания сухого насыпного CaCl_2 для приготовления жидкости затворения. Наиболее эффективными мероприятиями для повышения качества цементирования кондукторов явились:

- 1 Увеличение количества пружинных центраторов с (4-9) шт. до (25-40) шт;
- 2 Снижение реологических свойств бурового раствора перед цементированием: пластическая вязкость – не более 20 сПз, динамическое напряжение сдвига – (40-50) дПа;
- 3 При проведении промывок расход увеличен до 64 л/с (с 24 л/с).
- 4 Применение тампонажного цемента нормальной плотности ПЦТ-I 50 взамен ПЦТ-II-50.

Разработка рекомендаций

По результатам анализа данных по месторождению и проведенных ОПР разработали собственные рекомендации по повышению качества крепления обсадных колонн в секции кондуктора:

- подготовка ствола к спуску ОК и цементированию должна быть выполнена качественно;
- применять наиболее совершенные и современные буферные жидкости;
- использовать цементные растворы с более высоким удельным весом, применять расширяющие добавки и понизители водоотдачи;
- использование технической воды при продавке цементного раствора, позволит создать более высокую разницу давлений между трубным и затрубным пространством, в сравнение с применением промывочной жидкости, а значит увеличит адгезию цементного камня с обсадной колонной.
- использовать высококачественные центраторы, а также правильно производить их позиционирование для уменьшения их влияния при спуске и недопущению образования зон застоя;

Список использованных источников

- 1 Учебно-методическое пособие для студентов специальности 21.05.06 «Нефтегазовые техника и технологии» специализация «Технология бурения нефтяных и газовых скважины» / А.Р. Хафизов, Т.Д. Дихтярь, Ф.Н. Янгиров, Г.К. Чуктуров, Т.Н. Миннивалеев. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2018. – 292 Кб. – Режим доступа: <http://bibl.rusoil.net>
- 2 Нефтегазовая отрасль России в цифрах и фактах // Сетевое издание «ТАСС» – 2015. – № 5. – URL: tass.ru/ekonomika/3215065 (дата обращения: 20.01.2024).
- 3 Ларин П.А. Проблемы качественного цементирования нефтегазовых скважин сложного профиля: практическое пособие / П.А. Ларин. – Октябрьский: РКНТЦ, 2013. – 200 с.
- 4 Дудаладов А. К. Комплекс технических средств для обеспечения оптимальных условий спуска и цементирования обсадных колонн в горизонтальные скважины с большой длиной горизонтального участка / А.К. Дудаладов // Бурение и нефть. – 2015. – №8. – С. 21-24.
- 5 Любимова С.В. Разработка вспомогательного оборудования, снижающего коэффициент трения бурильной колонны о стенки скважины при бурении скважин с горизонтальным участком / С.В. Любимова // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2012. – № 2. – С. 12-16.
- 6 Фазлыева Р.И. Современные типы центраторов для бурения скважин / Р.И. Фазлыева // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции. Уфа: Аркаим, 2015. – С. 367-372.
- 7 Хузина Л.Б. Методы регулирования динамической нагрузки долота / Л.Б. Хузина // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2006. – № 8. – С. 335-337.
- 8 Куксов А.К. О давлении в затрубном пространстве скважин после цементирования / А.К. Куксов, А.И. Булатов, М.Ф. Ситников // Нефтяное хозяйство. – 1971. – №10. – С. 26-30.
- 9 Куксов А.К. О пристенном каналаобразовании в скважинах после цементирования / А.К. Куксов, О.Н. Обозин, А.В. Черненко // Недра. – 1970. – № 6. – С. 3-6.

10 Булатов А.И. К вопросу зависания тампонажного раствора на обсадных трубах в период ОЗД / А.И. Булатов, О.Н. Обозин, А.К. Куксов // Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 1971. – № 2. – С. 40-42.

УДК 622.254

ИССЛЕДОВАНИЕ БУРЕНИЯ СЕКЦИИ КОНДУКТОРА НА ОБСАДНОЙ КОЛОННЕ

Шакурова А.Ф.

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО
УГНТУ в г. Октябрьском, доцент, к.т.н.)*

Сакаев А.Р.

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО
УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГБз-18-11)*

Аннотация

Температурный фактор в связи с невозможностью достичь мантии Земли играет огромное значение в современном мире, особенно с распространением работ по бурению в различных природных условиях и разных географических районах, быстрому увеличению мощностей и появлению актуальных методик и средств проходки скважины, а также увеличению силы породоразрушающего инструмента. Технологии проходки скважин достигаются при помощи: буровых инструментов с наличием мелких алмазов, использования жидкостей очистки забоя, устойчивых к отрицательным температурам, буровых станков с высокой скоростью, стабилизационной пены, уплотнению породы во время работ по бурению, снарядов с использованием съемных керноприемников и так далее. Вероятность удачного прохода скважины чаще всего определяет температура циркулирующей промывочной среды в скважине, оставаясь единственным параметром в режиме бурения, определяя также качество и производительность скважины.

Ключевые слова

Бурение, обсадная колонна, многолетнемерзлые породы, кондуктор, конструкция.

UDC 622.254

INVESTIGATION OF DRILLING OF THE CONDUCTOR SECTION ON THE CASING

Shakurova A.F.

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum
Technological University, In the City of Oktyabrsky, assistant professor)*

Sakaev A.R.

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum
Technological University, In the City of Oktyabrsky,
student gr. GBz-18-11)*

Abstract

The temperature factor, due to the inability to reach the Earth's mantle, plays a huge role in the modern world, especially with the spread of drilling operations in various natural conditions and different geographical areas, a rapid increase in capacity and the emergence of relevant techniques and means of drilling a well, as well as an increase in the strength of a rock-crushing tool. Well drilling technologies are achieved using: drilling tools with the presence of small diamonds, the use of downhole cleaning fluids resistant to negative temperatures, high-speed drilling rigs, stabilization foam, rock compaction during drilling operations, shells using removable core receivers, and so on. The probability of a successful well passage is most often determined by the temperature of the circulating flushing medium in the well, remaining the only parameter in the drilling mode, also determining the quality and productivity of the well.

Keywords

Drilling, casing, permafrost, conductor, construction.

В 1990-2000 годах компаниями Schlumberger и Tesco, основываясь на результатах исследований, были проведены испытания по извлекаемой компоновке. В последующем они начали подразделять компоновки обсадных колонн, классифицируя их по 4 уровням (рисунок 1) [1]:

Первый уровень компоновки — это управляемый спуск в пробуренный ствол, где применяется прорабатывающий буровой башмак и колонна вращается при необходимости в зоне посадок или затяжек. Необходимым в оснастке является направляющий башмак, различные центраторы, турболизаторы, пакера, скребки, МСЦ и т.д. Процесс цементирования традиционной. Обладает простотой и сравнимой экономичностью оборудования, однако имеет потребность во времени СПО.

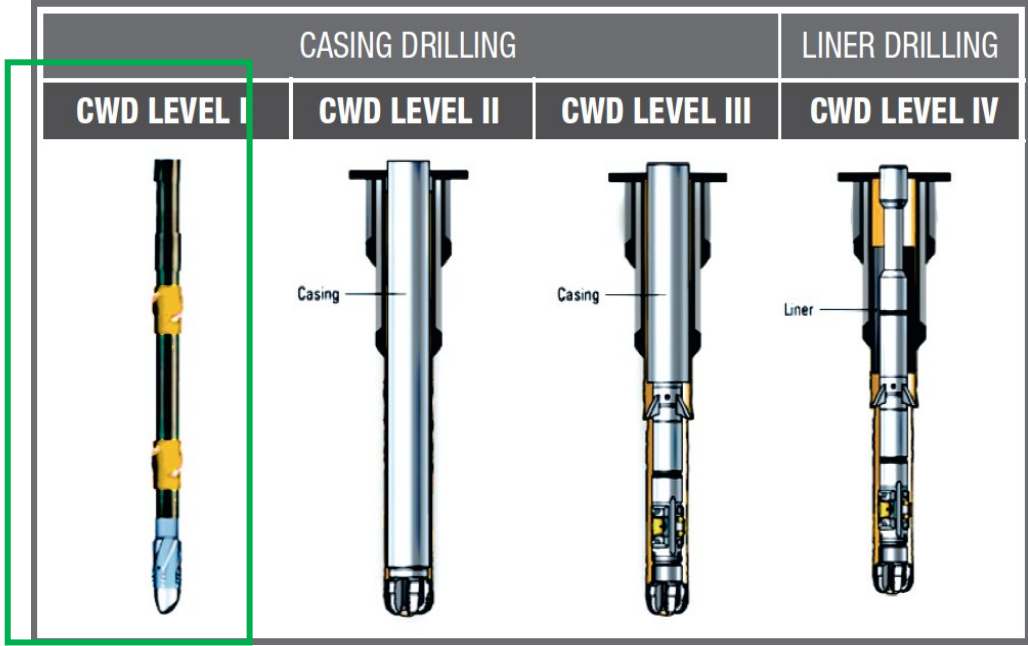


Рисунок 1 – Уровни компоновок для БОК

Интервал, м		Вид (название осложнения)	Характеристика (параметры) осложнения и условия возникновения
от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4
0	400	ММП	Растепление пород, кавернообразование, частичная потеря циркуляции, затяжки бурильного инструмента. Условия возникновения: - превышение температуры бурового раствора от регламентируемых - увеличение длительности контакта бурового раствора с ММП (времени бурения и крепления, в т.ч. простои и т.п.); - некачественное цементирование кондуктора. Влияние зоны ММП при длительных перерывах в строительстве скважины
0	400	Деформация обсадных колонн	

Рисунок 2 – Осложнения в секции кондуктора

Основные виды осложнений в секции кондуктора представлены на рисунке 2.

Интервал залегания многолетне мерзлых пород, м		Глубина залегания нейтрального слоя, м	Температура, °С	Льдистость пород, %	Засоленность пластовой воды, %	Наличие: да, нет			Предел прочности мерзлых пород на разрыв, МПа
от (верх)	до (низ)					таликов	интервал консолидированных глин, м	пропластков газогидратов	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0	45	1-3	-3	40		нет	нет	нет	
45	175	-	-2 -3	5	0,6 - 1,3	да (60-90м)	да (90-170м)	нет	17,4
170	340	-	-1 -2	5 -10		нет	нет	нет	
340	400	-	0 -1	-		нет	нет	нет	

Рисунок 3 – Геокриологическая характеристика пород на месторождении

Исходя из данных рисунка 3, в геологическом разрезе представлен следующий температурный режим:

Интервал, м				Вид технологической операции	Способ бурения	Условный номер КНБК (см.т.6.2)	Режим бурения				Скорость выполнения технологической операции, м/ч	
по вертикали		по стволу					Осевая нагрузка, т	скорость вращения СВП, об/мин	крутящий момент (реактивный) с учётом сил сопротивления, кН·м	расход бурового раствора, л/с*		
от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
0	450	0	450	бурение	1. Бурение под кондуктор Ø 340 мм: комбинированный (турбинно-роторный)		1,2	5-12	80-120	-	55-75	35-45

Рисунок 4 – Режим бурения секции под кондуктор

При бурении секции кондуктора применялась компоновка первого уровня с буровым башмаком и колонной обсадных труб премиум качества Ø ТМК UP PF 339.72 X 9.65 R95 (рисунок 7). При этом применялись следующие режимы бурения (рисунок 4).

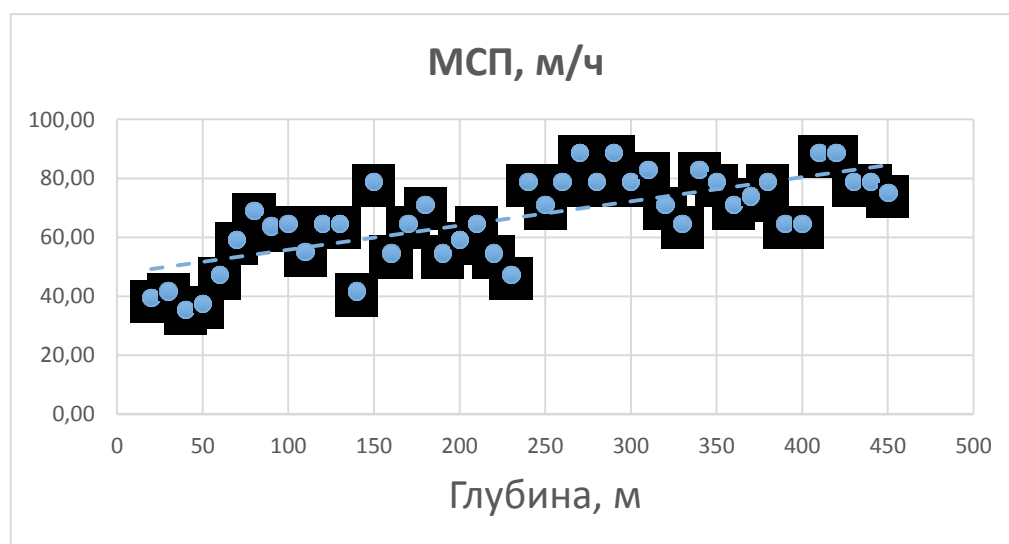


Рисунок 5 – Фактические данные МСП

Исходя из анализа фактических данных механической скорости бурения можно заключить о выполнении плановых значений по МСП. Однако высокая скорость бурения свидетельствует о возможном ускоренном растеплении многолетнемерзлых пород. Средняя

скорость проходки в данном интервале равняется 66,90 метров в час, что в среднем больше на 15 процентов при бурении традиционной компоновкой (рисунок6).

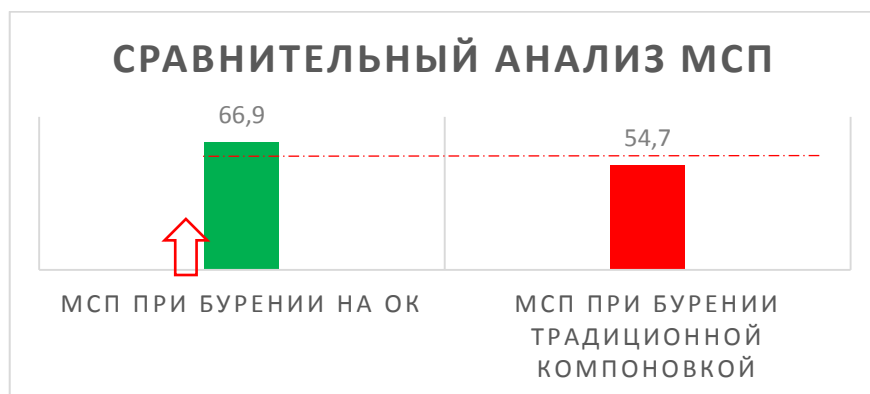


Рисунок 6 – Сравнительный анализ МСП

Таблица 1 – Конструкция скважины

№	Название колонны	Диаметр и тип колонны				Диаметр долота, мм	Интервал спуска, м				Интервал цементирования, м	
		Ø, мм	t, мм	Группа прочности	муфта, Ø, мм		По стволу		По ГВ			
											от	до
1	Кондуктор	340	9,65	J55	365,12	406,4	0,00	450,00	0,00	450,00	0,00	450,00
2	Техническая	245	8,94	R-95	269,88	393,7	0,00	2011,00	0,00	1800,00	0,00	2011,00
3	ЭК	178	10,36	P110	200,3	222,3	0,00	160,00	0,00	160,00	0,00	4206,00
		178	9,19	Q125	200,3	222,3	160,00	4206,00	160,00	3514,19		
4	Хвостовик	114	7,37	P110	127	155,6	4171,00	6030,00	3509,00	3644,40		нет

Применение технологии в случае данной скважины наиболее целесообразно, с целью быстрого перекрытия зон ММП обсадной колонной «Кондуктор» в интервале 0 – 450 метров.

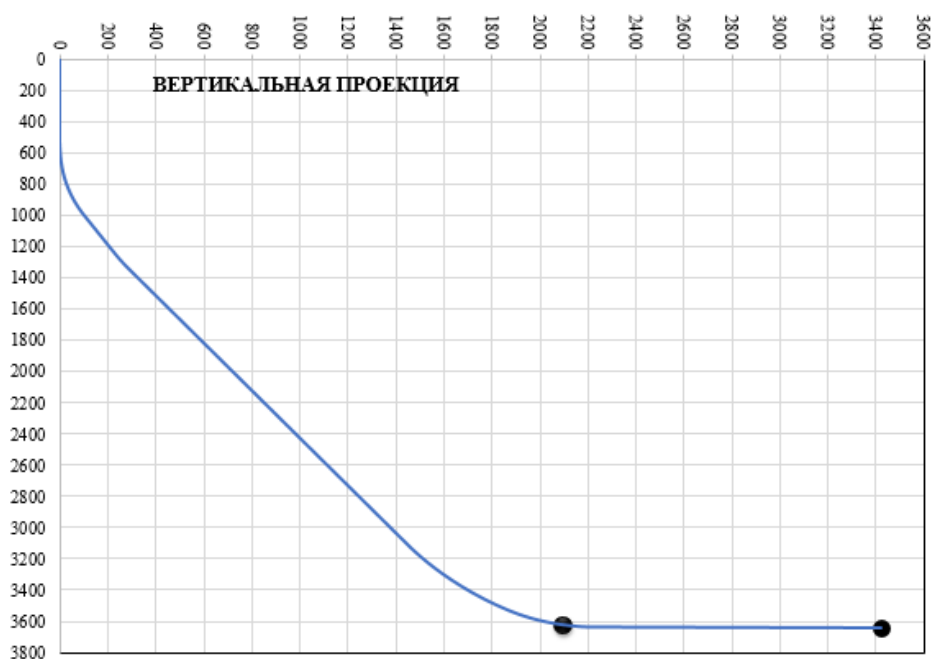


Рисунок 7 – Фактическая траектория скважины (вертикальная проекция)

Кондуктор						Кондуктор					
КНБК №1						КНБК №2					
Элемент	Диаметр, мм		Соединение		Длина, м	Элемент	Диаметр, мм		Соединение		Длина, м
	по телу	МАКС	верх	низ			по телу	МАКС	верх	низ	
ОК340	340		ТМК	ТМК	ост	СБТ-127 NC50 S135	127		NC50	NC50	460
Буровой башмак	406,4				0,43	ТБТ-127	165				9
						УБТ-165	165				9
						переводник	165				0,52
						УБТ-209	203				9,5
						переводник	203				0,52
						УБТ-241	241				9
						Стабилизатор	203	484			2,2
						УБТ-241	241				9,5
						Стабилизатор	240	520			2,23
						УБТ-241	241				0,42
						Долото	558				0,5

Рисунок 8 – Применяемые КНБК при бурении секции кондуктора на месторождении

Вид применяемых обсадных колонн для бурения на обсадной колонне.

Как говорилось выше, для данной технологии необходимы специальные обсадные трубы и замковые соединения. Российская компания ТМК, разработала серию премиальных труб «Proseries». Большинство ограничений и требований предоставляются замковым соединениям.

Основными требованиями к замковым соединениям являются следующие:

- превышение 60% к эффективности растягивающим и сжимающим нагрузкам, при гидравлическом исследовании обсадных труб;
- запаса прочности в замковых соединениях на моментные и осевые нагрузки;
- группа прочности материала Замковый соединения;

- герметизация соединения;
- возможность вращения колонны крутящих моментов на долото;
- устойчивость к большим искривления скважины.

Одним из премиальных является ТМКUPPF (рисунок 8). Замковое соединение имеет отрицательный угол опорной грани (соединение металл-металл), что существенно герметизирует замковое пространство и увеличивает передачу моментов, также торец защищает соединения от избыточное завинчивания, устойчив к большим интенсивностям искривления скважин, возможность вращения колонны, обладает 60% эффективности растягивающим и сжимающим нагрузкам (рисунок 9) [3].

ТЕХНИЧЕСКИЙ ЛИСТ ДАННЫХ ТМК UP PF 339.72 X 9.65 R95

ТИПОРАЗМЕР

Номинальный наружный диаметр, (мм)	339.72
Толщина стенки, (мм)	9.65
Группа прочности трубы	R95
Тип муфты	Regular
Группа прочности муфты	R95
Тип шаблона	Standard

ХАРАКТЕРИСТИКИ СОЕДИНЕНИЯ

Наружный диаметр соединения, (мм)	365.12
Внутренний диаметр соединения, (мм)	322.00
Длина муфты, (мм)	297.00
Потеря длины при свинчивании, (мм)	129.00
Площадь опасного сечения соединения, (кв мм)	10 007
Растяжение до предела текучести, (кН)	6 554
Сжатие до предела текучести, (кН)	3 933
Эффективность соединения на растяжение	100%
Эффективность соединения на сжатие (не менее)	60%
Минимальное внутреннее давление до предела текучести, (МПа)	32.6
Сминающее давление, (МПа)	8.0
Изгиб (град/30м)	18.9

МОМЕНТЫ СВИНЧИВАНИЯ

Минимальный момент свинчивания, (Нм)	40 500
Оптимальный момент свинчивания, (Нм)	45 000
Максимальный момент свинчивания, (Нм)	49 500
Предельный крутящий момент, (Нм)	90 200

ПАРАМЕТРЫ ТЕЛА ТРУБЫ

Вес трубы с гладкими концами, (кг/м)	78.55
Номинальный погонный вес, (кг/м)	81.10
Номинальный внутренний диаметр, (мм)	320.42
Диаметр шаблона, (мм)	316.45
Площадь сечения трубы, (кв мм)	10 007
Растяжение до предела текучести, (кН)	6 554
Минимальное внутреннее давление до предела текучести, (МПа)	32.6
Сминающее давление, (МПа)	8.0
Минимальный предел текучести, (МПа)	655
Минимальный предел прочности, (МПа)	724

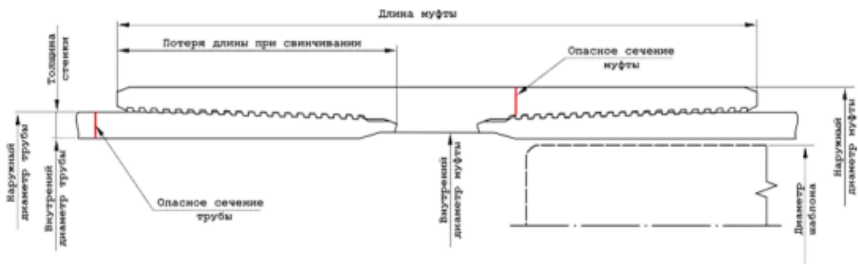


Рисунок 9– Технический паспорт труб ТМК

Наиболее интересным замковым соединениям является полуравнопроходное соединение ТМКUPSF (рисунок 9), обладающая 95% эффективности к растягивающим и сжимающим нагрузкам и нестандартной резьбовым соединением Fullcontact.

Центральное замковое уплотнение обеспечивает сопротивление сминающему давлению равному телу трубы, взаимную целостность и элементов соединения, точную фиксацию и герметизацию. Резьба Fullcontact обеспечивает прочность на сжатие, высокую эффективность к растяжению и сжатию, глубокой посадке и быстрое завинчивание

Выводы

На основе проделанного анализа можно сделать следующие выводы:

- важным фактором при бурении зон ММП является время контакта активного бурового раствора с криолитозоной;
- технология позволяет сократить время строительства в среднем на 40% в секции кондуктора;
- целесообразное применение данной технологии на данный момент в сложных геолого-литологических условиях, таких как бурение зон ММП;
- вращение премиальных обсадных труб при бурении, является эффективным способом борьбы с поглощениями в пластах с АНПД;
- долотный башмак кроме бурения выполняет функции башмака и калибратора;
- существует ограничение по геометрическим и технологическим соображениям применению меньших диаметров обсадных колонн;
- исходя из опытных данных, бурение секции кондуктора на обсадной колонне позволило сократить цикл строительства скважины на 3 суток.

Список использованных источников

- 1 Учебно-методическое пособие для студентов специальности 21.05.06 «Нефтегазовые техника и технологии» специализация «Технология бурения нефтяных и газовых скважины» / сост. А.Р. Хафизов, Т.Д. Дихтярь, Ф.Н. Янгиров, Г.К. Чуктуров, Т.Н. Миннивалеев. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2018. – 292 Кб.
- 2 Хаустов А.П., Охрана окружающей среды при добыче нефти / А.П. Хаустов, М.М. Редина. - Москва: Изд-во «Дело». 2006. - 552 с.
- 3 Кудряшов Б.Б. Бурение скважин в мерзлых породах / Б.Б Кудряшов. – Москва.: Недра, 1983. – 286 с.
- 4 Салихов З.С. Исследование и учет глубинных геокриологических условий на техническое состояние добывающих скважин в многолетнемерзлых породах при оттаивании / З.С. Салихов // НТЖ. «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». – 2006. - № 8. – С. 8-22.
- 5 Бондарев Э.А. Температурный режим нефтяных и газовых скважин / Э.А. Бондарев– Новосибирск: Наука, 1974. – 87 с.
- 6 Проселков Ю.М. Теплопередача в скважинах / Ю.М. Проселков – Москва: Недра, 1975. – 209 с.
- 7 Тимофеев Н.Г. Оптимизация процесса оттайки мерзлого грунта при бурении скважин / Н.Г. Тимофеев // Наука и образование. – № 4(80). – 2015. – С. 57-61.
- 8 Ермилов О.М. Сооружение и эксплуатация газовых скважин в районах Крайнего Севера. Теплофизические и геохимические акценты / О.М. Ермилов– Новосибирск: Издательство СО РАН, 2003. – 218 с.
- 9 Кудрявцев С.А. Численные исследования теплофизических процессов в сезонно-мерзлых грунтах / С.А. Кудрявцев // Криосфера земли. – № 4. – 2003. – С. 102-104.
- 10 Полозков А.В. Разработка методов контроля технического состояния скважин в криолитозоне: дис к. техн. наук / А.В. Полозков - 25.00.15. – Москва, 2009. – 161 с

СОВРЕМЕННЫЕ ПРОБЛЕМЫ ПРЕДПРИЯТИЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

П.С. Аввакумова

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском,
студент гр. БСН-21-11)*

О.В. Давыдова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, преподаватель)

Р.И. Сулейманов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

М.Л. Галимуллин

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Аннотация. В данной статье анализируются условия и факторы, оказывающие влияние на операционную деятельность нефтегазовых компаний. Кроме того, освещаются главные проблемы, с которыми сталкиваются отраслевые предприятия, а также предоставляются прогнозные варианты развития нефтегазовой сферы в ближайшем будущем.

Ключевые слова: нефтегазовая отрасль, прибыль, технические проблемы, конкуренция, экологические проблемы.

UDC 622.276

MODERN PROBLEMS OF OIL AND GAS INDUSTRY ENTERPRISES

P.S. Avvakumova

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, student gr. BSN-21-11)*

O.V. Davydova

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, teacher)*

R.I. Suleimanov

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, assistant professor)*

M.L. Galimullin

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, assistant professor)*

Annotation: This article analyzes the conditions and factors that influence the operating activities of oil and gas companies. In addition, the main problems faced by industry enterprises are highlighted, as well as forecast options for the development of the oil and gas sector in the near future.

Keywords: oil and gas industry, profit, technical problems, competition, environmental problems.

Нефтегазовая индустрия является ключевой сферой современной экономики и играет значительную роль в международном хозяйстве. Она включает в себя разведку, добычу, переработку и транспортировку нефти и газа, удовлетворяя потребности в энергии многих стран, а также является одним из основных источников дохода для государств и компаний, способствует созданию рабочих мест и развитию инфраструктуры [1-4]. Вместе с тем эта отрасль сталкивается с рядом вызовов и проблем, таких как изменение климата, растущая потребность в экологически чистой энергии, уменьшение запасов нефти и газа, трудности добычи из-за геологически сложных месторождений, а также политические и экономические риски. Современные тенденции в нефтегазовой отрасли включают в себя развитие новых

технологий, таких как горизонтальное бурение и гидроразрыв пласта, повышение энергоэффективности и использование альтернативных источников энергии [5-9].

Современные проблемы предприятий нефтегазовой отрасли включают в себя следующие аспекты:

1. Экологическая ответственность: Стремительное развитие нефтегазовой сферы может привести к негативным последствиям для окружающей среды, таким как проблемы с управлением отходами, загрязнением водных ресурсов и выбросами парниковых газов, с которыми сталкиваются предприятия.

2. Технические проблемы: Разработка и эксплуатация нефтегазовых месторождений требует сложных технических решений. Проблемы могут возникать на этапах бурения скважин, транспортировки нефти и газа, а также при обработке и реализации продукции. Следовательно, требуется модернизация и реконструкция существующих нефтегазовых месторождений и транспортных сетей для обеспечения более эффективной и безопасной эксплуатации.

3. Контроль: Нефтегазовая отрасль подвержена строгому государственному регулированию, включающему изменения налогового законодательства, требования по соблюдению экологических норм и правил, а также воздействие политических факторов, что может существенно повлиять на бизнес.

4. Низкая стоимость: Снижение цен на нефть и газ может серьезно повлиять на прибыльность предприятий нефтегазовой отрасли, ограничив их возможности для инвестиций и развития.

5. Неэффективное использование ресурсов: недостаточная эффективность добычи и использования нефтегазовых месторождений, что приводит к излишней потере ресурсов и повышению затрат.

6. Конкуренция: В нефтегазовой отрасли существует высокая степень конкуренции как на международном, так и на внутреннем рынке. Крупные международные компании конкурируют с национальными производителями, что может оказывать негативное влияние на малые и средние предприятия.

7. Недостаток квалифицированных кадров: Возникает проблема недостатка квалифицированных специалистов, способных работать в нефтегазовой отрасли. В связи с этим, предприятия сталкиваются с проблемами найма и обучения персонала [10-15].

В условиях сложной геополитической обстановки основными стратегическими направлениями развития российских нефтегазовых компаний являются:

- Пересмотр логистических маршрутов, включающий создание новой инфраструктуры для транспортировки трубопроводного газа в Китай и другие страны Азиатского региона.

- Переориентация на внутреннее потребление и развитие рынка нефтепереработки с целью сохранения объемов продуктов нефтепереработки.

- Разработка собственных технологий и оборудования для нефтепереработки в целях снижения зависимости от западных технологий и применения "импортозамещения" [16-19].

Чтобы преодолеть эти сложности, необходимо сосредоточить внимание на разработке и внедрении новых технологий, внедрении экологически чистых процессов и укреплении конкурентоспособности. Важно, чтобы предприятия, государство и общественность работали вместе над развитием устойчивых и экологически чистых методов добычи и использования энергии, чтобы нефтегазовая отрасль продолжала играть ключевую роль в мировой экономике и успешно приспосабливалась к вызовам времени. Для успешного развития нефтегазовой отрасли важно также обеспечить диверсификацию источников доходов, инвестировать в исследования и развитие новых технологий, а также развивать партнерские отношения с другими отраслями, чтобы создать устойчивую экономическую модель [20-25].

С учетом всех этих факторов, нефтегазовая отрасль может преодолеть сложности, с которыми сталкивается в настоящее время, и продолжить свое развитие, играя важную роль в мировой экономике и обеспечивая энергетическую безопасность глобального сообщества.

Список использованных источников:

1. Опыт применения российского комплекса LWD при изменении механической скорости бурения скважин / А. Ю. Давыдов, Р. В. Вафин, И. А. Яхина, И. А. Давыдов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2023. – № 9(369). – С. 36-40. – DOI 10.33285/0130-3872-2023-9(369)-36-40.
2. Расчет параметров амортизатора крутильных колебаний штанговой колонны винтовой насосной установки / А. Ю. Давыдов, Р. В. Вафин, Э. М. Альмухаметова, И. А. Давыдов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2023. – № 5(137). – С. 24-28. – DOI 10.33285/1999-6934-2023-5(137)-24-28.
3. Давыдов А. Ю. Применение управляющих экспертных систем для мониторинга работы винтовых насосных установок с поверхностным приводом / А. Ю. Давыдов, Э. Ф. Велиев, И. А. Давыдов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2023. – № 6(138). – С. 5-9. – DOI 10.33285/1999-6934-2023-6(138)-5-9.
4. Винтовой забойный двигатель с интегрированной телеметрической системой / А. Ю. Давыдов, И. А. Яхина, М. Я. Хабибуллин, И. А. Давыдов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2020. – № 11 (335). – С. 30-34. – DOI 10.33285/0130-3872-2020-11(335)-30-34.
5. Давыдов А. Ю. Строительство скважин с применением наддолотных модулей / А. Ю. Давыдов, И. А. Яхина, Л. М. Зарипова // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2020. – № 2 (326). – С. 16-19. – DOI 10.33285/0130-3872-2020-2(326)-16-19.
6. Исследование работы электроцентробежного насоса в «правой» зоне / И. Г. Фаттахов, Р. Р. Кадыров, А. М. Зиятдинов, А. Ю. Давыдов, В. О. Червяков // Современные проблемы науки и образования. – 2015. – № 1-2. – С. 75.
7. Бурение скважин на азрированной нефти с применением отечественных забойных телеметрических систем / А. Ю. Давыдов, М. С. Габдрахимов, М. Я. Хабибуллин, Р. И. Сулейманов, Л. М. Зарипова // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2017. – № 6. – С. 69-73.
8. Давыдов А. Ю. Оценка влияния крутильных колебаний штанговой колонны на работу винтовой насосной установки: специальность 05.02.13 "Машины, агрегаты и процессы (по отраслям)": диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Давыдов Александр Юрьевич. – Уфа, 2002. – 125 с.
9. Давыдов А. Ю. Исследования динамики работы скважинного оборудования винтовых насосных установок с поверхностным приводом: монография / А. Ю. Давыдов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – 106 с.

10. Давыдов А. Ю. Подбор оптимальных режимов работы винтовых насосных установок с поверхностным приводом с помощью управляющих экспертных систем / А. Ю. Давыдов, А. А. Никифоров, М. С. Габдрахимов // Территория Нефтегаз. – 2015. – № 10. – С. 76-79.
11. Современные методы очистки от асфальтосмолопарафиновых отложений / Л. М. Зарипова, М. С. Габдрахимов, Р. И. Сулейманов, М. Л. Галимуллин, А. Ю. Давыдов, Р. Г. Хабибуллина, А. К. Зарипов, Т. З. Ганиев // Sciences of Europe. – 2017. – № 19. – С. 58-60.
12. Опытнo-промышленные исследования тиксотропной деструкции парафинистой нефти в промысловом трубопроводе / М. Д. Валеев, А. К. Зарипов, А. Ю. Давыдов, Л. М. Зарипова // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2016. – № 6. – С. 32-35.
13. Davydov A. Yu. Monitoring of the operation of surface-driven screw pumping units using expert control systems / A. Yu. Davydov // Journal of Physics: Conference Series. – 2019. – Vol. 1333. – № 4. – Номер статьи 042005. – DOI: 10.1088/1742-6596/1333/4/042005.
14. Davydov A. Yu. Bit measuring systems / A. Yu. Davydov, I. A. Yakhina // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science (International Conference on Innovations and Prospects of Development of Mining Machinery and Electrical Engineering 2019, IPDME 2019). – 2019. – Vol. 378. – № 1. – Номер статьи 012078. – DOI: 10.1088/1755-1315/378/1/012078.
15. Davydov A. Y. Experience in using the Russian LWD complex for well drilling / A. Y. Davydov, I. A. Yakhina // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2020. – Vol. 952. – № 1. – Номер статьи 012041. – DOI: 10.1088/1757-899X/952/1/012041.
16. Davydov A.Y. Downhole screw motor with integrated telemetry system / A. Y. Davydov, I. A. Yakhina // Journal of Physics: Conference Series. – 2021. – Vol. 1753. – № 1. – Номер статьи 012070. – DOI: 10.1088/1742-6596/1753/1/012070.
17. Davydov A. Yu. Utilization of expert systems for screw pump sets with surface drive management / A. Yu. Davydov (Yurievich, Davydov Alexander) // Advances in Engineering Research (AER) (International conference "Actual issues of mechanical engineering" (AIME 2018)). – 2018. – Vol. 157. – Pp. 129-133.
18. Давыдов А. Ю. Расчет параметров амортизатора крутильных колебаний штанговой колонны / А. Ю. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2013: сборник научных трудов международной научно-технической конференции в 3-х т. / ред. кол. В. Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. – Т. 2. – С. 159-166.
19. Ахиярова Л. У. Устройство для измерения параметров добываемой жидкости с усовершенствованным приводом датчиков / Л. У. Ахиярова, А. Ю. Давыдов // Материалы Всероссийской 40-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 3-х т. / отв. ред. К. Т. Тынчеров. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. – Т. 2. – С. 8-11.
20. Давыдов А. Ю. Управление режимами работы установки винтового насоса с поверхностным приводом / А. Ю. Давыдов, А. А. Никифоров, М. С. Габдрахимов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2014: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. К. Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – Т. 1. – С. 332-335.
21. Давыдов А. Ю. Насос буровой УНБ-600 с усовершенствованным корпусом / А. Ю. Давыдов, И. И. Шарифуллин // Сборник научных трудов 43-й международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском: в 2-х т. / отв. ред. В. Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 35-38.
22. Повышение эффективности работы гидрораспределителя гидропривода ШГН / Р. И. Сулейманов, М. Я. Хабибуллин, В. А. Петров, А. Ю. Давыдов, О. В. Давыдова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2017: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В. Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – Т. 1. – С. 392-395.
23. Давыдов А. Ю. Усовершенствование сепаратора CPF-V-2010 / А. Ю. Давыдов, Г. Р. Низаева // Сборник научных трудов 43-й международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г.

Октябрьском: в 2-х т. / отв. ред. В. Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 33-35.

24. Анализ надёжности установок погружных центробежных насосов в нефтегазодобывающих компаниях / М. Я. Хабибуллин, А. Г. Гилаев, Л. З. Самигуллина, Р. И. Сулейманов, А. Ю. Давыдов, Э. Р. Васильева // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2021. – № 1(129). – С. 18-27. – DOI 10.17122/ntj-oil-2021-1-18-27.

25. Давыдов А.Ю. Применение наддолотного модуля при бурении скважин / А.Ю. Давыдов, И.А. Яхина // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2019: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2019. – Т. 1. – С. 319-325.

УДК 622

СОВРЕМЕННЫЕ РЕШЕНИЯ ПРОСТРЕЛОЧНО-ВЗРЫВНЫХ РАБОТ ПРИ ПЕРФОРАЦИИ НА НКТ И ГНКТ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ГРП С АВТОСБРОСОМ НА ЗАБОЙ И НЕСКОЛЬКИХ ПРОДУКТИВНЫХ ИНТЕРВАЛОВ ДВОЙНОЙ ПЛОТНОСТЬЮ ЗА ОДИН СПУСК

М.М. Ахметшин

(ГБПОУ Октябрьский нефтяной колледж им. С.И. Кувыкина, преподаватель)

Аннотация: О новых технических и технологических решениях при вскрытии пластов с аномально высоким пластовым давлением, с двойной плотностью и двух разобщённых интервалов для проведения последующей операции ГРП.

Ключевые слова: перфорация, пласт, гидроразрыв пласта, давление.

MODERN SOLUTIONS FOR DRILLING AND BLASTING OPERATIONS DURING PERFORATION ON TUBING AND TUBING FOR HYDRAULIC FRACTURING WITH AUTOMATIC DISCHARGE TO THE FACE AND SEVERAL PRODUCTIVE INTERVALS OF DOUBLE DENSITY IN ONE DESCENT

M.M. Akhmetshin

(GBPOU Oktyabrsky Oil College named after S.I. Kuvykin, teacher)

Abstract: On new technical and technological solutions for the opening of reservoirs with abnormally high reservoir pressure, with double density and two disconnected intervals for subsequent fracturing operations.

Keywords: perforation, formation, hydraulic fracturing, pressure.

Сложные геолого-технические условия пробуренных вертикальных и наклонно-направленных и вновь бурящихся с установкой отклонителей с целью бурения боковых горизонтальных стволов в старом фонде скважин и новых пробуренных скважин с одним или несколькими боковыми горизонтальными стволами поставили перед изобретателями, конструкторами, производителями и геофизиками поставили ряд технических и технологических задач по вскрытию и проведению ГРП, некоторые решаются следующими способами.

Перфорация с автосбросом на забой.

В пласте высокое давление около 300 МПа. для повышения нефтеотдачи в скважине производят ГРП. И при перфорации на кабеле неизбежен ГНВП. Поэтому при перфорации на НКТ даже при утяжелённом растворе 1,6 гр/см³ на устье Руст>80 атм, и чтобы заглушить скважину применяют утяжелённый раствор, что очень затратно, примерно 3-4 млн. рублей. Плюс бригады КРС с затратами трудовыми и временными на проведение глушения, потом

подъём НКТ с ПНКТ, затем спуск НКТ с пакером ГРП(на 89 НКТ спустить пакер, не доходя примерно 50м до интервала ПВР, посадить его с хвостовиком 10м 73НКТ) при постоянном доливе тяжёлого раствора, его завоза, на это в условиях Западной Сибири уходили недели, без преувеличения, и только потом подгонялся флот проведения ГРП и только потом и проводили непосредственно ГРП. В связи с этим была поставлена задача, чтобы затрачивать на этом минимум нервов, средств, времени и придумана была и внедрена ООО «Газпромнефть Хантос», ООО «Газпромнефть-ННГГФ» и ООО «Промперфоратор» следующая схема снизу вверх: в интервале перфорации позиционируется с точностью в 0,5метра ПНКТ диаметром 114 мм с плотностью перфорации 39отв/м + хвостовик 10м 73НКТ + на 89 НКТ пакер осевого действия фиксируемый в скважине при действии давления по принципу авторучки с кнопкой (надавил - открылась, повторно надавил – закрылась) и до устья 89 НКТ + устье, оборудованной арматурой проведения следующей операции- гидроразрыва пласта (ГРП0. Перфоратор ПНКТ инициируется гидродинамической инициирующей головкой с автосбросом, срабатываемой от давления закачки, закодированная перед спуском перфораторной компоновки на определённую схему закачки с помощью ЦА-320 по создаваемому агрегатом давления и продолжительности удержания заданного давления. При достижении этих двух условий эта головка инициирует перфоратор ПНКТ и отстёгивается. Перфоратор срабатывает и падает на забой скважины. В результате прострела пласта в скважине сразу возрастает скважинное давление. К устьевой скважинной арматуре подбивается «флот» ГРП.

В результате работы бригады освоения скважины и геофизической перфораторной партии по выше изложенной схеме исключаются такие дорогостоящие и длительные, в не одни сутки, операции как глушение дорогим тяжёлым раствором, подъём подвески НКТ с постоянным доливом тяжёлым раствором глушения, спуск компоновки НКТ под проведение гидроразрыва пласта, тем самым уменьшается время освоения скважины и проведение гидроразрыва пласта без осложнений выброса, время работы техники глушения, завоза и вывоза дорогостоящих растворов, оборудования и техники для проведения ГРП.

Единственный недостаток вышеизложенной схемы это наличие на забое скважины отсоединённого в результате перфорации сборки перфоратора и проверки её на полноту срабатывания. Но наличие перфоратора на забое скважины нивелируется обязательным наличием в скважине достаточно глубокого зумпфа, обеспеченным при бурении скважины под дальнейшие проведения технологических операциях при освоении, эксплуатации, обработках и ремонтах, а также проведения ловильных и аварийных мероприятиях. Но и при отсутствии достаточного зумпфа при проведении работ по данной схеме с применением корпусных перфораторов однократного применения есть возможность применения бескорпусных перфораторов однократного применения полностью разрушающихся, а именно, 10 метровая сборка перфораторов этого типа после срабатывания даст только 1 метр осколков, легко вымываемые при необходимости при промывке забоя скважины.

Перфорация корпусными перфораторами однократного применения скважин, спускаемых на ГНКТ, с горизонтальным участком ствола в продуктивном пласте.

На Приобском месторождении Западной Сибири с 2017 года до 90 % скважин бурится с горизонтальной проводкой ствола скважин по продуктивному пласту(горизонтальный участок ствола скважины 700-1000 метров), так как новые современные технологии в бурении позволяют решать такие очень сложные технологические задачи и по наличию необходимого бурового оборудования как зарубежного, так и отечественного, умению обученного и

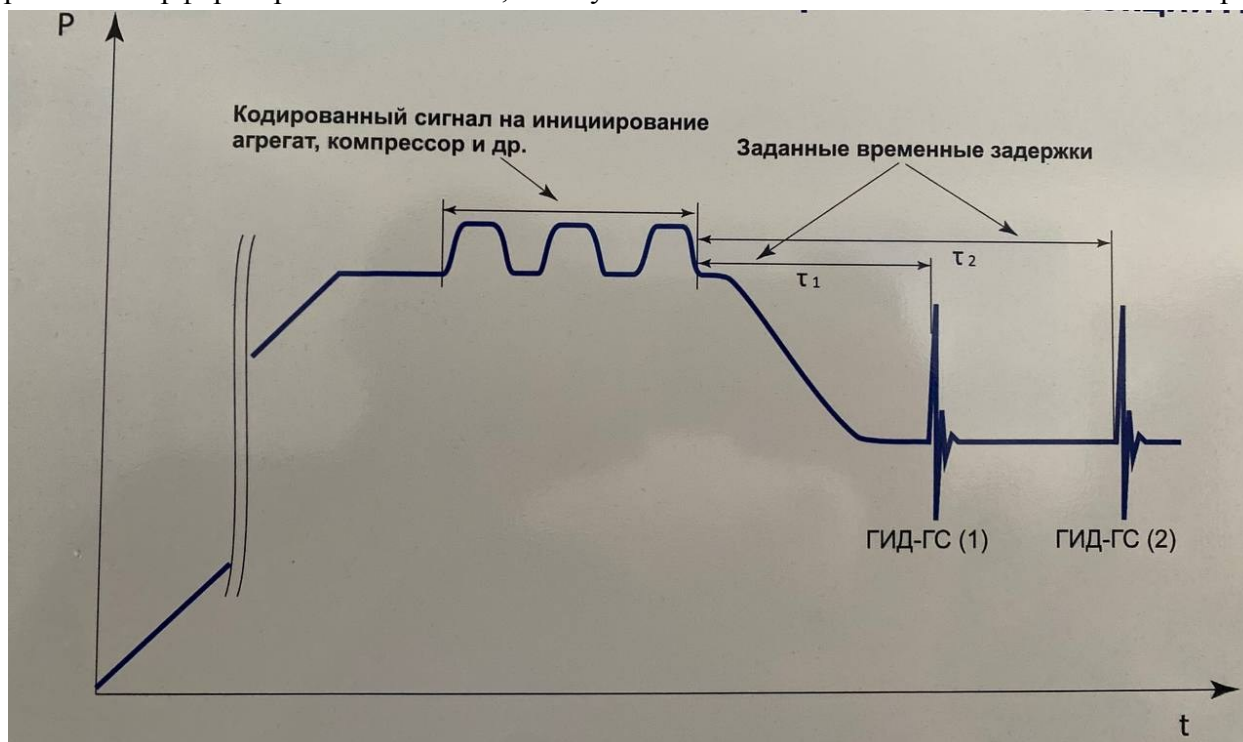
имеющего немалый опыт в этом вопросе буровых и сервисных специалистов по соответствующему оборудованию, буровых растворов, телеметрическому, геофизическому и геологическому сопровождению строительства подобных хвостовиков этих скважин, ещё и с несколькими стволами. В скважине с горизонтальным участком ствола в пласте Бажен, обсаженной обычным хвостовиком, зацементированным, необходимо сделать операции ГРП. Задача стоит следующая: надо сделать кластерную перфорацию, чтобы провести успешные операции ГРП, простреляв два интервала, между ними интервал в 10 метров без перфорации. И это всё за одну спускоподъёмную операцию ГНКТ. Перфораторная часть компоновки представляет собой четыре перфоратора ПКО диаметром 73 мм и длиной каждый по 2 метра, между ними интеллектуальные взрывные инициирующие головки ГИД-ГС, производства ОАО «ВНИПИ взрывгеофизика».



Интеллектуальная взрывная инициирующая головка ГИД-ГС

Производится перфорация с двойной плотностью в каждом интервале по следующему порядку:

1) перед монтажом перфораторной системы на устье скважины начальник геофизической перфораторной партии вносит в память каждой ГИД-ГС данные по давлению и времени по продолжительности создаваемого давления с помощью цементирующего агрегата ЦА-320, согласно утверждённого согласованного плана работ на проведение прострелочно-взрывных работ перфораторами ПКО-73, спускаемых на ГНКТ как на графике;



- 2) после монтажа перфоратора на устье скважины спуск его в интервал перфорации ведётся со скоростью не больше 0,5 метра в секунду;
- 3) после успешного спуска перфорационной компоновки геофизическая партия проводит привязку репера ГНКТ с целью позиционирования ПКО-73 в интервале перфорации с точностью 0,5 метра;
- 4) на устье с помощью цементирующего агрегата ЦА-320 в скважине нагнетается давление по схеме закодированного давления и продолжительности его поддержания для срабатывания третьей в схеме интеллектуальной иницирующей головки ГИД-ГС(3), от этого она включилась и ПКО-73(3) прострелил первый раз нижний интервал, что на устье взрыв зафиксировался;
- 5) у бригады буровиков есть 30 минут на то чтобы подтянуть с помощью ГНКТ четвёртый ПКО-73 напротив пласта, который был только что перфорирован третьим ПКО-73, то есть на его позицию, для создания двойной плотности прострела заданного интервала перфорации, иницируется продолжающейся работой ЦА-320 ГИД-ГС(4)(таким образом один интервал простреливается дважды);
- 6) простреливается верхний интервал при повторении условий пунктов 4) и 5) первым отстреливая первый ПКО-73 и затем второй ПКО-73 в интервал отстрела первого ПКО-73 после подтягивания компоновки с помощью ГНКТ.

Таким образом, достигается прострел двух заявленных к перфорации кластеров с двойной плотностью.

Важно: при перфорации всегда отстреливают интервалы снизу вверх и от подошвы начиная, ПНКТ и ГНКТ всегда подтягивать на верх, а не иначе.

После успешной операции отстрела компоновку отстрелянных перфораторов ПНКТ-73 и ГНКТ поднимают на поверхность, фиксируют полное срабатывание перфораторной сборки и демонтируют. Переходят к проведению ГРП на перфорированных двух кластерах.

Приведённые примеры компоновок и решений перфорации с автосбросом на забой, перфорация с двойной плотностью и двух разобщённых интервалов за одну СПО значительно экономят время, средства, уменьшают затраты на растворы, технику, оборудование, работы бригад за счёт сокращения СПО и эффективных технических решений.

УДК 622.276.5

ПРОБЛЕМА СНИЖЕНИЯ ВЫНОСА МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ И АНАЛИЗ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРИЕМНЫХ ФИЛЬТРОВ СКВАЖИННЫХ НАСОСОВ

Г.И. Бикбулатова

(ГБОУ ВО Альметьевский государственный нефтяной институт, к.т.н., доцент)

С.С. Лутфуллоев

(ГБОУ ВО Альметьевский государственный нефтяной институт, студент гр.72-41)

Аннотация. Вопрос увеличения добычи нефти в настоящее время не теряет своей актуальности. Основным механизированным способом на большинстве месторождений РФ является эксплуатация скважин с помощью установок электроцентробежных насосов (УЭЦН).

Скважины, оборудованные данным типом установок, как правило, характеризуются наиболее экстремальными режимами работы – высокие дебиты по жидкости и депрессии на пласт, значительные темпы изменения забойного давления в процессе вывода на стационарный режим. Вследствие этого в последнее десятилетие на скважинах, оборудованных УЭЦН, наметилась устойчивая тенденция увеличения отказов оборудования по причине высокого содержания в продукции механических примесей, выносимых из пласта за счет техногенного воздействия. Существующие в настоящее время способы уменьшения количества взвешенных частиц (КВЧ) в продукции механизированных скважин недостаточно эффективны. Поэтому перспективными направлениями решения проблемы являются дальнейшее совершенствование разработки методов прогнозирования накопления механических примесей в продукции и выбор технологий, направленных на минимизацию КВЧ.

Ключевые слова: механические примеси, скважинная насосная установка, пластовая жидкость, призабойная зона пласта, УЭЦН.

UDC 622.276.5

THE PROBLEM OF REDUCING MECHANICAL IMPURITIES REMOVAL AND ANALYSING THE OPERATIONAL PERFORMANCE OF WELL PUMP INTAKE FILTERS

G.I. Bikbulatova

*((Almetyevsk State Oil Institute,
assistant professor)*

S.S. Lutfulloev

*((Almetyevsk State Oil Institute,
student gr.72-41)*

Abstract. The issue of increasing oil production at present does not lose its relevance. The main mechanised method at the majority of Russian fields is well operation with the help of electric centrifugal pump units (ECPU).

Wells equipped with this type of units, as a rule, are characterised by the most extreme operating modes - high fluid flow rates and reservoir underbalances, significant rates of downhole pressure change in the process of steady-state operation. As a consequence, in the last decade there has been a steady tendency to increase equipment failures at wells equipped with ESPs due to high content of mechanical impurities in the production carried out from the reservoir due to anthropogenic impact. Currently existing methods of reducing the amount of suspended particles (SPM) in the products of mechanised wells are not efficient enough. Therefore, the promising directions for solving the problem are further improvement of the development of methods for predicting the accumulation of mechanical impurities in the products and the choice of technologies aimed at minimising suspended particulate matter (SPM).

Keywords: mechanical impurities, downhole pumping unit, formation fluid, bottomhole formation zone, ESP.

Проблема выноса из пластовой среды механических примесей в скважину в процессе добычи нефти имеет место во многих нефтедобывающих регионах России и зарубежных стран, и является одной из основных причин сокращения межремонтного периода. Высокая концентрация механических примесей в продукции скважин является одной из основных причин преждевременного износа и отказа скважинного оборудования, что приводит к росту издержек и снижению рентабельности производства.

Увеличение концентрации механических примесей также наиболее сильно проявляется в скважинах «старых» месторождений, а также в результате воздействия на призабойную зону с целью повышения нефтеотдачи пласта.

Сюда относятся кислотная обработка скважин и проведение гидравлического разрыва пласта (ГРП). В результате повышается концентрация несцементированных частиц породы, проппанта с пластовыми флюидами в скважину [1].

Согласно известным статистическим данным, процентная доля поломок насосного оборудования, связанных с воздействием механических примесей намного превосходит влияние других геолого-технических факторов. Для большинства нефтяных месторождений Западной Сибири доля отказов и поломок насосного оборудования, вызванных негативным воздействием механических примесей, составляют от 35% до 50%. При этом отказы от коррозии и солеобразований составляют соответственно 20-25% и 15-20% [2].

В настоящее время существуют различные технологические способы снижения интенсивности пескопроявления и защиты насосного оборудования от механических примесей.

Снижение выноса из пластовой среды песка и механических примесей обеспечивается оснащением забоя скважины фильтрами, поддержанием оптимальных величины депрессии, а также режимов извлечения пластовой среды. Для достижения наиболее высоких технико-экономических показателей при эксплуатации скважин в условиях выноса механических частиц, находящихся в пластовой жидкости во взвешенном состоянии, на приеме погружных насосов устанавливаются фильтры.

Среди различных конструкций механических фильтров, применяемых для защиты погружных насосов от механических примесей, наилучшими эксплуатационными характеристиками обладают проволочные и сетчатые фильтры. Поэтому данные фильтры нашли массовое применение как в России, так и за рубежом. Преимуществами таких фильтров являются высокий ресурс, возможность изготовления фильтров с широким диапазоном размеров ячеек.

Проволочные фильтры в составе насосной установки используются как для защиты от механических примесей крупного размера, так и для уменьшения вероятности попадания на прием в насос более мелких частиц.

Наиболее рациональным является их применение в скважинах с пластами, содержащими крупнозернистые пески размерами до 1-2 мм, которые по суммарной массе составляют до 50% всех примесей.

Проволочный скважинный фильтр представляет собой опорный каркас в виде перфорированной трубы и фильтрующего элемента (щелевого цилиндра), изготовленного методом контактной фасонной сварки проволоки из нержавеющей стали, большинстве случаев трапецеидальной формы) [3,6]. К недостаткам таких фильтров можно отнести сложность демонтажа и повреждение фильтрующего элемента (проволоки) в процессе эксплуатации из-за большой вибрации при оснащении ими УЭЦН.

Благодаря своим фильтрационным свойствам, сетчатые фильтры нашли наибольшее применение на месторождениях России, так как подавляющее большинство выносимых механических примесей имеют размер от 0,1 до 0,3 мм.

Наиболее рациональным использованием сетчатых фильтров является их применение в скважинах с большим содержанием среднезернистого песка, с размерами частиц 0,25-0,5 мм, а также мелкозернистого, с размерами частиц от 0,1 до 0,25 мм. К недостаткам следует отнести невозможность фильтрации мелкодисперсных фракций песка размером от 10 до 30 мкм [1,3].

К основным недостаткам существующих конструкций скважинных фильтров следует отнести значительные габариты в части длины, низкий срок службы фильтра, постепенное снижение пропускной способности в следствие засорения ячеек, отсутствие нормированного фильтрующего зазора, высокая стоимость изготовления, а также трудоемкость спуска и подъема.

Наиболее перспективными являются самоочищающиеся конструкции фильтров. Однако, существующие конструкции таких фильтров отличаются сложностью конструкции и недостаточной надежностью работы вследствие их оснащения специальными устройствами очистки.

Из вышеизложенного следует, что данное направление нуждается в совершенствовании и поиска перспективных технических решений самоочищающихся приемных фильтров является актуальным.

Список использованных источников:

1. Бахтизин Р.Н., Смольников Р.Н. Особенности добычи нефти с высоким содержанием механических примесей. УДК 622.276. Журнал «Нефтегазовое дело». 2018. С. 13-15.
2. Ивановский В.Н. Скважинные насосные установки для добычи нефти. // Даришев В.И., Сабиров А.А., Каштанов В.С., Пекин С.С. М.: «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2002. 824 с.
3. Камалетдинов Р.С. Обзор существующих методов борьбы с мехпримесями // Инженерная практика, 2010. № 02. С. 6-13.
4. Куличенко П.С., Влияние механических примесей на работу нефтепромыслового оборудования. УДК 622.227 Журнал «Academy» №273. 2022. С.27-31
5. Колмаков Е.А., Кондаршов А.М., Зеньков И.В. Обзор конструкций фильтров в составе погружных электроцентробежных насосов при добыче нефти. УДК 622.23.05. Журнал «Вестник Кузбасского государственного технического университета». 2018. С. 150-154.
6. Ламбин Д.Н. Технологии насосной эксплуатации нефтяных скважин с повышенным содержанием свободного газа и механических примесей. // Территория нефтегаз, 2010. № 12. С. 78-82.

УДК 681.883.06

МОНИТОРИНГ И УДАЛЕННЫЙ КОНТРОЛЬ ЗА ВЫНОСОМ ЧАСТИЦ ЦЕМЕНТА НА СКВАЖИНАХ С ПОМОЩЬЮ УЛЬТРАЗВУКОВОГО ПРИБОРА

М.Л. Галимуллин

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ, доцент)

И.З. Хатмуллина

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ, студент гр. БСН-20-11)

Аннотация. Рассматривается проблема выноса частиц цемента на скважинах, оборудованных погружными насосами. Исследуются причины разрушения цементного кольца и последующего выноса частиц цемента. Предлагается использование прибора для удаленного контроля за состоянием скважины и выносом частиц цемента. Исследуется ультразвуковой метод, на котором построена работа мониторингового прибора.

Ключевые слова: вынос частиц цемента, мониторинг состояния скважины, удаленный контроль, цементное кольцо.

UDC 681.883.06

MONITORING AND REMOTE CONTROL OF THE REMOVAL OF CEMENT PARTICLES IN WELLS USING AN ULTRASONIC DEVICE

M.L. Galimullin

((Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University, docent))

Annotation. The problem of removal of cement particles in wells equipped with submersible pumps is considered. The causes of the destruction of the cement ring and the subsequent removal of cement particles are investigated. It is proposed to use the device for remote monitoring of the well condition and removal of cement particles. The ultrasonic method on which the operation of the monitoring device is based is being investigated.

Keywords: removal of cement particles, well condition monitoring, remote control, cement ring.

Introduction

Частой проблемой при добыче нефти является вынос частиц цемента на скважинах, которые оборудованы погружными насосами. Частицы цемента выносятся из скважины по причине разрушения цементного кольца. В свою очередь цементное кольцо поддается разрушению из-за того, что происходит процесс износа скважин, что существенно повышает аварийность скважин, а также снижает эффективность добычи нефти.

Целью данной работы является разработка прибора, предназначенного для удаленного контроля и мониторинга выноса частиц цемента. Актуальность задачи заключается в том, что необходимо проводить повсеместный контроль аварийных скважин, которых с каждым годом становится все больше.

Materials and methods

Работа предлагаемого датчика основана на ультразвуковом методе, который заключается в том, что прибор предполагает преобразование ультразвука в количество частиц выносимого цемента. В том случае, когда данное значение превысит заданный предел, то прибор в режиме реального времени оповестит специалиста или при необходимости остановит скважину.

Рассмотрим опасности, которые возникают при разрушении цементного кольца и, соответственно, выносе частиц цемента, и как это влияет на работу скважины. Во-первых, вынос частиц цемента вызывает засорение призабойной зоны пласта. Происходит процесс, когда частицы цемента закупоривают интервалы перфорации, что приводит к снижению продуктивности скважины. Во-вторых, возникает негерметичность цементного кольца, что является нарушением охраны недр при разработке и эксплуатации месторождений.

Главная новизна проекта базируется на реализации комплексного подхода к вопросу мониторинга работы фонда добывающих скважин, оборудованных погружными насосами. В первую очередь стоит отметить, что контроль технического состояния скважин на предмет разрушения цементного кольца осуществляется в следующем порядке: остановка скважины, привлечение бригады капитального или текущего ремонта для подъема подземного оборудования и в дальнейшем бригады геофизических исследований скважин для спуска специальных глубинных приборов. Это требует существенных финансов и при определенных обстоятельствах не приводит к эффекту в силу различных осложнений, например, отложения парафина на стенках обсадных колонн, что препятствует прохождению сигнала глубинного прибора и регистрации отсутствия цемента.

В связи с этим предлагаемый для разработки и реализации прибор обладает следующим рядом преимуществ. Он монтируется на наземную часть фонтанной арматуры, что не требует изготовления на заказ фонтанной арматуры. За счет модуля электроники осуществляется бесперебойная запись в память ультразвуковых сигналов, передача их в цех добычи нефти и газа и при необходимости аварийное срабатывание и оповещение о превышении нормы выноса частиц цемента. Калибровка датчика будет осуществляться в процессе его установки, что не требует долгих промысловых работ. Для питания модуля электроники будет реализован резервный запас на случай отключения электроэнергии на промысле или же выхода из строя основного источника. Для монтирования датчика нет необходимости использовать специальное оборудование, так как основные крепежные узлы будут реализованы под стандартные размеры

ключей. Прибор не нуждается в повсеместном обслуживании и требует лишь смены питающих элементов и визуального контроля на предмет утечек жидкости.

Предлагаемый прибор будет состоять из двух важных элементов: корпус прибора и модуль электроники. При этом для установки прибора не требуется реализация дополнительных технологических отверстий в фонтанной арматуре в отличие от схожих по функционалу устьевых приборов. В отличие от других известных приборов ключевым отличием является расположение прибора на устье скважины, что значительно повышает эффективность реализации производственных процессов и мониторинга частиц цемента в добываемой продукции.

Принцип работы прибора основан на следующей технологии: прибор устанавливается на изгибе или же отводе устьевой арматуры, причем чувствительная часть прибора не находится в прямом контакте с металлом. Это реализовано за счет нанесения полимерной пленки на чувствительную часть прибора, которая защищает от посторонних предметов ультразвуковой датчик и не препятствует прохождению сигнала. При прохождении жидкости ультразвуковой датчик, установленный в приборе, превращает их в импульсы, исходя из которых образуется определенный тренд, где каждая точка соответствует сигналу, полученному от потока жидкости. Модуль электроники производит анализ полученного тренда исходя из которых можно определить следующее: выходит ли построенный график за границы "нормальной работы скважины". Ультразвуковой датчик будет состоять из пьезоэлектрического датчика и процессорного блока обработки сигнала.

Пьезоэлектрические элементы работают на принципе превращения механического вибровоздействия в электрический ток. Этого позволяет достичь датчик вибрации, оснащенный пьезокристаллом, который является основным элементом в приборе. Электромагнитный сигнал, исходящий из сенсора, идет на схему, где производится анализ и в случае превышения определенного амплитудного значения подает сигнал. Разделение шумов по характеру производится благодаря компьютерной технике и математическим методам обработки сигнала.

В отличие от приборов, схожих по конструкции и назначению, предлагаемый прибор обладает следующим рядом преимуществ: компактные размеры, которые на 15-30% меньше аналогов, малый габарит и вес прибора, составляющий не более двух килограмм, влагозащищенное исполнение, в состав прибора входят исключительно отечественные компоненты электроники, передача данных в цех добычи нефти и газа, наличие полимерной пленки позволяет защитить прибор, защита от помех и других искажений сигналов за счет использования высокопроизводительных компонентов, ожидаемый высокий межремонтный период за счет отсутствия частей, способствующих высокому трению деталей, возможность массового производства прибора за счет его низкой себестоимости, снижение затрат компаний на выплату экологических штрафов, снижение производственно-экономических рисков и сокращение нерентабельного фонда скважин.

Results

Данный прибор может удовлетворить потребности нефтяных компаний Российской Федерации и стран ближнего зарубежья, которые ежегодно сталкиваются с негерметичностью цементного кольца на скважинах, эксплуатирующихся с использованием глубинно-насосного оборудования. Так как сейчас наблюдается повсеместный перевод добывающих скважин на механизированный способ добычи, предлагаемый прибор позволит существенно повысить эффективность реализации производственных процессов и, как следствие, использования важнейших активов нефтяных компаний. За счет использования прибора компании не только не будут терять добычу нефти из-за простоев скважин или нарушений в их работе, но и использование прибора позволит избежать больших штрафов от природонадзорных органов. По предварительным подсчетам, доля скважин с вышеуказанным оборудованием составляет от 35 до 100% от общего добывающего фонда, что делает разработку прибора актуальным и необходимым мероприятием. Также стоит отметить, что большая часть скважин, эксплуатирующихся по сей день с использованием глубинно-насосного оборудования, были

пробурены достаточно давно. Из-за этого есть высокий риск негерметичности цементного кольца скважины по причине естественного разрушения и старения цемента.

Список использованных источников

1. И. И. Хасанов, Г. Ю. Колчина, Е. А. Логинова, О. Ю. Полетаева. Контроль и регистрация технологических параметров при добыче, транспорте и переработке углеводородов / Уфимский государственный нефтяной технический университет. – Москва : Обракадемнаука, 2019. – 92 с. – ISBN 978-5-9904802-6-1. – EDN RWZMHL.
2. Гафурова Альфира Явдатовна, Давлетбаева Динара Рафисовна К вопросу о себестоимости предприятия нефтегазового комплекса // Наука и образование сегодня. 2019. №10 (45). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/k-voprosu-o-sebestoimosti-predpriyatiya-neftegazovogo-kompleksa> (дата обращения: 02.03.2024).
3. Воробьев Александр Егорович, Тчаро Хоноре, Воробьев Кирилл Александрович Цифровизация нефтяной промышленности: "интеллектуальный" нефтепромысел // Вестник евразийской науки. 2018. №3. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/tsifrovizatsiya-neftyanyou-promyshlennosti-intellektualnyy-neftepromysel> (дата обращения: 03.03.2024).
4. Толстикова Е.С. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ОБСАДНЫХ КОЛОНН И ЦЕМЕНТНОГО КОЛЬЦА // Вестник науки. 2022. №8 (53). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/geofizicheskie-issledovaniya-obsadnyh-kolonn-i-tsementnogo-koltsa> (дата обращения: 02.03.2024).
5. Гаврилов Александр Максимович, Кудрявцева Дарья Евгеньевна Особенности распространения ультразвукового импульса с монохроматическим заполнением в диссипативной среде // Известия вузов. Северо-Кавказский регион. Серия: Естественные науки. 2013. №1 (173). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/osobennosti-rasprostraneniya-ultrazvukovogo-impulsa-s-monohromaticeskim-zapolneniem-v-dissipativnoy-srede> (дата обращения: 03.03.2024).
6. Магомедова Милада Руслановна Расчетная модель движения твердых частиц в природных турбулентных потоках // Вестник ДГТУ. Технические науки. 2019. №2. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/raschetnaya-model-dvizheniya-tverdyh-chastits-v-prirodnyh-turbulentnyh-potokah> (дата обращения: 02.03.2024).

УДК 622.276

ИЗУЧЕНИЕ ВОПРОСА ОСНОВНЫХ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫХ ПРОЦЕССОВ ПЕРЕРАБОТКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА

Т.А. Гатауллин

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском,
студент гр. БГР-20-12)*

Р.И. Сулейманов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

М.Л. Галимуллин

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Л.М. Зарипова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Аннотация. В данной статье представлены основополагающие низкотемпературные процессы переработки природного газа такие, как абсорбция, сепарация, конденсация и ректификация. Рассмотрены их положительные и отрицательные аспекты. Изложены мысли для повышения результативности детандерных схем.

Ключевые слова: природный газ, абсорбция, ректификация, сепарация.

UDC 622.276

STUDY OF THE MAIN LOW-TEMPERATURE PROCESSES OF NATURAL GAS PROCESSING

T.A. Gataullin

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, student gr. BGR-20-12)*

Р.И. Сулейманов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

М.Л. Галимуллин

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Л.М. Зарипова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Abstract. This article presents the fundamental low-temperature processes of natural gas processing such as absorption, separation, condensation and rectification. Their positive and negative aspects are considered. The ideas for improving the effectiveness of expander schemes are presented.

Keywords: natural gas, absorption, rectification, separation.

Сегодня попутный и природный газ составляют большую долю добываемой продукции в нефтехимической промышленности. Поэтому разработка схем подготовки и переработки газа является важнейшим новейшему для нефтегазовой отрасли направлению решения проблем - использованию попутного нефтяного газа (ПНГ). ПНГ способствует получению экономических преимуществ за счет создания продуктов с добавленной стоимостью: соединений "чистых" элементов или жидких компонентов, продукты.

В данной статье анализируются основные процессы подготовки криогенного газа: ректификация, конденсация, сепарация и абсорбция. Эти методы разделения и извлечения ценных компонентов из газов используются на основе отечественного опыта [1-3].

Способ конденсации и ректификации.

Завершающим этапом метода НТК является передача конденсата на сепарацию, тогда как низкотемпературная ректификация требует направления на изоляцию конденсата и газожидкостной смеси. Это отличает его от других методов. Внутрь средней ступени ректификационной колонны поступает конденсат из криогенного сепаратора. В верхнюю ступень дедетанизатора поступает газожидкостная смесь из криогенного сепаратора, которая расширяется дроссельным клапаном или детандером [4-7].

Процесс НТК менее дорог и требует меньше тепла, холода и капитальных затрат на строительство, чем низкотемпературная ректификация. Это делается в небольших устройствах. Используя процесс низкотемпературной ректификации, можно получать элементы из газа в чистом виде при большой величине восстановления. В большинстве установок расширение газа в турбодетандере является наиболее интересной технологией, поскольку позволяет достигать маленьких температурных показателей при относительно небольших перепадах давления. По сравнению с другими вариантами на этих объектах наиболее эффективна добыча жидких углеводородов: $C_2 > 60\%$, $C_3 > 90\%$, $C_4 - 100\%$.

Не существует единого фиксированного решения для охлаждения сырьевого потока при любой возможной температуре, о чем свидетельствует изучение традиционных технологий низкотемпературного разделения газов [8-11]. При разделении углеводородных газов важно определить конечную температуру охлаждения, при которой происходит некоторое уплотнение. Переменные температурные и барометрические показатели могут привести к одинаковой конденсации газа, заявленного изначально. С ростом давления конденсируемый показатели с неменяющимся температурным режимом повышается и алгоритм протекает менее селективно. С изменением температуры скорость конденсации значительно увеличивается по мере уменьшения объема, это может обозначать замедление скорости [12-14].

Метод низкотемпературной сепарации.

В этом методе газ охлаждается холодным воздухом, производимым во внешней холодильной установке. В нефтяной, газовой и химической промышленности в качестве хладагентов используются пропан, этан, аммиак, многокомпонентные хладоны.

Типичные коэффициенты извлечения жидких углеводородов составляют 85% для C3 для C4- 94%, для C5-98%. Эти показатели выше, чем для установок, работающих на отбензиненном абсорбционном масле. Однако из таких установок холодной сепарации (LTS) можно извлечь лишь небольшое количество этана. Извлечение этана ограничивается неспособностью обычных хладагентов охладить входящий поток ниже -40С. Маленькие барометрические показатели (-60...-70С) влекут за собой серьезные усложнения оборудования, также повышение энергозатрат для получения пониженных величин.

К положительным сторонам данного метода относится шанс сепарации без разгерметизации ПНГ, это и исключает необходимость последующего сжатия отбензиненного газа [15-17].

Метод абсорбции.

На протяжении недавнего времени для увеличения получения из газа УВ было решено проводить низкбарометрическую абсорбцию. Уменьшение температуры, увеличение давления в оборудовании НТА дают возможность применять абсорбирующие вещества с низкой молекулярной массой. Основная разница оборудования НТА от масляных заключается в использовании сепаратора перед абсорбером, там идет разделение значительного объема сжиженных УВ. Тем самым становится возможным уменьшить тяжесть абсорбера, понизить отделение оставшихся УВ C2...C5 в газе.

Следовательно, метод НТА включает в себя 2 метода, как сепарация и абсорбция.

Разделение углеводородов становится менее четким с уменьшением критического давления смеси до 0,9, поскольку многие ее легкие составляющие превращаются в жидкость. Впоследствии слишком много холодной энергии уходит на конденсацию легких элементов, потом тепловая энергия в кубе ректификационной колонны идет непосредственно на их испарение. Снижение температуры НТС является следствием более высокого коэффициента извлечения целевых компонентов, что приводит к увеличению затрат холодной энергии на легкие компоненты и эксплуатацию тепловой энергии при испарении [18-20].

При использовании детандера в схемах с данным типом устройств следует учитывать тот факт, что он работает в парожидкостном режиме, что не оказывает должного влияния на турбомашины. Кроме того, есть и другие преимущества, которые можно получить, обрабатывая паровую фазу из сепаратора при большом давлении и увеличивая ее в детандере при одной из самых низких температур в цикле [21-25]. Прогнозируется, что новые технологии и предпочтительные условия проведения конденсации и ректификации в безопасных условиях эксплуатации позволят более полно извлечь целевые компоненты этана, пропана и бутана.

Подводя итог, можно сказать, что в данной статье основными рассмотренными процессами низкотемпературной обработки природного газа являются процесс конденсации и очистки, целью которого является отделение конденсата от газожидкостной смеси путем передачи конденсата на сепарацию; процесс абсорбции, который повышает извлечение тяжелых углеводородов из газа; и процесс низкотемпературной сепарации, при нем газ охлаждается холодным воздухом, создаваемым внешней холодильной установкой.

Список использованных источников:

1. Опыт применения российского комплекса LWD при изменении механической скорости бурения скважин / А. Ю. Давыдов, Р. В. Вафин, И. А. Яхина, И. А. Давыдов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2023. – № 9(369). – С. 36-40. – DOI 10.33285/0130-3872-2023-9(369)-36-40.
2. Расчет параметров амортизатора крутильных колебаний штанговой колонны винтовой насосной установки / А. Ю. Давыдов, Р. В. Вафин, Э. М. Альмухаметова, И. А. Давыдов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2023. – № 5(137). – С. 24-28. – DOI 10.33285/1999-6934-2023-5(137)-24-28.
3. Давыдов А. Ю. Применение управляющих экспертных систем для мониторинга работы винтовых насосных установок с поверхностным приводом / А. Ю. Давыдов, Э. Ф.

- Велиев, И. А. Давыдов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2023. – № 6(138). – С. 5-9. – DOI 10.33285/1999-6934-2023-6(138)-5-9.
4. Винтовой забойный двигатель с интегрированной телеметрической системой / А. Ю. Давыдов, И. А. Яхина, М. Я. Хабибуллин, И. А. Давыдов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2020. – № 11 (335). – С. 30-34. – DOI 10.33285/0130-3872-2020-11(335)-30-34.
 5. Давыдов А. Ю. Строительство скважин с применением наддолотных модулей / А. Ю. Давыдов, И. А. Яхина, Л. М. Зарипова // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2020. – № 2 (326). – С. 16-19. – DOI 10.33285/0130-3872-2020-2(326)-16-19.
 6. Бурение скважин на азрированной нефти с применением отечественных забойных телеметрических систем / А. Ю. Давыдов, М. С. Габдрахимов, М. Я. Хабибуллин, Р. И. Сулейманов, Л. М. Зарипова // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2017. – № 6. – С. 69-73.
 7. Давыдов А. Ю. Оценка влияния крутильных колебаний штанговой колонны на работу винтовой насосной установки: специальность 05.02.13 "Машины, агрегаты и процессы (по отраслям)": диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Давыдов Александр Юрьевич. – Уфа, 2002. – 125 с.
 8. Давыдов А. Ю. Исследования динамики работы скважинного оборудования винтовых насосных установок с поверхностным приводом: монография / А. Ю. Давыдов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – 106 с.
 9. Давыдов А. Ю. Подбор оптимальных режимов работы винтовых насосных установок с поверхностным приводом с помощью управляющих экспертных систем / А. Ю. Давыдов, А. А. Никифоров, М. С. Габдрахимов // Территория Нефтегаз. – 2015. – № 10. – С. 76-79.
 10. Davydov A. Yu. Monitoring of the operation of surface-driven screw pumping units using expert control systems / A. Yu. Davydov // Journal of Physics: Conference Series. – 2019. – Vol. 1333. – № 4. – Номер статьи 042005. – DOI: 10.1088/1742-6596/1333/4/042005.
 11. Davydov A. Yu. Bit measuring systems / A. Yu. Davydov, I. A. Yakhina // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science (International Conference on Innovations and Prospects of Development of Mining Machinery and Electrical Engineering 2019, IPDME 2019). – 2019. – Vol. 378. – № 1. – Номер статьи 012078. – DOI: 10.1088/1755-1315/378/1/012078.
 12. Davydov A. Y. Experience in using the Russian LWD complex for well drilling / A. Y. Davydov, I. A. Yakhina // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2020. – Vol. 952. – № 1. – Номер статьи 012041. – DOI: 10.1088/1757-899X/952/1/012041.
 13. Davydov A.Y. Downhole screw motor with integrated telemetry system / A. Y. Davydov, I. A. Yakhina // Journal of Physics: Conference Series. – 2021. – Vol. 1753. – № 1. – Номер статьи 012070. – DOI: 10.1088/1742-6596/1753/1/012070.
 14. Davydov A. Yu. Utilization of expert systems for screw pump sets with surface drive management / A. Yu. Davydov (Yurievich, Davydov Alexander) // Advances in Engineering Research (AER) (International conference "Actual issues of mechanical engineering" (AIME 2018)). – 2018. – Vol. 157. – Pp. 129-133.
 15. Давыдов А.Ю. Двигатель ВЗД 1-195 с повышенной надежностью шпиндельной секции / А.Ю. Давыдов, П.Д. Крюков // Материалы 44-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – Т. 1. – С. 195-198.
 16. Давыдов А. Ю. Расчет параметров амортизатора крутильных колебаний штанговой колонны / А. Ю. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2013: сборник научных трудов международной научно-технической конференции в 3-х т. / ред. кол. В. Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. – Т. 2. – С. 159-166.
 17. Гиниятуллин И. К. Усовершенствование гидрозащиты электроцентробежного насоса ЭЦНМ-50-1300 / И. К. Гиниятуллин, А. Ю. Давыдов // Материалы Всероссийской 40-й

научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 3-х т. / отв. ред. К. Т. Тынчеров. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. – Т. 2. – С. 43-46.

18. Современные методы очистки от асфальтосмолопарафиновых отложений / Л. М. Зарипова, М. С. Габдрахимов, Р. И. Сулейманов, М. Л. Галимуллин, А. Ю. Давыдов, Р. Г. Хабибуллина, А. К. Зарипов, Т. З. Ганиев // Sciences of Europe. – 2017. – № 19. – С. 58-60.

19. Опытнo-промышленные исследования тиксотропной деструкции парафинистой нефти в промысловом трубопроводе / М. Д. Валеев, А. К. Зарипов, А. Ю. Давыдов, Л. М. Зарипова // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2016. – № 6. – С. 32-35.

20. Ахиярова Л. У. Устройство для измерения параметров добываемой жидкости с усовершенствованным приводом датчиков / Л. У. Ахиярова, А. Ю. Давыдов // Материалы Всероссийской 40-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 3-х т. / отв. ред. К. Т. Тынчеров. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. – Т. 2. – С. 8-11.

21. Давыдов А. Ю. Управление режимами работы установки винтового насоса с поверхностным приводом / А. Ю. Давыдов, А. А. Никифоров, М. С. Габдрахимов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2014: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. К. Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – Т. 1. – С. 332-335.

22. Повышение эффективности работы гидрораспределителя гидропривода ШГН / Р. И. Сулейманов, М. Я. Хабибуллин, В. А. Петров, А. Ю. Давыдов, О. В. Давыдова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2017: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В. Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – Т. 1. – С. 392-395.

23. Давыдов А. Ю. Усовершенствование сепаратора CPF-V-2010 / А. Ю. Давыдов, Г. Р. Низаева // Сборник научных трудов 43-й международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском: в 2-х т. / отв. ред. В. Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 33-35.

24. Давыдов А.Ю. Применение наддолотного модуля при бурении скважин / А.Ю. Давыдов, И.А. Яхина // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2019: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2019. – Т. 1. – С. 319-325.

25. Яппаров Р. Р. Повышение эффективности эксплуатации скважин с боковыми стволами в условиях Туймазинского месторождения нефтегазодобывающего управления «Туймазанефть» / Р. Р. Яппаров, А. Ю. Давыдов // Сборник научных трудов 43-й международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском: в 2-х т. / отв. ред. В. Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 326-330.

УДК 621.762

ПРИМЕНЕНИЕ АДДИТИВНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПРИ РЕМОНТЕ ОБОРУДОВАНИЯ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

А.А. Гильманов

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ
в г.Октябрьском, студент гр. БСН-20-11)*

М.Я. Хабибуллин

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ
в г.Октябрьском, доцент)*

Р.И. Сулейманов

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ
в г.Октябрьском, доцент)*

Г.М.Астафьева

Аннотация: В данной статье рассмотрены аддитивные технологии на примере ремонта нефтегазового оборудования. Описаны назначение, функциональное применение, применяемая техника, преимущества и недостатки.

Ключевые слова: аддитивная технология, 3D-принтер, 3D-печать, макет, муляж, прототип, программное обеспечение

УДК 621.762

APPLICATION OF ADDITIVE TECHNOLOGIES WHEN REPAIRING EQUIPMENT IN THE OIL AND GAS INDUSTRY

A.A. Gilmanov

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum
Technological University in the City of Oktyabrsky,
student gr. BSN-20-11)*

M.Ya.Khabibullin

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum
Technological University in the City of Oktyabrsky,
assistant professor)*

R.I. Suleimanov

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum
Technological University in the City of Oktyabrsky,
assistant professor)*

G.M.Astafieva

(AK OZNA JSC, head of the design department)

Abstract: This article discusses additive technologies using the example of oil and gas equipment repair. The purpose, functional application, technology used, advantages and disadvantages are described.

Keywords: additive technology, 3D printer, 3D printing, layout, dummy, prototype, software

Введение

Аддитивные технологии, широко известные как 3D-печать, представляют собой процесс создания физических объектов из трехмерных цифровых моделей путем последовательного наложения материала слой за слоем. Этот процесс отличается от традиционных методов производства, таких как фрезерование, токарная обработка или литье, где материал удаляется или формуется для получения желаемой формы. Аддитивные технологии позволяют создавать сложные и детализированные объекты с высокой точностью, которые могут быть сложными или невозможными для изготовления традиционными методами [1-4].

Необходимость аддитивных технологий в нефтегазовой сфере

Аддитивные технологии, известные также как 3D-печать, представляют собой перспективное направление в машиностроении и производстве. В контексте нефтегазовой отрасли, где требуются высокая надежность и оперативность обслуживания оборудования, аддитивные технологии могут решить множество задач: от сокращения сроков производства и поставки запасных частей до создания комплексных деталей с уникальными свойствами.

Почему аддитивные технологии важны для нефтегазовой отрасли [5-7]?

Аддитивные технологии позволяют ускорить процесс производства, сократить затраты на логистику и хранение, а также обеспечить высокую адаптивность и персонализацию производства запасных частей. Ключевое преимущество — возможность создавать детали сложной геометрии, которые трудно или невозможно изготовить традиционными методами.

Это открывает новые возможности для повышения эффективности и надежности оборудования [8-10].

1. Сокращение сроков производства и поставки

Аддитивные технологии позволяют значительно сократить время на производство и доставку запасных частей, что критически важно для обеспечения непрерывности производственных процессов в нефтегазовой отрасли.

2. Уменьшение затрат

Производство на месте сокращает логистические затраты и издержки на складирование, позволяя изготавливать детали по мере необходимости, что делает аддитивные технологии экономически выгодными.

3. Возможность создания сложных дизайнов

Аддитивное производство позволяет создавать детали со сложной геометрией, которые трудно или даже невозможно изготовить традиционными методами. Это открывает новые возможности для инноваций в дизайне и улучшения эффективности оборудования.

4. Повышение прочности и надежности

Современные материалы и технологии 3D-печати позволяют производить детали, которые соответствуют или даже превосходят характеристики традиционно изготовленных компонентов по прочности и долговечности.

5. Персонализация и адаптация

Аддитивные технологии обеспечивают уникальную возможность адаптации продукции под конкретные задачи и условия эксплуатации, что особенно ценно в условиях, где требуется высокая степень специализации.

6. Экологическая устойчивость

Аддитивные технологии могут способствовать снижению отходов производства за счет более точного расхода материалов и возможности переработки отходов 3D-печати.

7. Улучшение управления запасами

Способность производить компоненты по мере необходимости помогает компаниям оптимизировать управление запасами, сокращая необходимость в больших складских помещениях и уменьшая риск устаревания запасных частей [11-14].

Для успешного использования аддитивных технологий в нефтегазовой отрасли, вам потребуется ряд специализированных оборудования и инструментов [15-16].

1. 3D-Принтеры

Промышленные 3D-принтеры: Для производства металлических и пластиковых деталей высокой прочности, способных выдерживать экстремальные условия эксплуатации в нефтегазовой отрасли.

Типы 3D-печати: В зависимости от требований к деталям, могут использоваться различные технологии 3D-печати, такие как FDM (Fused Deposition Modeling) для пластиков, SLS (Selective Laser Sintering) или DMLS (Direct Metal Laser Sintering) для металлов.

2. Материалы для 3D-Печати > Рустам Сул: Металлические порошки: Нержавеющая сталь, титан, алюминиевые сплавы и другие металлы, используемые для создания деталей, устойчивых к коррозии и высоким температурам.

Пластиковые филаменты: АБС-пластик, ПЛА, полиамиды и другие пластики, подходящие для изготовления ненагруженных деталей или прототипирования.

3. ПО для 3D-Моделирования

CAD-системы (Computer-Aided Design): Программное обеспечение для разработки 3D-моделей деталей и комплектующих, такие как SolidWorks, AutoCAD, или Fusion 360.

Специализированное ПО для 3D-печати: Программы для подготовки моделей к печати, настройки параметров печати и оптимизации расхода материалов.

4. Оборудование для постобработки

Машины для термической обработки: Используются для повышения прочности и устранения напряжений в металлических деталях после печати.

Оборудование для механической обработки: Фрезерные и токарные станки для окончательной обработки деталей, придания им необходимых размеров и толеранций.

Установки для пескоструйной и химической обработки: Для очистки и улучшения поверхности деталей.

5. Системы контроля и тестирования

Оборудование для неразрушающего контроля: X-лучевая томография, ультразвуковое тестирование и другие методы для проверки качества внутренней структуры и отсутствия дефектов в напечатанных деталях.

Выбор конкретного оборудования и материалов зависит от специфики задач, которые вы планируете решать с помощью аддитивных технологий, а также от требований к прочности, термостойкости и другим характеристикам изготавливаемых деталей [17-20].

Этапы разработки и используемые технологии

Этап 1: Анализ и подбор материалов

Выбор материалов, подходящих для эксплуатации в агрессивных условиях нефтегазовой отрасли, таких как коррозионно-стойкие сплавы на основе никеля и титана.

Этап 2: Проектирование и моделирование

Использование программного обеспечения для CAD-моделирования, что позволяет точно спроектировать детали с учетом всех технических требований и особенностей эксплуатации.

Этап 3: Производство

Применение промышленных 3D-принтеров, работающих по технологии прямого лазерного спекания металлов (DMLS), для изготовления деталей высокой прочности и точности.

Этап 4: Постобработка и контроль качества

Проведение термической обработки, механической обработки поверхностей и неразрушающего контроля качества с использованием ультразвука и X-лучевой томографии. Предварительная смета затрат на производство с использованием аддитивных технологий в нефтегазовой сфере, в частности для изготовления таких элементов, как клапан, учетом несколько ключевых аспектов. Стоит отметить, что точная смета может значительно варьироваться в зависимости от масштаба производства, выбранных материалов, оборудования и других факторов. В расчете будем использовать приблизительные цены, актуальные для российского рынка.

Описание клапана:

Тип: Клапан регулирующий, предназначенный для использования в условиях высокого давления и агрессивных сред.

Материал: Коррозионно-стойкий сплав на основе никеля или титана, обеспечивающий долговечность и надежность в экстремальных условиях.

Рабочее давление: До 1050 бар, что соответствует условиям эксплуатации на многих нефтегазовых месторождениях.

Диаметр: От 50 до 150 мм, позволяющий обеспечить необходимую пропускную способность для управления потоком нефти или газа.

Особенности конструкции: Клапан оснащен механизмом точного регулирования и автоматической системой защиты от перепадов давления.

Выбор данного клапана для демонстрации применения аддитивных технологий в нефтегазовой отрасли обусловлен его критической ролью в системах управления потоком, высокими требованиями к материалам и конструкции, а также сложностью изготовления по традиционным методам, что делает его идеальным кандидатом для производства методом 3D-печати.

Приобретение 3D-принтера для металлов:

Стоимость может варьироваться от 4 до 40 млн рублей в зависимости от спецификаций.

Материалы для печати:

Металлический порошок (например, титановый или никелевый сплав): цена около 10000...20000 рублей за килограмм. Расходы на электроэнергию: С учетом работы оборудования в течение 2000 часов в год, при средней стоимости электроэнергии 5 рублей за кВт·ч, расходы могут составить примерно 100000...200000 рублей.

Амортизация оборудования:

При сроке службы оборудования 5 лет, годовая амортизация для 3D-принтера стоимостью 20 млн рублей составит примерно 4 млн рублей.

Заработная плата операторов и инженеров:

При наличии команды из 3-5 человек, с учетом средней зарплаты 60 000 рублей в месяц на одного сотрудника, годовые расходы составят примерно 2,16–3,6 млн рублей.

Расходы на обслуживание и ремонт оборудования:

Примерно 5–10% от стоимости оборудования в год, что составит от 200 000 до 2 млн рублей. Прочие расходы (тестирование, сертификация, ПО и т.д.): В зависимости от потребностей, эта статья может варьироваться от 500 000 до нескольких миллионов рублей.

Предварительная смета:

Общие капитальные затраты: От 4 до 40 млн рублей (покупка 3D-принтера). Эксплуатационные затраты в год: От 3 до 10 млн рублей (материалы, электроэнергия, зарплаты, обслуживание, прочее). Эта смета является очень приблизительной и предназначена для дачи общего представления о порядке затрат на внедрение аддитивных технологий в производственный процесс нефтегазовой отрасли. Для точного планирования бюджета потребуются более детальный анализ, учитывающий все этапы производства

Выводы

Применение аддитивных технологий для производства клапанов и дросселей в нефтегазовой отрасли России позволит не только оптимизировать стоимость и сократить сроки поставки, но и обеспечить высокое качество и надежность продукции, адаптированной к специфическим условиям эксплуатации. Ключ к успеху проекта — тщательный подбор материалов, современное оборудование для 3D-печати и строгий контроль качества на всех этапах производства.

Список использованных источников

1. Давыдов А.Ю. Методы контроля и диагностики винтовых насосных установок в процессе работы / Давыдов А.Ю., Зарипова Л.М., Сулейманов Р.И., Галимуллин М.Л. // Опыт, проблемы и перспективы развития неразрушающих методов контроля и диагностики машин и агрегатов: Сборник научных трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию юбилею филиала УГНТУ в г. Октябрьском и 20-летию лаборатории "Вибродиагностика машин и агрегатов нефтяной промышленности". 2017. - С. 122-129.
2. Сулейманов Р.И. Совершенствование наддолготного гидроударника для роторного способа бурения: дис. ... канд. техн. наук / Сулейманов Рустэм Исакович. – Уфа, 2004. – 108 с.
3. Сулейманов Р.И. Совершенствование системы охлаждения насосного агрегата ЦНС / Сулейманов Р.И., Галимуллин М.Л., Габдрахимов М.С., Зарипова Л.М., Сидоркин Д.И., Абдюкова Р.Я. // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2017: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. (Октябрьский, 31 марта 2017 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – Т. 1. – С. 399-402.
4. Галимуллин М.Л. Новейшие технологические линии (оборудования) для входного контроля насосно-компрессорных труб и их капитального ремонта / Галимуллин М.Л., Габдрахимов М.С., Сулейманов Р.И., Зарипова Л.М. // Актуальные вопросы инженерного образования – 2015: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции (Октябрьский, 27 ноября 2015 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Альфа Принт, 2016. – С. 97-103.
5. Галимуллин М.Л. Влияние широкопроходного клапана на подачу глубинного штангового насоса / Галимуллин М.Л., Габдрахимов М.С., Сулейманов Р.И., Зарипова Л.М.,

Зиянгинов А.Р. // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2015. – № 4. – С. 22-27.

6. Сулейманов Р.И. Совершенствование наддолготного гидроударника для роторного способа бурения: автореф. дис. ... канд. техн. наук / Сулейманов Рустэм Исакович. – Уфа, 2004. – 23 с.

7. Сулейманов Р.И. Частотное регулирование бурового насоса НБТ-600 / Сулейманов Р.И., Габдрахимов М.С., Галимуллин М.Л., Зарипова Л.М., Зайнаглина Л.З., Давыдова О.В. // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2017: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. (Октябрьский, 31 марта 2017 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – Т. 1. – С. 388-392.

8. Сулейманов Р.И. Техническая диагностика нефтепромыслового оборудования / Сулейманов Р.И., Галимуллин М.Л., Петров В.А., Зарипова Л.М., Зайнаглина Л.З. // Опыт, проблемы и перспективы развития неразрушающих методов контроля и диагностики машин и агрегатов: сборник научных трудов Международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию юбилею филиала УГНТУ в г. Октябрьском и 20-летию лаборатории «Вибродиагностика машин и агрегатов нефтяной промышленности» (Октябрьский, 10 февраля 2017 г.) / отв. ред. Р.Н. Сулейманов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – С. 159-164.

9. Сулейманов Р.И. Влияние положения ствола скважины на транспортировку бурового шлама / Сулейманов Р.И., Зайнаглина Л.З., Зарипова Л.М., Галимуллин М.Л. // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2-х т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 96-100.

10. Галимуллин М.Л. Комплексно-механизированный цех ремонта и входного контроля насосно-компрессорных труб НКТ в условиях ООО «Таргин Механосервис» / Галимуллин М.Л., Габдрахимов М.С., Зарипова Л.М., Сулейманов Р.И. // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2-х т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 38-43.

11. Габдрахимов М.С. Бурение сейсмических скважин вибрационным методом / Габдрахимов М.С., Зарипова Л.М., Сулейманов Р.И., Габдрахимов Ф.С. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 1. – С. 68-71.

12. Саитгалин И.Р. Оптимизированная конструкция забойного механизма подачи бурильного инструмента / Саитгалин И.Р., Зарипова Л.М., Сулейманов Р.И., Зайнаглина Л.З., Габдрахимов М.С., Хабибуллина Р.Г. // Материалы 46-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием: в 2-х т. (Октябрьский, 26 апреля 2019 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2019. – Т. 1. – С. 356-359.

13. Давыдов А.Ю. Бурение скважин на азрированной нефти с применением отечественных забойных телеметрических систем / Давыдов А.Ю., Габдрахимов М.С., Хабибуллин М.Я., Сулейманов Р.И., Зарипова Л.М. // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2017. – № 6. – С. 69-73.

14. Петров В.А. Привод цепной ПЦ-80 с многоступенчатой передачей / Петров В.А., Петрова Л.В., Зайнаглина Л.З., Зарипова Л.М., Сулейманов Р.И., Хасанов Э.А. // Материалы 44-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 2-х т. (Октябрьский, 28 апреля 2017 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – Т. 1. – С. 270-273.

15. Давыдов А.Ю. Компоновки колонны штанг с амортизатором крутильных колебаний / Давыдов А.Ю., Сулейманов Р.И., Давыдова О.В. // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2017: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. (Октябрьский, 31 марта 2017 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – Т. 1. – С. 324-331.

16. Зарипова Л.М. Двигатель забойный винтовой 7LZ172 с повышенной надёжностью трансмиссионного вала / Зарипова Л.М., Габдрахимов М.С., Петров В.А., Галимуллин М.Л., Сулейманов Р.И., Давыдов А.Ю., Зайнагилина Л.З., Стройкин Г.А. // Материалы 44-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 2-х т. (Октябрьский, 28 апреля 2017 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – Т. 1. – С. 229-232.

17. Галимуллин М.Л. Клапан широкопроходной всасывающий глубинного штангового насоса / Галимуллин М.Л., Сулейманов Р.И., Габдрахимов М.С., Зарипова Л.М. // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2-х т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 34-38.

18. Галимуллин М.Л. Увеличение срока службы штанговых насосов в АНК «Башнефть» / Галимуллин М.Л., Габдрахимов М.С., Сулейманов Р.И., Хабибуллин М.Я., Зарипова Л.М., Хабибуллина Р.Г. // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2018. – № 1. – С. 18-23.

19. Габдрахимов М.С. Исследования колебательных процессов электробура / Габдрахимов М.С., Сулейманов Р.И., Зарипова Л.М. // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2018: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. (Октябрьский, 30 марта 2018 г.) / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2018. – Т. 2. – С. 19-21.

20. Сулейманов Р.И. Факторы, влияющие на эффективность шламообразования / Сулейманов Р.И., Габдрахимов М.С., Зарипова Л.М., Галимуллин М.Л. // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2-х т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 101-104.

УДК 004.8

ИСКУССТВЕННЫЙ ИНТЕЛЛЕКТ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Д.Р. Гильмутдинов

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ
в г.Октябрьском, студент гр. БСН-20-11)*

М.Я. Хабибуллин

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ
в г.Октябрьском, доцент)*

Г.М.Астафьева

(АО «АК ОЗНА», начальник конструкторского отдела)

Аннотация: Статья посвящена искусственному интеллекту. Применение его в нефтегазовой отрасли. Описание новых идей использования искусственного интеллекта.

Ключевые слова: Искусственный интеллект, нефтегазовая отрасль, автоматизация процессов, улучшение безопасности, перспективы.

UDC 004.8

ARTIFICIAL INTELLIGENCE IN THE OIL AND GAS INDUSTRY

D.R. Gilmudinov

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum
Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. BSN-20-11)*

M.Ya.Khabibullin

Abstract: The article is devoted to artificial intelligence. Its application in the oil and gas industry. Description of new ideas for using artificial intelligence.

Key words: Artificial intelligence, oil and gas industry, process automation, security improvement, prospects.

Современные информационные технологии, с каждым годом приобретающие все большую значимость, внесли совершенно новую динамику в нашу жизнь. Одним из самых важных и перспективных направлений в данной области является искусственный интеллект (ИИ) [1-3]. Эта технология, основанная на разработке компьютерных систем, способных выполнять задачи, требующие умственных способностей, возымела огромное влияние на множество сфер нашей жизни [4].

Искусственный интеллект находит свое применение в медицине, транспорте, банковской сфере, образовании, рекламе и многих других областях. Способность ИИ обрабатывать и анализировать огромные объемы данных в режиме реального времени позволяет создавать исключительно точные и эффективные решения. Это открывает новые горизонты для развития бизнеса, улучшения качества жизни людей и повышения производительности во всех сферах деятельности [5-7].

Нефтегазовая отрасль - не исключение. В этой статье мы рассмотрим, как искусственный интеллект трансформирует нефтегазовую промышленность и вносит новые возможности и перспективы в ее развитие и дополним своими идеями [8].

Одной из главных проблем в нефтегазовой отрасли является сложность и опасность процесса добычи и эксплуатации нефти и газа. Трудоемкость, длительность и риски, связанные с этими операциями, делают успешную работу в этой отрасли непростой задачей. Однако благодаря искусственному интеллекту, компании теперь получают мощный инструмент для повышения эффективности и безопасности своих операций [9-11].

Примеры использования ИИ в нефтегазовой отрасли

Одним из применений ИИ в нефтегазовой отрасли является оптимизация процессов связанных с разведкой месторождений. Использование алгоритмов машинного обучения позволяет компаниям анализировать и интерпретировать данные геофизических и геологических исследований для выявления потенциально прибыльных участков добычи. Такой подход позволяет сэкономить время и ресурсы на неэффективных разведочных работах, увеличивая эффективность всего процесса [12-14]. Другим примером применения ИИ в нефтегазовой отрасли является оптимизация работы скважин. Используя алгоритмы ИИ, можно анализировать множество факторов, таких как давление, температура и состав нефтяной смеси, с целью определения наилучшего режима эксплуатации. Это позволяет компаниям улучшить производительность скважин и максимизировать добычу нефти и газа [15-17]. Еще одним примером применения ИИ в данной отрасли является оптимизация процессов обработки и транспортировки нефти и газа. Искусственный интеллект может быть использован для контроля и автоматизации различных параметров, таких как давление, температура и потоки сырья. Благодаря этому возможно обнаружение потенциальных проблем и предотвращение аварийных ситуаций, а также оптимизация процессов с целью улучшения эффективности и снижения затрат [18-20].

Идеи, как еще можно использовать ИИ в данной сфере

1 Автоматизация процессов: ИИ позволяет оптимизировать и автоматизировать различные процессы, от технологического оборудования до хранения и анализа данных.

Автоматизированные системы мониторинга и контроля позволяют улучшить эффективность производства, снизить человеческий фактор и повысить безопасность работников.

2. Прогнозирование и оптимизация: ИИ используется для разработки интеллектуальных систем прогнозирования цен на нефть и газ, оптимизации разведки месторождений, планирования проектов и принятия решений на основе больших данных. Используя алгоритмы машинного обучения и искусственных нейронных сетей, ИИ способен анализировать огромные объемы данных и выделять закономерности для эффективного управления ресурсами.

3. Улучшение безопасности и экологической устойчивости: ИИ может помочь в прогнозировании рисков и предотвращении аварийных ситуаций на предприятиях нефтегазовой отрасли. Использование алгоритмов обучения на основе данных позволяет создать систему автоматического контроля и предупреждения в случае любых отклонений от нормы. Это также способствует экологической устойчивости, позволяя своевременно реагировать на утечки и минимизировать негативное воздействие на окружающую среду.

4. Разработка новых технологий и материалов: ИИ является мощным инструментом для разработки и оптимизации процессов производства и эксплуатации нефтяных и газовых скважин. Используя самообучающиеся алгоритмы, ИИ может искать новые подходы к добыче и улучшению качества нефтепродуктов. Также он может помочь в разработке новых материалов, устойчивых к высоким температурам и агрессивным средам, что откроет новые возможности для задействия труднодоступных запасов нефти и газа.

5. Обучение и поддержка персонала: ИИ может быть использован для создания систем обучения и тренировки персонала, а также автоматизации некоторых функций управления. Персонализированные системы обучения позволят оптимизировать процесс подготовки кадров, а с помощью поддерживающих систем ИИ можно повысить квалификацию работников и обеспечить соблюдение стандартов безопасности.

Заключение

Применение искусственного интеллекта в нефтегазовой отрасли имеет огромный потенциал для оптимизации процессов, повышения эффективности, безопасности и энергоэффективности. Однако необходимо помнить, что успешная реализация и использование искусственного интеллекта требует правильного понимания, а также стратегического подхода к внедрению новых технологий. Разумное сочетание человеческого опыта и интеллекта машин способно привести нефтегазовую отрасль к новым вершинам эффективности, безопасности и устойчивости.

Список использованных источников

1. Галимуллин М.Л. Комплексно-механизированный цех ремонта и входного контроля насосно-компрессорных труб НКТ в условиях ООО «Таргин Механосервис» / Галимуллин М.Л., Габдрахимов М.С., Зарипова Л.М., Сулейманов Р.И. // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2-х т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 38-43.

2. Галимуллин М.Л. Клапан широкопроходной всасывающий глубинного штангового насоса / Галимуллин М.Л., Сулейманов Р.И., Габдрахимов М.С., Зарипова Л.М. // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2-х т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 34-38.

3. Галимуллин М.Л. Новейшие технологические линии (оборудования) для входного контроля насосно-компрессорных труб и их капитального ремонта / Галимуллин М.Л., Габдрахимов М.С., Сулейманов Р.И., Зарипова Л.М. // Актуальные вопросы инженерного образования – 2015: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции (Октябрьский, 27 ноября 2015 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Альфа Принт, 2016. – С. 97-103.

4. Галимуллин М.Л. Влияние широкопроходного клапана на подачу глубинного штангового насоса / Галимуллин М.Л., Габдрахимов М.С., Сулейманов Р.И., Зарипова Л.М., Зиянгиров А.Р. // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2015. – № 4. – С. 22-27.
5. Сулейманов Р.И. Совершенствование наддолотного гидроударника для роторного способа бурения: автореф. дис. ... канд. техн. наук / Сулейманов Рустэм Исакович. – Уфа, 2004. – 23 с.
6. Давыдов А.Ю. Методы контроля и диагностики винтовых насосных установок в процессе работы / Давыдов А.Ю., Зарипова Л.М., Сулейманов Р.И., Галимуллин М.Л. // Опыт, проблемы и перспективы развития неразрушающих методов контроля и диагностики машин и агрегатов: Сборник научных трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию юбилею филиала УГНТУ в г. Октябрьском и 20-летию лаборатории "Вибродиагностика машин и агрегатов нефтяной промышленности". 2017. - С. 122-129.
7. Сулейманов Р.И. Совершенствование наддолотного гидроударника для роторного способа бурения: дис. ... канд. техн. наук / Сулейманов Рустэм Исакович. – Уфа, 2004. – 108 с.
8. Габдрахимов М.С. Исследования колебательных процессов электробура / Габдрахимов М.С., Сулейманов Р.И., Зарипова Л.М. // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2018: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. (Октябрьский, 30 марта 2018 г.) / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2018. – Т. 2. – С. 19-21.
9. Сулейманов Р.И. Факторы, влияющие на эффективность шламообразования / Сулейманов Р.И., Габдрахимов М.С., Зарипова Л.М., Галимуллин М.Л. // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2-х т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 101-104.
10. Давыдов А.Ю. Компоновки колонны штанг с амортизатором крутильных колебаний / Давыдов А.Ю., Сулейманов Р.И., Давыдова О.В. // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2017: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. (Октябрьский, 31 марта 2017 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – Т. 1. – С. 324-331.
11. Габдрахимов М.С. Бурение сейсмических скважин вибрационным методом / Габдрахимов М.С., Зарипова Л.М., Сулейманов Р.И., Габдрахимов Ф.С. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 1. – С. 68-71.
12. Саитгалин И.Р. Оптимизированная конструкция забойного механизма подачи бурильного инструмента / Саитгалин И.Р., Зарипова Л.М., Сулейманов Р.И., Зайнагалина Л.З., Габдрахимов М.С., Хабибуллина Р.Г. // Материалы 46-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием: в 2-х т. (Октябрьский, 26 апреля 2019 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2019. – Т. 1. – С. 356-359.
13. Галимуллин М.Л. Увеличение срока службы штанговых насосов в АНК «Башнефть» / Галимуллин М.Л., Габдрахимов М.С., Сулейманов Р.И., Хабибуллин М.Я., Зарипова Л.М., Хабибуллина Р.Г. // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2018. – № 1. – С. 18-23.
14. Давыдов А.Ю. Бурение скважин на азрированной нефти с применением отечественных забойных телеметрических систем / Давыдов А.Ю., Габдрахимов М.С., Хабибуллин М.Я., Сулейманов Р.И., Зарипова Л.М. // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2017. – № 6. – С. 69-73.
15. Петров В.А. Привод цепной ПЦ-80 с многоступенчатой передачей / Петров В.А., Петрова Л.В., Зайнагалина Л.З., Зарипова Л.М., Сулейманов Р.И., Хасанов Э.А. // Материалы 44-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 2-х т. (Октябрьский, 28 апреля 2017 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – Т. 1. – С. 270-273.

16. Зарипова Л.М. Двигатель забойный винтовой 7LZ172 с повышенной надёжностью трансмиссионного вала / Зарипова Л.М., Габдрахимов М.С., Петров В.А., Галимуллин М.Л., Сулейманов Р.И., Давыдов А.Ю., Зайнагилина Л.З., Стройкин Г.А. // Материалы 44-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 2-х т. (Октябрьский, 28 апреля 2017 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – Т. 1. – С. 229-232.

17. Сулейманов Р.И. Совершенствование системы охлаждения насосного агрегата ЦНС / Сулейманов Р.И., Галимуллин М.Л., Габдрахимов М.С., Зарипова Л.М., Сидоркин Д.И., Абдюкова Р.Я. // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2017: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. (Октябрьский, 31 марта 2017 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – Т. 1. – С. 399-402.

18. Сулейманов Р.И. Частотное регулирование бурового насоса НБТ-600 / Сулейманов Р.И., Габдрахимов М.С., Галимуллин М.Л., Зарипова Л.М., Зайнагилина Л.З., Давыдова О.В. // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2017: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. (Октябрьский, 31 марта 2017 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – Т. 1. – С. 388-392.

19. Сулейманов Р.И. Техническая диагностика нефтепромыслового оборудования / Сулейманов Р.И., Галимуллин М.Л., Петров В.А., Зарипова Л.М., Зайнагилина Л.З. // Опыт, проблемы и перспективы развития неразрушающих методов контроля и диагностики машин и агрегатов: сборник научных трудов Международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию юбилею филиала УГНТУ в г. Октябрьском и 20-летию лаборатории «Вибродиагностика машин и агрегатов нефтяной промышленности» (Октябрьский, 10 февраля 2017 г.) / отв. ред. Р.Н. Сулейманов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – С. 159-164.

20. Сулейманов Р.И. Влияние положения ствола скважины на транспортировку бурового шлама / Сулейманов Р.И., Зайнагилина Л.З., Зарипова Л.М., Галимуллин М.Л. // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2-х т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 96-100.

РАЗРАБОТКА ПРИВОДА АГЗУ «СПУТНИК»

К.И. Гумеров

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ,
студент гр. БСН-20-11)*

Аннотация. В статье раскрывается суть автоматизированной газо-замерной установки, рассматривается назначение АГЗУ типа «Спутник» и ее устройство.

Ключевые слова: назначение, замерное, устройство, дебит

DEVELOPMENT OF THE AGZU SPUTNIK DRIVE

K.I. Gumerov

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University,
student gr. BSN-20-11)*

Abstract. In the article, the essence of an automated gas measuring installation is revealed, the purpose of the Sputnik-type AGZU and its device are considered

Key words: purpose, metering, device, flow rate

Автоматизированная групповая замерная установка (АГЗУ) предназначена для автоматического периодического определения продукции нефтяных скважин и контроля за их технологическими режимами. Областью применения установок являются системы герметизированного сбора нефти и попутного газа на нефтепромыслах [1-15].

Автоматические групповые замерные установки (АГЗУ) типа "Спутник" предназначены для автоматического измерения дебита жидкости в добывающих скважинах, контроля скважин по наличию или отсутствию подачи жидкости, а также отключения скважин при аварийных ситуациях в техническом процессе или по команде с диспетчерского пункта. ГЗПУ (групповой замерно-коммутационный блок) - для измерения дебита скважины и куста в целом и управления их работой. Обсадные трубы, трубопроводы, гребенка, ПСМ, сепаратор дозирующего газа, расходомер ТОР-1 (турбинный объемный расходомер), стабилизатор расхода, запорная арматура, кожух, обогреватель. ПСМ (многоходовой скважинный переключатель) - для автоматического и ручного переключения. Корпус с входными патрубками, расположенными несимметрично в горизонтальной плоскости корпуса; переключающая каретка, расположенная в корпусе с возможностью поворота относительно оси корпуса и соединенная через вал и зубчатую гребенку с поршневым гидроприводом; установленная в каретке и, при повороте каретки Система включает в себя наклонный выходной патрубок с системой уплотнений, который последовательно сообщается со всеми входными патрубками и, соответственно, последовательно направляет поток жидкости из каждого подключенного к ПСМ патрубка в выходной трубопровод. По трубопроводу поток жидкости направляется в двухкорпусный газоотделитель с поплавковым регулятором. Далее дегазированная жидкость направляется на расходомер ТОР.

ТОР-1 - для измерения объема жидкости, выходящей из газосепаратора. Конфигурация следующая: его вал соединен с понижающим редуктором, который вращает магнитную муфту, которая за счет магнитной силы передает крутящий момент на внешний механический счетчик с указательной стрелкой и диском с двумя постоянными магнитами, когда диск вращается, электромагнит рядом с механическим счетчиком. При вращении диска контакты электромагнитного датчика рядом с механическим счетчиком замыкаются, сигнал электромагнитного датчика регистрируется локальным блоком автоматики и измеряемая жидкость, прошедшая по проточной части через отверстие, выполненное под турбиной, поступает в выходной патрубок, который расположен соосно с входной частью входного патрубка ТОР-1 устанавливается вертикально и работает следующим образом Жидкость, проходящая по впускной трубе, попадает в проточную часть, вращает расположенную там турбину и затем через окно в проточной части попадает в выпускную трубу; жидкость, измеренная в ТОР, пройдя через регулятор расхода, соединяется с газом в главном коллекторе; жидкость, измеренная в ТОР, пройдя через регулятор расхода, соединяется с газом в главном коллекторе.

В системах добычи нефти и газа АГЗУ устанавливаются непосредственно на месторождении. Добыча из нескольких добывающих скважин поступает в АГЗУ по отводящему трубопроводу. В зависимости от конструкции к одной установке может быть подключено до 14 скважин. При этом дебит каждой скважины измеряется поочередно: на выходе из АГЗУ продукция со всех скважин поступает в единый трубопровод ("сборный коллектор") и транспортируется непосредственно на дожимную насосную станцию (ДНС) или на нефтегазоперерабатывающий завод. Установки выпускаются в следующих основных модификациях: Спутник АМ40-8-400 Спутник АМ40-10-400 Спутник АМ40-14-400 Спутник Б40-14-400 Спутник Б40-14-400 "Установки оснащены дозирующими насосами и баками для химических реагентов, а также дополнительно оснащены дозирующим насосом и баком для химических реагентов. Дополнительно установка может измерять количество отделяемого газа при наличии газового счетчика АГАТ-1 и содержание воды в добываемой из скважины жидкости при наличии влагомера. Рассмотрим маркировку АГЗУ на примере установки "Спутник АМ 40-8-400": 40 - максимальное рабочее давление, единицы кгс/см². 8 - количество подключенных скважин. 400 - максимальный дебит жидкости, измеренный на скважине (м³/сут).

Рассмотреть АГЗУ, а точнее ПСМ (переключатель скважинный многоходовой).

Чаще всего переключающий орган представляет собой гидропривод, который, в свою очередь, имеет детали, подверженные быстрому износу, и, чтобы отремонтировать что-то,

нужно останавливать всю АГЗУ, а это - приличные затраты. А мы поставим электропривод (вместо гидропривода) в качестве рабочего органа, это упростит процесс монтажа и обеспечит наибольший срок службы основным узлам механизма. Сам электропривод оснащён датчиками положения электронного типа. И ПСМ будет шустрее переключаться между скважинами, где необходимо провести замер, а также не будет быстроизнашиваемых деталей, то есть продлим срок службы оборудования и, как следствие, минимизируем остановки на ремонт. Для управления электроприводом используем контроллер, управляемый программой. В итоге увеличим МРП.

Список использованных источников:

1. Богданов, А.А. Погружные центробежные электронасосы для добычи нефти: учебник / А.А. Богданов. – 1968. – 272 с.
2. Зарипова, Л.М. Гашение растягивающих, сжимающих и крутильных колебаний глубинного скважинного электроцентробежного насоса демпфером/ К.Р. Фахриева, Л.М. Зарипова / Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. (Октябрьский, 13 марта 2015 г.) / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 2. – С. 149-154.
3. Самирханов, А.А. Насос электроцентробежный ЭЦНМ 5-50-1300 с усовершенствованием вала насоса / А.А. Самирханов, Л.М. Зарипова // В сборнике: Материалы 42-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов сборник научных трудов в 2 т./ ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 2. – С. 73-79.
4. Фахриева, К.Р. Продольные колебания скважинного оборудования установок электроцентробежного насоса /К.Р. Фахриева, М.С. Габдрахимов //В сборнике: Материалы Всероссийской 40-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов в 3-х томах. Ответственный редактор К.Т. Тынчеров; Уфимский государственный нефтяной технический университет. 2013. С. 112-117.
5. Габдрахимов, М.С., Виброзащита компоновки установок электроцентробежных насосов/М.С. Габдрахимов, Р.И. Сулейманов, Л.М. Зарипова, К.Р. Фахриева //В сборнике: Современные технологии в нефтегазовом деле - 2013 Сборник научных трудов Международной научно-технической конференции в 3-х т./ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Аркаим, 2013. – Т. 2. – С. 114-120.
6. Мухаметшин, В.Ш. О состоянии и перспективах развития научной деятельности в филиале Уфимского государственного нефтяного технического университета в г. Октябрьском /В.Ш. Мухаметшин// В сборнике: современные технологии в нефтегазовом деле – 2016. Сборник трудов Международной научно-технической конференции посвященной 60-летию филиала. / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин – Уфа: Изд-во УГНТУ 2016. – Т.1. – С. 4-50.
7. Габдрахимов, М.С. Обоснование основных параметров виброгасителя установки электроцентробежного насоса /Габдрахимов М.С., Фахриева К.Р., Зарипова Л.М., Шамсутдинов Т.Н.// Нефтепромысловое дело. 2014. № 7. С. 43-49.
8. Галимуллин, М.Л. Новейшие технологические линии (оборудования) для входного контроля насосно-компрессорных труб и их капитального ремонта / М.Л. Галимуллин, М.С. Габдрахимов, Р.И. Сулейманов, Л.М. Зарипова // Актуальные вопросы инженерного образования – 2015: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции (Октябрьский, 27 ноября 2015 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Альфа Принт, 2016. – С. 97-103.
9. Галимуллин, М.Л. Подготовка студентов на базовой кафедре "нефтепромысловые машины и оборудование" В ООО "ОЗНПО"/М.Л. Галимуллин [др.] //В сборнике: Актуальные вопросы инженерного образования-2016. Сборник научных трудов международной научно-

методической конференции, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском. 2016. ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – С. 68-72.

10. Галимуллин, М.Л. Ремонт подземного оборудования УСШН для добычи нефти / М.Л. Галимуллин, М.С. Габдрахимов, Р.И. Сулейманов, Л.М. Зарипова. - Уфа, 2017.

10.Валеев, М.Д. Статистическая связь между неравновесными характеристиками нефтей и содержанием в них парафиновых углеводородов / М.Д. Валеев, М.С. Габдрахимов, Л.М. Зарипова, А.К. Зарипов // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. - 2018. - № 3. - с. 108-113.

12.Галимуллин, М.Л. Ремонт подземного оборудования УСШН для добычи нефти / М.Л. Галимуллин, М.С. Габдрахимов, Р.И. Сулейманов, Л.М. Зарипова. - Уфа, 2017.

13. Пат. №2167255 С2 Российская Федерация, 7 Е 21 В 4/14. Гидроударник для бурения скважин Султанов Б.З., Габдрахимов М.С., Габдрахимов Н. М., Сулейманов Р.И., №99112602/03. Заявл. 09.06.1999. Опубл.27.03.2001, бюл.№9.

14. Патент 2442876. Российская Федерация, МПКЕ21В 21/10. Вибратор. Габдрахимов М.С., Зарипова Л.М., Зарипов А.К. Заявл. 09.03.10; публ. 20.02.2012.

15. Габдрахимов, М.С. Обоснование основных параметров виброгасителя установки электроцентробежного насоса /Габдрахимов М.С., Фахриева К.Р., Зарипова Л.М., Шамсутдинов Т.Н.// Нефтепромысловое дело. 2014. № 7. С. 43-49.

УДК 681.5

АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМ ПРОЦЕССОМ

А.Ю. Давыдов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

М.А. Гончар

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. БГР-20-11)

Л.М. Зарипова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Л.З. Зайнаглина

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Аннотация. Возглавлять большую фирму очень непросто, ведь предприятие имеет значительные пространства, огромный численный состав кадров и сложные инженерные аппаратуры. Для того чтобы увеличить количественные показатели эффективности фирмы, нужно применять новые подходы автоматизации.

Ключевые слова: предприятие, оборудование, технологический процесс, автоматизация.

UDC 681.5

AUTOMATED PROCESS CONTROL SYSTEMS

A. Yu. Davydov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)

M.A. Gonchar

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. BGR-20-11)

L.M. Zaripova

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)

L.Z. Zaynagalina

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University)

Abstract. It is very difficult to lead a large company, because the company has significant spaces, a huge number of personnel and complex engineering equipment. In order to increase the quantitative indicators of the company's efficiency, it is necessary to apply new automation approaches.

Keywords: enterprise, equipment, technological process, automation.

В статье рассмотрены концепции формирования и прогресс систем автоматизации и регулирования технологического развития. Выполнен детальный разбор основных типов автоматизированных систем управления технологических процессов и область их действия. Определили и изучили периоды становления автоматических систем. Провели анализ последовательности автоматизированных систем управления [1-3].

Автоматизированные системы управления технологическим процессом (АСУ ТП) – это совокупность программно-инженерных методов, обеспечивающих машинное руководство инновационным развитием в фирме.

АСУ ТП реализовывает мониторинг температуры, давлением, скоростью, так называемыми всевозможными характеристиками технологического этапа. Данные параметры позволяют сделать производственные процессы оптимальными, увеличивать результативность работы аппаратуры, снижать расходы на энергию и материал и также снижать величину дефекта. В число АСУ ТП входят разнообразные составляющие: датчики, исполнительные механизмы, контроллеры, программное обеспечение и прочие элементы. Все они работают в совокупности и предоставляют автоматизированный элемент управления технологическим процессом [4-7].

Использование АСУ ТП даёт возможность внушительно увеличить результативность предприятия, снизить затраты на производство и повысить качество продукции. Они нашли массовое применение в разных отраслях промышленности, таких как химическая, нефтегазовая, металлургическая, и другие.

Надобность конструирования автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУ ТП) вызвано сложностями технологии изготовления, надобностью реализации наблюдения среди действий затруднительных и рискованных для человека моментов [8-10]. Если на первоначальном этапе введение АСУ ТП в разных сферах производства было нацелено на автоматизацию сложных промышленных процессов, где главная роль отводилась оператору, то есть диспетчеру при реализации регулирования и контроля, то сейчас одной из задач внедрения АСУ на фирме выступает возможно более полное исключение человека и влияния «человеческого фактора» на производственные процессы. Из-за определенной задачи появился новый путь в течении автоматизированных систем управления – введение элементов, которые способны гарантировать миссии руководства и принятия решений естественно применяемой АСУ ТП с предоставлением контроля оператором. Похожая проблема дала современный рывок создателям АСУ, установило исследование направлений улучшений роли интеллекта концепции автоматического регулирования [11-14].

Первоначально РСУ использовались с целью распределения производства, соблюдения и предоставления сведений в виду промышленной фабрики, в процессах, которые требуют продолжающейся корректировки значений измеряемых величин. Направлением использования SCADA-систем были концентрированный прогноз и регулирование территориально дальними элементами. Самостоятельные АСУ ТП на базе ПЛК употребляются как местные способы регулирования [15, 16].

Выделяют три периода процесса АСУТП:

- составление теорий автоматизированного управления (САУ) (управление отдельными параметрами, установками, агрегатами);
- механизация практического развития (управление распределенным в пространстве порядком, решение вопросов по оптимизированному и приспособляемому управлению с помощью САУ, введение теории телемеханики в управление ТП);

- механизация системы управления процесса производства (введение развития компьютерного оборудования в очертании регулирования, развитие человеко- компьютерных структур ведения, операторское регулирование).

Актуальные АСУ ТП представляют многоуровневые человеко-компьютерные концепции руководства. Композицию любой АСУ ТП можно предположить в разрезе трех ярусов [17, 18].

На данный момент автоматизация всяких общепроизводственных этапов проводится на базе идентичных процессорных проверочных способов, получившие наименование программно - технических комплексов (ПТК). На вход ПТК от измерителей поступают зафиксированные единицы величин, которые показывают весь технический процесс. Эти совокупности показывают установленные назначения проверки, наблюдения, контролирования, которые имеют поочередное закономерное управление и показывают показатели на табло дисплея рабочей станции оператора и регулирующие влияния на реализованные устройства элемента автоматизации. Все ПТК можно разделить на виды, каждый из которых предназначен на специализированный набор реализованных назначений и необходимая величина получаемой и совершенствованных данных о предмете [19, 20].

В заключение можно сказать, что важнейшими задачами АСУ ТП являются:

1. проверка и регулирование материально-техническими течениями на всех стадиях;
2. получение, исправление и исследование информации о процессе;
3. совершенствование работы оборудования и возможностей;
4. координация правилами работы техники;
5. предоставление защищенности производства;
6. наблюдение и прогноз положения техники;
7. исследование и предсказывание результативных этапов.

Таким образом, автоматизированные системы управления технологическим процессом (АСУ ТП) являются значимым орудием для увеличения производительности и совершенствование работы промышленных результатов [21-24]. Они разрешают заверять и руководить инновационными результатами на всех стадиях, накапливать и рассматривать сведения об результате, улучшать работу техники и возможностей, следить за режимами работы техники, создавать безопасность производства, наблюдение и оценка состояния оборудования, анализ и прогнозирование технических процессов. Использование АСУ ТП в разных отраслях промышленности позволяет значительно улучшить эффективность работы, понижать затраты и улучшать долговечность товаров.

Список использованных источников:

1. Лебедев К.Н. Автоматизированные системы управления технологическими процессами: Учебное пособие / К.Н. Лебедев. – зерноград, ФГОУ ВПО АЧГАА, 2008. – 117 с.
2. Чумаченко С.В. Автоматизация технологических процессов. - Костанай: КГУ имени А. Байтурсынова, 2021. – 135 с.
3. Андык В. С. Автоматизированные системы управления технологическими процессами на ТЭС: учебник для вузов / В. С. Андык. – Москва: Издательство Юрайт, 2022. – 407 с.
4. Опыт применения российского комплекса LWD при изменении механической скорости бурения скважин / А. Ю. Давыдов, Р. В. Вафин, И. А. Яхина, И. А. Давыдов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2023. – № 9(369). – С. 36-40. – DOI 10.33285/0130-3872-2023-9(369)-36-40.
5. Расчет параметров амортизатора крутильных колебаний штанговой колонны винтовой насосной установки / А. Ю. Давыдов, Р. В. Вафин, Э. М. Альмухаметова, И. А. Давыдов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2023. – № 5(137). – С. 24-28. – DOI 10.33285/1999-6934-2023-5(137)-24-28.
6. Давыдов А. Ю. Применение управляющих экспертных систем для мониторинга работы винтовых насосных установок с поверхностным приводом / А. Ю. Давыдов, Э. Ф.

- Велиев, И. А. Давыдов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2023. – № 6(138). – С. 5-9. – DOI 10.33285/1999-6934-2023-6(138)-5-9.
7. Винтовой забойный двигатель с интегрированной телеметрической системой / А. Ю. Давыдов, И. А. Яхина, М. Я. Хабибуллин, И. А. Давыдов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2020. – № 11 (335). – С. 30-34. – DOI 10.33285/0130-3872-2020-11(335)-30-34.
8. Давыдов А. Ю. Строительство скважин с применением наддолотных модулей / А. Ю. Давыдов, И. А. Яхина, Л. М. Зарипова // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2020. – № 2 (326). – С. 16-19. – DOI 10.33285/0130-3872-2020-2(326)-16-19
9. Исследование работы электроцентробежного насоса в «правой» зоне / И. Г. Фаттахов, Р. Р. Кадыров, А. М. Зиятдинов, А. Ю. Давыдов, В. О. Червяков // Современные проблемы науки и образования. – 2015. – № 1-2. – С. 75.
10. Бурение скважин на аэрированной нефти с применением отечественных забойных телеметрических систем / А. Ю. Давыдов, М. С. Габдрахимов, М. Я. Хабибуллин, Р. И. Сулейманов, Л. М. Зарипова // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2017. – № 6. – С. 69-73.
11. Давыдов А. Ю. Оценка влияния крутильных колебаний штанговой колонны на работу винтовой насосной установки: специальность 05.02.13 "Машины, агрегаты и процессы (по отраслям)": диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Давыдов Александр Юрьевич. – Уфа, 2002. – 125 с.
12. Давыдов А. Ю. Исследования динамики работы скважинного оборудования винтовых насосных установок с поверхностным приводом: монография / А. Ю. Давыдов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – 106 с.
13. Давыдов А. Ю. Подбор оптимальных режимов работы винтовых насосных установок с поверхностным приводом с помощью управляющих экспертных систем / А. Ю. Давыдов, А. А. Никифоров, М. С. Габдрахимов // Территория Нефтегаз. – 2015. – № 10. – С. 76-79.
14. Современные методы очистки от асфальтосмолопарафиновых отложений / Л. М. Зарипова, М. С. Габдрахимов, Р. И. Сулейманов, М. Л. Галимуллин, А. Ю. Давыдов, Р. Г. Хабибуллина, А. К. Зарипов, Т. З. Ганиев // Sciences of Europe. – 2017. – № 19. – С. 58-60.
15. Опытнo-промышленные исследования тиксотропной деструкции парафинистой нефти в промысловом трубопроводе / М. Д. Валеев, А. К. Зарипов, А. Ю. Давыдов, Л. М. Зарипова // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2016. – № 6. – С. 32-35.
16. Davydov A. Yu. Monitoring of the operation of surface-driven screw pumping units using expert control systems / A. Yu. Davydov // Journal of Physics: Conference Series. – 2019. – Vol. 1333. – № 4. – Номер статьи 042005. – DOI: 10.1088/1742-6596/1333/4/042005.
17. Davydov A. Yu. Bit measuring systems / A. Yu. Davydov, I. A. Yakhina // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science (International Conference on Innovations and Prospects of Development of Mining Machinery and Electrical Engineering 2019, IPDME 2019). – 2019. – Vol. 378. – № 1. – Номер статьи 012078. – DOI: 10.1088/1755-1315/378/1/012078.
18. Davydov A. Y. Experience in using the Russian LWD complex for well drilling / A. Y. Davydov, I. A. Yakhina // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2020. – Vol. 952. – № 1. – Номер статьи 012041. – DOI: 10.1088/1757-899X/952/1/012041.
19. Davydov A.Y. Downhole screw motor with integrated telemetry system / A. Y. Davydov, I. A. Yakhina // Journal of Physics: Conference Series. – 2021. – Vol. 1753. – № 1. – Номер статьи 012070. – DOI: 10.1088/1742-6596/1753/1/012070.
20. Davydov A. Yu. Utilization of expert systems for screw pump sets with surface drive management / A. Yu. Davydov (Yurievich, Davydov Alexander) // Advances in Engineering Research (AER) (International conference "Actual issues of mechanical engineering" (AIME 2018)). – 2018. – Vol. 157. – Pp. 129-133.
21. Ограничение водопритока на скважинах с использованием гидродинамической модели / Р. Р. Хуснутдинова, А. И. Семанова, А. С. Семанов, И. Г. Фаттахов, И. Ф. Галиуллина, Р. Ф. Хуснутдинов // Нефтепромысловое дело. – 2023. – № 11 (659). – С. 58-64.

22. Геотермальное отопление. Экономическая целесообразность применения / О. В. Филимонов, И. Ф. Галиуллина, Р. И. Булатов, С. Р. Баязитова // Промышленная энергетика. – 2019. – № 1. – С. 54-57.

23. Мухамадеев Э. З. Перспективы расширения сырьевой базы для производства малоактивного печного технического углерода / Э. З. Мухамадеев // Башкирский химический журнал. – 2006. – Т. 13. – № 2. – С. 29-33.

24. Реологические модели неньютоновских жидкостей, используемых в бурении / Е. Л. Гусейнова, Р. Р. Гимаздинов, И. Ф. Нуртдинов // Материалы 46-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием: в 2-х т. (Октябрьский, 26 апреля 2019 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2019. – Т. 2. – С. 168-172.

УДК 622.23.05

ПРОЦЕССЫ АВТОМАТИЗАЦИИ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ НА ПРИМЕРЕ АВТОМАТИЗАЦИИ УПРАВЛЕНИЯ НЕФТЕГАЗОСЕПАРАТОРОМ

А.Ю. Давыдов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

А.С. Джавадов

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском,
студент группы БГБ-20-12)*

Р.И. Сулейманов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

М.Я. Хабибуллин

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Аннотация. В данной статье рассматриваются особенности развития технологий в нефтегазовой отрасли и их влияние на процессы добычи нефти и газа. Приведена модель управления технологическим процессом сепарации, выполненная в программе MATLAB, и выходные характеристики расхода воды и нефти. Даны практические рекомендации для повышения производительности устройства при сохранении качества товарной нефти.

Ключевые слова: нефтегазовая отрасль, автоматизация, производительность, нефтегазосепаратор, содержание воды.

UDC 622.23.05

AUTOMATION PROCESSES IN THE OIL AND GAS INDUSTRY BY THE EXAMPLE OF AUTOMATION OF OIL AND GAS SEPARATOR CONTROL

A. Yu. Davydov

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, assistant professor)*

A.S. Dzhavadov

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, student gr. BGB-20-12)*

R.I. Suleimanov

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, assistant professor)*

M.Ya. Khabibullin

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, assistant professor)*

Abstract. This article discusses the features of technology development in the oil and gas industry and their impact on oil and gas production processes. A model for controlling the technological separation process, implemented in the MATLAB program, and the output characteristics of water and oil consumption are presented. Practical recommendations are given to increase the productivity of the device while maintaining the quality of commercial oil.

Keywords: oil and gas industry, automation, productivity, oil and gas separator, degree of water cut of oil-containing mixtures.

В настоящее время нефтегазовая отрасль играет значительную роль в мировой экономике, обеспечивая энергетическую безопасность и способствуя экономическому развитию многих стран. Однако, как и любая другая сфера деятельности, она сталкивается с различными вызовами и проблемами, которые требуют решения для улучшения эффективности и конкурентоспособности производства. Одним из таких вызовов в данной отрасли является необходимость внедрения процессов автоматизации [1-3].

Автоматизация нефтегазовой отрасли, или автоматизация нефтяных месторождений, относится к растущему числу процессов, многие из которых направлены на улучшение производительности и качества производства, снижение затрат и рисков, а также повышение безопасности труда и конкурентоспособности на мировых рынках. В то время как некоторые отрасли промышленности более созрели для автоматизации, чем другие, главные кандидаты на автоматизацию в нефтегазовой отрасли включают бурение, производственные операции и управление технологическими процессами, логистику и цепочки поставок, безопасность и розничные операции. Одним из примеров автоматизации в нефтегазовой отрасли, который рассматривается в данной статье, является автоматизация управления нефтегазосепаратором.

Нефтегазосепаратором (далее НГС) называется устройство, разработанное для разделения смеси нефти и газа на отдельные компоненты. Оно широко применяется на месторождениях нефти и газа для очистки добываемой нефти от попутного газа и воды, а также для разделения нефти на фракции с разной плотностью. Ранее управление НГС осуществлялось вручную операторами, что накладывало на производство значительные затраты времени и ресурсов, а также несло определенные риски для безопасности труда. В связи с этим, в последние годы всё большее внимание уделяется процессу автоматизации НГС, который позволяет значительно повысить эффективность и надёжность процесса, а также снизить вероятность человеческого фактора и ошибок. Управление НГС в автоматическом режиме возможно при определении параметров технологического процесса, наиболее важным из которых является время сепарации [4-8].

НГС с элементами контроля плотности нефтесодержащей смеси подробно представлен на рис. 1. Измерительная информация поступает в блок управления 13 с выходов аварийных датчиков 3,5, датчиков уровня жидкости 4,6 и датчиков давления 9,11. Исполнительными элементами устройства являются водяной насос 1, входная задвижка 2, газовый вентиль 7 и нефтяной насос 8. Датчик 10 позволяет скорректировать управляющие воздействия при изменении температуры. В базе данных 12 содержится информация о взаимосвязи между температурой и плотностью нефти и воды, а также данные, необходимые для расчёта времени сепарации [9-11].

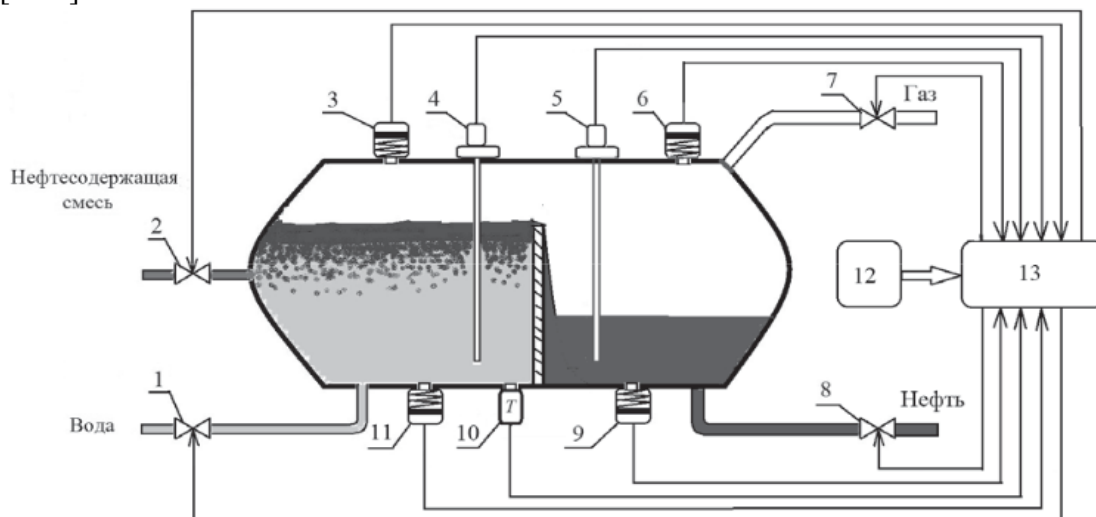


Рисунок 1 - НГС с элементами контроля плотности смесей, содержащих нефть

Плотность нефтесодержащей смеси зависит от степени содержания в ней воды. Предлагаемый метод управления НГС основан на разности в плотностях воды ($1,0 \text{ г/см}^3$) и нефти ($0,8-0,9 \text{ г/см}^3$) [12-15].

К основным задачам, возникающим при автоматизации управления НГС, относятся:

- 1) математическое описание объекта управления;
- 2) определение управляющего параметра и выбор способа управления;
- 3) разработка структурной и функциональной схемы управления;
- 4) расчёт управляющего параметра и выходных характеристик;
- 5) анализ выходных характеристик и качества управления.

Управляющим параметром является степень обводнённости нефтесодержащей смеси.

Производительность НГС определяется объёмом выхода нефти Q_n в единицу времени t [16,17]:

$$P = \frac{dQ_n}{dt} \quad (1)$$

Количество добываемой нефти связано с входным объёмом $Q_{вх}$, набором конструктивных параметров S_i и временем сепарации T_c зависимостью:

$$Q_{вых} = f(Q_{вх}, S_i, T_c) \quad (2)$$

Время сепарации зависит от степени обводнённости входной нефтегазовой смеси W_{oy} :

$$T_c = \varphi(W_0) \quad (3)$$

Предельно допустимое содержание воды в выходном продукте – не более 1% для нефти 2 и 3 группы и не более 0,5% для нефти 1 группы (ГОСТ Р 51858 – 2002). Ввиду различных факторов, среди которых сложный химический состав извлекаемых смесей, отсутствие решения уравнения Навье-Стокса для неламинарного потока жидкости и др., аналитическое решение уравнений (1-3) не представляется возможным. Целесообразно выполнить имитационное моделирование управления НГС в автоматическом режиме. Структура имитационной модели управления, составленная в программе MATLAB, представлена на рис. 2 [18, 19].

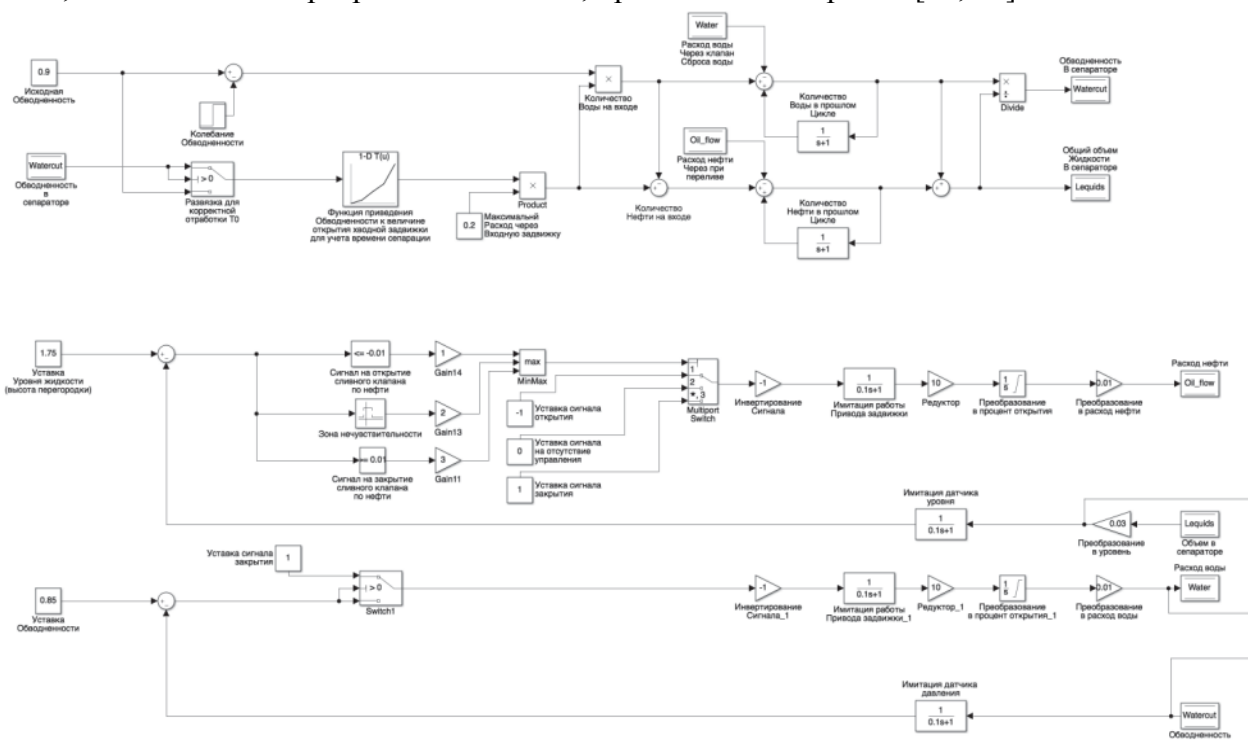


Рисунок 2 - Структура имитационной модели в программе MATLAB

Характеристики уровня смеси $H_{см}(t)$, расхода нефти $Q_n(t)$ и времени представлены на рис. 3. Графики иллюстрируют управление работой НГС по параметру обводнённости $W(t)$ в автоматическом режиме.

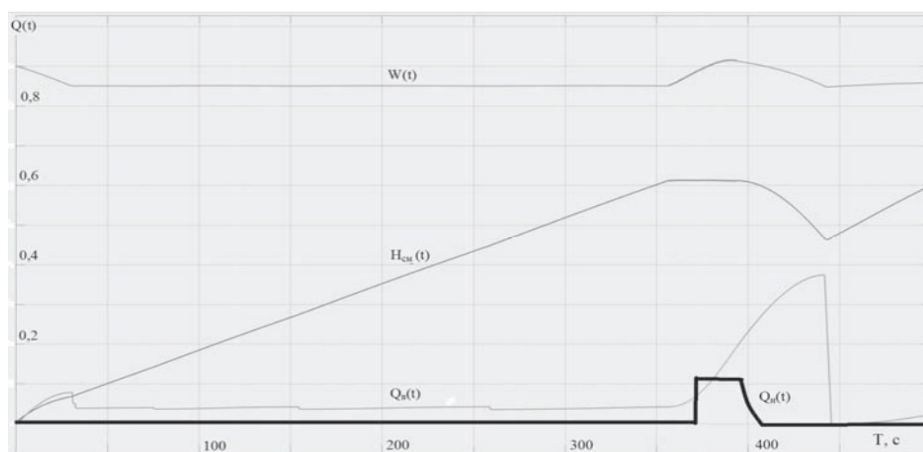


Рисунок 3 - Графики уровня смеси, расхода воды и нефти.

Таким образом, была спроектирована модель автоматического управления НГС по параметру обводнённости нефтесодержащей смеси. Предложенный способ позволяет повысить производительность устройства при сохранении качества товарной нефти, в результате чего достигается оптимальная работа оборудования [20-24].

В заключении, автоматизация процессов в нефтегазовой отрасли, в частности автоматизация процесса управления НГС, несёт важную роль в повышении эффективности и безопасности производства. Она позволяет снизить издержки на производство, сократить риски и повысить качество продукции. Поэтому внедрение автоматизации является важным шагом для развития нефтегазовой отрасли и обеспечения ее конкурентоспособности на мировом рынке.

Список использованных источников:

1. Опыт применения российского комплекса LWD при изменении механической скорости бурения скважин / А. Ю. Давыдов, Р. В. Вафин, И. А. Яхина, И. А. Давыдов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2023. – № 9(369). – С. 36-40. – DOI 10.33285/0130-3872-2023-9(369)-36-40.
2. Расчет параметров амортизатора крутильных колебаний штанговой колонны винтовой насосной установки / А. Ю. Давыдов, Р. В. Вафин, Э. М. Альмухаметова, И. А. Давыдов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2023. – № 5(137). – С. 24-28. – DOI 10.33285/1999-6934-2023-5(137)-24-28.
3. Давыдов А. Ю. Применение управляющих экспертных систем для мониторинга работы винтовых насосных установок с поверхностным приводом / А. Ю. Давыдов, Э. Ф. Велиев, И. А. Давыдов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2023. – № 6(138). – С. 5-9. – DOI 10.33285/1999-6934-2023-6(138)-5-9.
4. Винтовой забойный двигатель с интегрированной телеметрической системой / А. Ю. Давыдов, И. А. Яхина, М. Я. Хабибуллин, И. А. Давыдов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2020. – № 11 (335). – С. 30-34. – DOI 10.33285/0130-3872-2020-11(335)-30-34.
5. Давыдов А. Ю. Строительство скважин с применением наддолотных модулей / А. Ю. Давыдов, И. А. Яхина, Л. М. Зарипова // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2020. – № 2 (326). – С. 16-19. – DOI 10.33285/0130-3872-2020-2(326)-16-19.
6. Исследование работы электроцентробежного насоса в «правой» зоне / И. Г. Фаттахов, Р. Р. Кадыров, А. М. Зиятдинов, А. Ю. Давыдов, В. О. Червяков // Современные проблемы науки и образования. – 2015. – № 1-2. – С. 75.
7. Бурение скважин на азрированной нефти с применением отечественных забойных телеметрических систем / А. Ю. Давыдов, М. С. Габдрахимов, М. Я. Хабибуллин, Р. И. Сулейманов, Л. М. Зарипова // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2017. – № 6. – С. 69-73.

8. Давыдов А. Ю. Оценка влияния крутильных колебаний штанговой колонны на работу винтовой насосной установки: специальность 05.02.13 "Машины, агрегаты и процессы (по отраслям)": диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Давыдов Александр Юрьевич. – Уфа, 2002. – 125 с.
9. Давыдов А. Ю. Исследования динамики работы скважинного оборудования винтовых насосных установок с поверхностным приводом: монография / А. Ю. Давыдов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – 106 с.
10. Davydov A. Yu. Monitoring of the operation of surface-driven screw pumping units using expert control systems / A. Yu. Davydov // Journal of Physics: Conference Series. – 2019. – Vol. 1333. – № 4. – Номер статьи 042005. – DOI: 10.1088/1742-6596/1333/4/042005.
11. Davydov A. Yu. Bit measuring systems / A. Yu. Davydov, I. A. Yakhina // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science (International Conference on Innovations and Prospects of Development of Mining Machinery and Electrical Engineering 2019, IPDME 2019). – 2019. – Vol. 378. – № 1. – Номер статьи 012078. – DOI: 10.1088/1755-1315/378/1/012078.
12. Davydov A. Y. Experience in using the Russian LWD complex for well drilling / A. Y. Davydov, I. A. Yakhina // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2020. – Vol. 952. – № 1. – Номер статьи 012041. – DOI: 10.1088/1757-899X/952/1/012041.
13. Davydov A.Y. Downhole screw motor with integrated telemetry system / A. Y. Davydov, I. A. Yakhina // Journal of Physics: Conference Series. – 2021. – Vol. 1753. – № 1. – Номер статьи 012070. – DOI: 10.1088/1742-6596/1753/1/012070.
14. Davydov A. Yu. Utilization of expert systems for screw pump sets with surface drive management / A. Yu. Davydov (Yurievich, Davydov Alexander) // Advances in Engineering Research (AER) (International conference "Actual issues of mechanical engineering" (AIME 2018)). – 2018. – Vol. 157. – Pp. 129-133.
15. Давыдов А.Ю. Применение наддолотного модуля при бурении скважин / А.Ю. Давыдов, И.А. Яхина // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2019: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2019. – Т. 1. – С. 319-325.
16. Яппаров Р. Р. Повышение эффективности эксплуатации скважин с боковыми стволами в условиях Туймазинского месторождения нефтегазодобывающего управления «Туймазанефть» / Р. Р. Яппаров, А. Ю. Давыдов // Сборник научных трудов 43-й международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском: в 2-х т. / отв. ред. В. Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 326-330.
17. Сабитова А. И. Повышение эффективности эксплуатации фонда скважин, осложненного выносом механических примесей, на Ардатовском месторождении / А. И. Сабитова, А. Ю. Давыдов // Сборник научных трудов 43-й международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском: в 2-х т. / отв. ред. В. Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 243-246.
18. Зарипова Л.М. Методы очистки от асфальтосмолопарафиновых отложений / Л.М. Зарипова, А.Ю. Давыдов, Т.З. Ганиев // Материалы 44-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – Т. 1. – С. 243-246.
19. Давыдова О. В. Влияние температуры жидкости на остаточное количество растворенного газа в нефти при измерениях газового фактора / О. В. Давыдова // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2013. – № 1. – С. 181-189.
20. Бобоев А. А. Причины возникновения колебаний в системе ВЗД-КБТ и пути регулирования / А. А. Бобоев, А. Ю. Давыдов, О. В. Давыдова // Материалы 49-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, посвященной 90-летию Башкирской нефти, Октябрьский, 22–23 апреля 2022 года. – Октябрьский: Филиал Федерального государственного бюджетного

образовательного учреждения высшего профессионального образования "Уфимский государственный нефтяной технический университет" в г. Октябрьском, 2022. – С. 199-203.

21. Расчет максимальной зоны прогрева пласта при пароциклической обработке / Б. В. Колосов, И. Ф. Галиуллина, О. В. Филимонов, Р. А. Терегулов // Материалы 44-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 2-х т. / отв. ред. В. Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – Т. 2. – С. 133-137.

22. Филимонов О. В. Учет геологических рисков в процессе поиска и разведки нефтегазовых месторождений / О. В. Филимонов, И. Ф. Галиуллина, Х. А. М. Альфатлави // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли: сборник материалов V Международной научно-практической конференции / коллектив авторов. – Альметьевск: Изд-во Альметьевского государственного нефтяного института, 2020. – Т. 1. – С. 208-212.

23. Разработка способа утилизации отработанной в процессе алкилирования серной кислоты / А. Р. Мурзакова, Э. З. Мухамадеев, А. Д. Бадикова, Ф. Х. Кудашева, Р. Н. Гимаев // Катализ в промышленности. – 2008. – № 1. – С. 40-43.

24. Гусейнова Е. Л. Применение логико-смысловых моделей при изучении дисциплины «Гидравлика и нефтегазовая гидромеханика» / Е. Л. Гусейнова // Современные образовательные технологии в подготовке специалистов для минерально-сырьевого комплекса: сборник научных трудов III Всероссийской научной конференции (Санкт-Петербург, 05-06 марта 2020 г.) / отв. ред. А.Б. Маховиков. – Санкт-Петербург: Изд-во Санкт-Петербургского горного университета, 2020. – С. 357-362.

УДК 622.276

ПРИМЕНЕНИЕ СИСТЕМНОГО АНАЛИЗА В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

А.Ю. Давыдов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Я.Р. Мусина

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. БСН-21)

Аннотация. В статье рассматривается важность системного анализа для улучшения эффективности добычи нефти и газа в нефтегазовой отрасли. Описываются принципы системного анализа и его применение в оптимизации процессов добычи, что позволяет улучшить производительность, сократить затраты и повысить безопасность операций.

Ключевые слова: системный анализ, принципы, оптимизация, нефтегазовая отрасль.

UDC 622.276

APPLICATION OF SYSTEMS ANALYSIS IN THE OIL AND GAS INDUSTRY

A. Yu. Davydov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)

Y.R. Musina

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. BSN-21)

Abstract. The article discusses the importance of systems analysis for improving the efficiency of oil and gas production in the oil and gas industry. Describes the principles of systems analysis and its application in optimizing production processes, which can improve productivity, reduce costs and improve operational safety.

Keywords: system analysis, principles, optimization, oil and gas industry.

Нефтегазовая отрасль является одной из ключевых отраслей мировой экономики, поэтому оптимизация процессов добычи нефти и газа имеет стратегическое значение для компаний этой сферы. Системный анализ представляет собой мощный инструмент,

позволяющий рассматривать процессы в целом, учитывать различные факторы и взаимосвязи между ними [1-4].

Системный анализ — это научно-методологическая дисциплина, которая изучает принципы, методы и средства исследования сложных объектов посредством представления их в качестве систем и анализа этих систем. Таким образом, в системном анализе любой объект рассматривается с учётом его системного характера, то есть не как единое целое, а как комплекс взаимосвязанных составных элементов, их свойств и процессов. В контексте добычи нефти и газа системный анализ подразумевает учет всех факторов, влияющих на процесс добычи, таких как геологические особенности месторождения, технические возможности оборудования, экономические аспекты и другие [5-9].

Принципы системного анализа включают в себя следующие основные понятия:

1. Системный подход: система рассматривается как целое, состоящее из взаимосвязанных элементов, и анализируется с учетом всех взаимосвязей и воздействий между ними.

2. Иерархичность: система состоит из подсистем, которые в свою очередь могут быть разбиты на более мелкие элементы. Анализ проводится на нескольких уровнях иерархии.

3. Взаимосвязь и взаимодействие: в системном анализе учитываются взаимосвязи и взаимодействия между элементами системы, а также их воздействие на результаты и процессы.

4. Целеполагание: определение целей и задач системы, а также выработка стратегий и методов для их достижения [10-15].

Применение системного анализа в оптимизации процессов добычи позволяет улучшить производительность, сократить затраты и повысить безопасность операций путем:

1. Анализа процессов добычи как целостной системы, включая все этапы и взаимосвязи между ними.

2. Оптимизации рабочих процессов и управления ресурсами с учетом их взаимосвязей и влияния на результаты.

3. Прогнозирования возможных рисков и разработки мер по их минимизации.

4. Внедрения современных технологий и инноваций для повышения эффективности процессов добычи [16-19].

Примеры успешного применения системного анализа в нефтегазовой отрасли:

Улучшение процессов бурения скважин: может использоваться для оптимизации процессов бурения скважин, учитывая различные факторы, такие как геологические особенности месторождения, технические характеристики оборудования, условия работы и т.д. Это позволяет улучшить эффективность бурения, сократить затраты и повысить безопасность операций.

Управление производственными процессами на месторождениях: помогает создать комплексные модели производственных процессов на месторождениях, учитывая взаимосвязи между различными системами и подсистемами. Это позволяет оптимизировать производственные процессы, улучшить планирование и контроль за производством.

Управление ресурсами и энергией: может быть применен для оптимизации использования ресурсов (например, вода, электроэнергия) и энергии на нефтегазовых предприятиях. Анализируя потоки ресурсов и энергии в системе, можно выявить потенциал для снижения затрат и повышения энергоэффективности [20, 21].

Прогнозирование и управление рисками: позволяет проводить прогнозирование и анализ рисков, связанных с добычей нефти и газа. Создание моделей системы позволяет оценить возможные последствия различных сценариев и разработать стратегии управления рисками. Эти примеры демонстрируют, как системный анализ может быть успешно применен в нефтегазовой отрасли для улучшения производительности, сокращения затрат и обеспечения безопасности операций.

В нефтегазовой отрасли существует множество компаний, которые успешно применяют методы системного анализа для оптимизации процессов добычи нефти и газа. Например:

- ExxonMobil: Компания использует системный анализ для оптимизации процессов бурения, добычи и транспортировки нефти и газа. Применение системного подхода позволяет им повышать эффективность добычи, сокращать затраты и улучшать безопасность операций.

- Shell: Shell также активно применяет методы системного анализа для оптимизации процессов в нефтегазовой отрасли. Они используют системные моделирования, чтобы прогнозировать производственные показатели, оптимизировать распределение ресурсов и улучшать стратегическое планирование [22-24].

Эти и другие компании демонстрируют, как системный анализ помогает облегчить и усовершенствовать самые разнообразные процессы области нефтегазового производства.

Применение различных методов анализа в нефтегазовой отрасли является важным шагом на пути к повышению эффективности добычи нефти и газа. Многие компании уже успешно применяют методы системного анализа для оптимизации процессов добычи нефти и газа. Этот подход позволяет им улучшить свою конкурентоспособность, сократить затраты и минимизировать риски. Развитие технологий продолжит играть ключевую роль в совершенствовании нефтегазовой отрасли.

Список использованных источников:

1. Опыт применения российского комплекса LWD при изменении механической скорости бурения скважин / А. Ю. Давыдов, Р. В. Вафин, И. А. Яхина, И. А. Давыдов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2023. – № 9(369). – С. 36-40. – DOI 10.33285/0130-3872-2023-9(369)-36-40.

2. Расчет параметров амортизатора крутильных колебаний штанговой колонны винтовой насосной установки / А. Ю. Давыдов, Р. В. Вафин, Э. М. Альмухаметова, И. А. Давыдов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2023. – № 5(137). – С. 24-28. – DOI 10.33285/1999-6934-2023-5(137)-24-28.

3. Давыдов А. Ю. Применение управляющих экспертных систем для мониторинга работы винтовых насосных установок с поверхностным приводом / А. Ю. Давыдов, Э. Ф. Велиев, И. А. Давыдов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2023. – № 6(138). – С. 5-9. – DOI 10.33285/1999-6934-2023-6(138)-5-9.

4. Винтовой забойный двигатель с интегрированной телеметрической системой / А. Ю. Давыдов, И. А. Яхина, М. Я. Хабибуллин, И. А. Давыдов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2020. – № 11 (335). – С. 30-34. – DOI 10.33285/0130-3872-2020-11(335)-30-34.

5. Давыдов А. Ю. Строительство скважин с применением наддолотных модулей / А. Ю. Давыдов, И. А. Яхина, Л. М. Зарипова // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2020. – № 2 (326). – С. 16-19. – DOI 10.33285/0130-3872-2020-2(326)-16-19.

6. Давыдов А. Ю. Оценка влияния крутильных колебаний штанговой колонны на работу винтовой насосной установки: специальность 05.02.13 "Машины, агрегаты и процессы (по отраслям)": диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Давыдов Александр Юрьевич. – Уфа, 2002. – 125 с.

7. Давыдов А. Ю. Исследования динамики работы скважинного оборудования винтовых насосных установок с поверхностным приводом: монография / А. Ю. Давыдов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – 106 с.

8. Давыдов А. Ю. Подбор оптимальных режимов работы винтовых насосных установок с поверхностным приводом с помощью управляющих экспертных систем / А. Ю. Давыдов, А. А. Никифоров, М. С. Габдрахимов // Территория Нефтегаз. – 2015. – № 10. – С. 76-79.

9. Современные методы очистки от асфальтосмолопарафиновых отложений / Л. М. Зарипова, М. С. Габдрахимов, Р. И. Сулейманов, М. Л. Галимуллин, А. Ю. Давыдов, Р. Г. Хабибуллина, А. К. Зарипов, Т. З. Ганиев // Sciences of Europe. – 2017. – № 19. – С. 58-60.

10. Davydov A. Yu. Monitoring of the operation of surface-driven screw pumping units using expert control systems / A. Yu. Davydov // Journal of Physics: Conference Series. – 2019. – Vol. 1333. – № 4. – Номер статьи 042005. – DOI: 10.1088/1742-6596/1333/4/042005.
11. Davydov A. Yu. Bit measuring systems / A. Yu. Davydov, I. A. Yakhina // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science (International Conference on Innovations and Prospects of Development of Mining Machinery and Electrical Engineering 2019, IPDME 2019). – 2019. – Vol. 378. – № 1. – Номер статьи 012078. – DOI: 10.1088/1755-1315/378/1/012078.
12. Davydov A. Y. Experience in using the Russian LWD complex for well drilling / A. Y. Davydov, I. A. Yakhina // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2020. – Vol. 952. – № 1. – Номер статьи 012041. – DOI: 10.1088/1757-899X/952/1/012041.
13. Davydov A.Y. Downhole screw motor with integrated telemetry system / A. Y. Davydov, I. A. Yakhina // Journal of Physics: Conference Series. – 2021. – Vol. 1753. – № 1. – Номер статьи 012070. – DOI: 10.1088/1742-6596/1753/1/012070.
14. Davydov A. Yu. Utilization of expert systems for screw pump sets with surface drive management / A. Yu. Davydov (Yurievich, Davydov Alexander) // Advances in Engineering Research (AER) (International conference "Actual issues of mechanical engineering" (AIME 2018)). – 2018. – Vol. 157. – Pp. 129-133.
15. Габдрахманов Н. Х. Промысловые исследования процесса сепарации газа на приеме погружных насосов / Н. Х. Габдрахманов, О. В. Давыдова // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2010. – № 4(82). – С. 59-62.
16. Минияров Р. Р. Повышение эффективности эксплуатации месторождений на поздней стадии разработки на примере южной площади Ромашкинского месторождения / Р. Р. Минияров, О. В. Давыдова // Материалы Всероссийской 40-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 3-х томах, Октябрьский, 22 апреля 2013 года / Ответственный редактор К.Т. Тынчеров; Уфимский государственный нефтяной технический университет. Том 1. – Октябрьский: Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования "Уфимский государственный нефтяной технический университет", 2013. – С. 93-97.
17. Давыдова О. В. Влияние температуры жидкости на остаточное количество растворенного газа в нефти при измерениях газового фактора / О. В. Давыдова // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2013. – № 1. – С. 181-189.
18. Reservoir waters and based on them heavy brines application in oil production / R. R. Kadyrov, R. U. Rabaev, V. Sh. Mukhametshin, V. I. Shchetnikov, I. F. Galiullina, A. R. Safiullina, Z. N. Sagitova, R. R. Stepanova // SOCAR Proceedings. – 2022. – № 3.
19. Study of the possibility of reservoir water solutions as a well-killing fluid using / R. R. Kadyrov, V. V. Mukhametshin, R. U. Rabaev, L. S. Kuleshova, V. I. Shchetnikov, I. F. Galiullina, A. Kh. Gabzalilova // SOCAR Proceedings. – 2022. – № 4.
20. Мухамадеев Э. З. Влияние комплексных показателей качества технологической воды на pH водной суспензии технического углерода / Э. З. Мухамадеев, Ф. Х. Кудашева // Вестник Башкирского университета. – 2005. – Т. 10. – № 3. – С. 35-37.
21. Разработка способа утилизации отработанной в процессе алкилирования серной кислоты / А. Р. Мурзакова, Э. З. Мухамадеев, А. Д. Бадикова, Ф. Х. Кудашева, Р. Н. Гимаев // Катализ в промышленности. – 2008. – № 1. – С. 40-43.
22. Гусейнова Е. Л. Мотивационный критерий развития профессиональных компетенций студентов технического вуза (на примере изучения дисциплины «Гидравлика и нефтегазовая гидромеханика») / Е. Л. Гусейнова, Э. Р. Васильева // Профессиональное образование в современном мире. – 2018. – Т. 8. – № 1. – С. 1709-1716.
23. Насос ЭЦНМ5-50-1400 для добычи абразивной жидкости / А. Ю. Давыдов, М. Я. Хабибуллин, О. В. Давыдова, И. А. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021: Сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 26 марта 2021 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 431-434.

24. Мухамадеев Э. З. Перспективы расширения сырьевой базы для производства малоактивного печного технического углерода / Э. З. Мухамадеев // Башкирский химический журнал. – 2006. – Т. 13. – № 2. – С. 29-33.

УДК 378

МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ ПАРАМЕТРАМИ НАДЕЖНОСТИ ТЕХНИЧЕСКИХ СИСТЕМ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

А. Ю. Давыдов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Р.И. Рафиков

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском,
студент гр. БГР-20-12)*

Р.И. Сулейманов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

М.Я. Хабибуллин

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Аннотация. Определение надежности нефтегазовых установок имеет несколько характерных свойств. Рабочие места, расположенные на большом пространстве, сложные природные условия, постоянная работа на рудных пластах с изменяющимися условиями выведут установки из строя. Поэтому моделирование отказов играет важную роль в прогнозировании параметров надежности. Чтобы решить эту проблему, следует создать автоматизированную систему контроля и верификации, используемую в производственном секторе, основанную на уровне качества и размере исходные данные. Не менее важным аспектом проблем нефтегазового комплекса является эффективность добычи.

Ключевые слова: надежность, дефекты, перекачка жидкости, диагностика оборудования, эффективность производства.

UDC 378

METHODS OF CONTROL AND MANAGEMENT OF THE RELIABILITY PARAMETERS OF TECHNICAL SYSTEMS IN THE OIL AND GAS INDUSTRY

A. Yu. Davydov

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, assistant professor)*

R.I. Rafikov

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, student gr. BGR-20-12)*

R.I. Suleimanov

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, assistant professor)*

M.Ya. Khabibullin

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, assistant professor)*

Abstract. Determining the reliability of oil and gas installations has several characteristic properties. Workplaces located in a large space, difficult natural conditions, constant work on ore formations with changing conditions will disable the installations. Therefore, failure modeling plays an important role in predicting reliability parameters. To solve this problem, an automated control and verification system used in the production sector should be created based on the quality level and size of the initial data. An equally important aspect of the problems of the oil and gas complex is the efficiency of production.

Keywords: reliability, defects, fluid pumping, equipment diagnostics, production efficiency.

Согласно статистике, Россия занимает лидирующие позиции в мировом рейтинге запасов полезных ископаемых и запасов нефти [1, 2]. В связи с растущим спросом на нефть на мировом рынке в начале 21 века объем добычи нефти и газа в России стремительно растет с каждым годом. Значимыми нефтегазоносными регионами страны являются Западная Сибирь и Волго-Уральский регион. По данным ВР (British Petroleum) Статистический обзор мировой энергетики за 2021 год, запасы нефти в России оцениваются примерно в 80 миллиардов баррелей. На начало 2021 года доля России в мировых запасах нефти составляла примерно 6% [3-5].

Добыча нефти:

В 2020 году добыча нефти в России составила около 10,3 млн баррелей в сутки, согласно данным Министерства энергетики [6, 7].

Запасы природного газа:

Запасы природного газа в России также являются одними из крупнейших в мире. Согласно данным ВР на 2021 год, предполагаемые запасы природного газа в России составляют более 30 трлн. кубометров [8, 9].

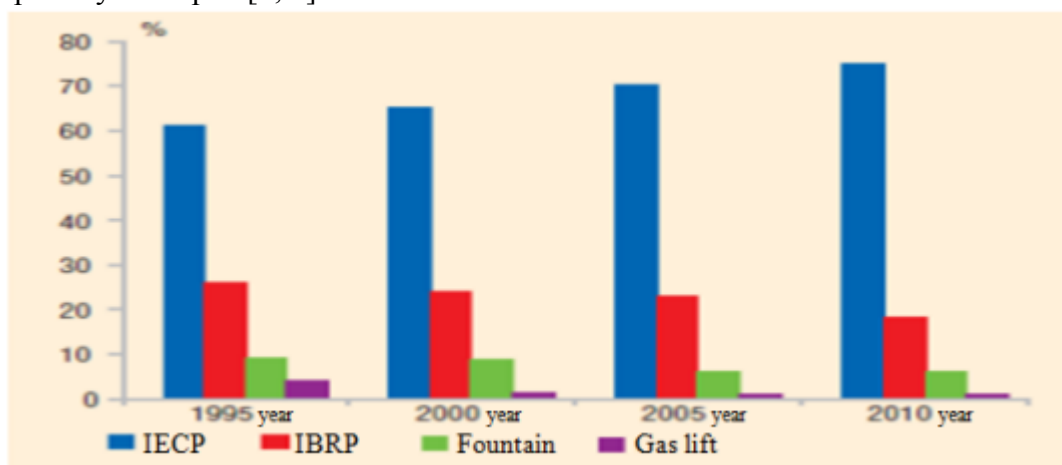


Рисунок 1 - Распределение добычи нефти по методам, 1995-2010 гг.

Материалы и методы исследования. Информационно-измерительные системы (IMS) позволяют получать, собирать и хранить производственные данные в течение неограниченного времени [10, 11]. Они учитывают не только текущие характеристики оборудования, но и электронные базы данных диспетчерских служб. Особое внимание следует уделить разработке новых математических методов обработки данных и созданию на их основе моделей технических систем, которые могли бы быть применены в настоящее время: к ним относятся методы синергетики и динамического хаоса, следует использовать образовательные и игровые методы, нейронные сети и сотовые автоматы, а также в таких областях, как экономика и финансы, метеорология, геофизика, прогнозирование чрезвычайных ситуаций, другие методы, применяемые на фруктах, но не получившие широкого распространения в промышленных отраслях [12-14]. Общая структура проблемы повышения надежности и эффективности нефтегазовых предприятий представлена в виде упрощенной диаграммы (рисунок 2). Факторы, влияющие на жизнеспособность и надежность установок для разработки месторождений нефти и газа, включают различные параметры и характеристики месторождения. Конечно, поскольку условия эксплуатации различны, хотя настройки одинаковы, время работы также будет разным [15, 16].

Факторы, влияющие на жизнеспособность и надежность установок для разработки нефти и газа, включают различные параметры и характеристики месторождения.



Рисунок 2 –Типы отказов скважин на месторождении

Очень распространенной причиной преждевременного выхода из строя ESP в большинстве областей применения является засорение рабочих частей. Возможность засорения рабочих частей насоса в значительной степени зависит от количества песка, парафина и солей в производимой жидкости. Однако это происходит на основе влияния таких факторов, как скорость перекачки жидкости, объем закачиваемой воды в слой и свойства слоя, что связано с вымыванием и засорением песка в слое или ускоренным абразивным износом рабочих частей насоса. Засорение рабочих органов - это дефект, который возникает постепенно, развивается с течением времени. Однако, как отмечалось ранее, уменьшение расхода насоса, возникающее при засорении, может привести к перегреву двигателя и кабеля, и полной остановке насоса (рисунок 4). Наиболее распространенным типом аварий являются отказы кабелей электродвигателя ECTS. Причины таких аварий в основном связаны с нагревом изоляционного слоя, соединительных и токосъемных муфт. Кабели российского производства КРВК и КРВР имеют максимальную рабочую температуру 900 °С и работают с практически отсутствующими колебаниями температуры на большинстве полей [17-21].

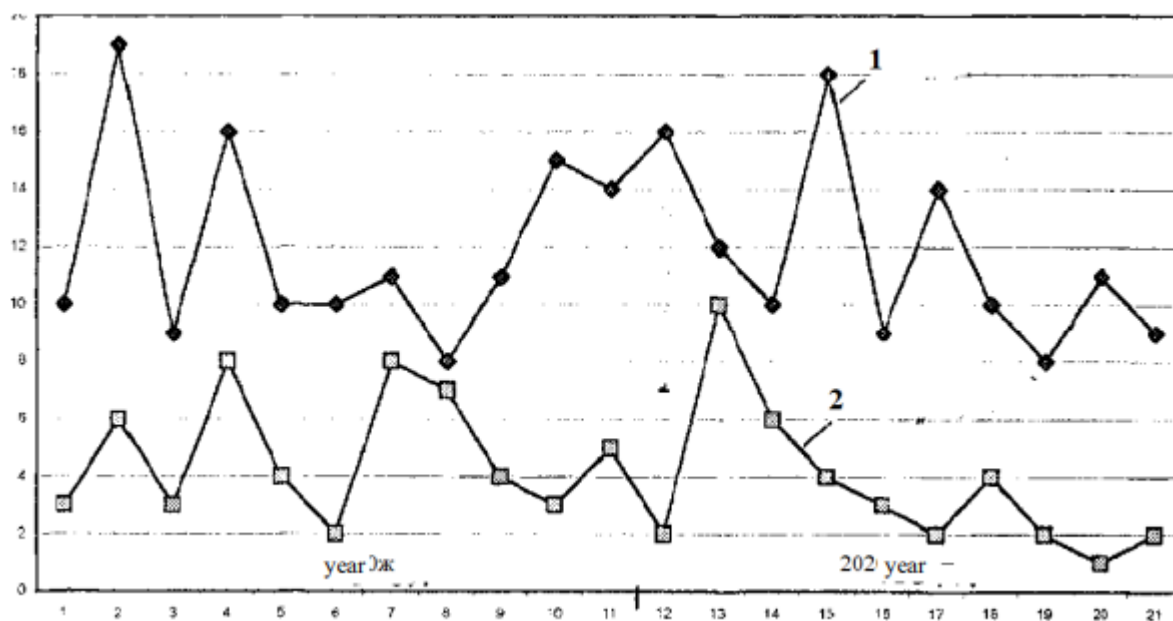


Рисунок 3 – Динамика отказов промысловых скважин

Следовательно, любое случайное отклонение режима работы скважины может привести к повреждению изолирующего слоя кабеля или муфты. Важной характеристикой надежности любой технической системы в процессе эксплуатации является надежность элементов технологии. На основе использования производственных данных, на нефтяном предприятии, с помощью автоматизированных систем, были классифицированы типы отказов полученного

оборудования, установлены закономерности отказов от каждого типа, и определены параметры этих закономерностей. Большой размер базы данных (при рассмотрении более 1200 отказов) позволило использовать закон Гомперца о трехпараметрическом расположении.

$$R(t)=\exp[-K_1t - K_2(e^{K_3t}-1)], \quad (1)$$

где K_1 , K_2 , K_3 - положительные константы, определяемые обратной линией приведенных задач нахождения эмпирической зависимости параметров. Чтобы рассчитать эмпирические значения без каких-либо сбоев, работа над функцией надежности была бы следующей. Использование схемы Гомперца позволяет сосредоточиться на факторах, влияющих на оборудование, таких как случайные факторы, износ (моральное устаревание) оборудования [22-24]. На рисунке 5 показаны данные исследований неисправных установок по определенным причинам. Частота отказов, как указано в данных, зависит от времени (K_1 , K_2 - не равны нулю). Исходя из анализа полученных результатов, наиболее распространенной формой выхода из строя глубинных насосов является засорение (47%), при котором учитываются все механические соединения рабочих органов насоса с песком, парафином, солями и другими, препятствующими работе насоса. Одной из наиболее распространенных аварий является герметичность насосно-компрессорных труб (СКТ) (18%).

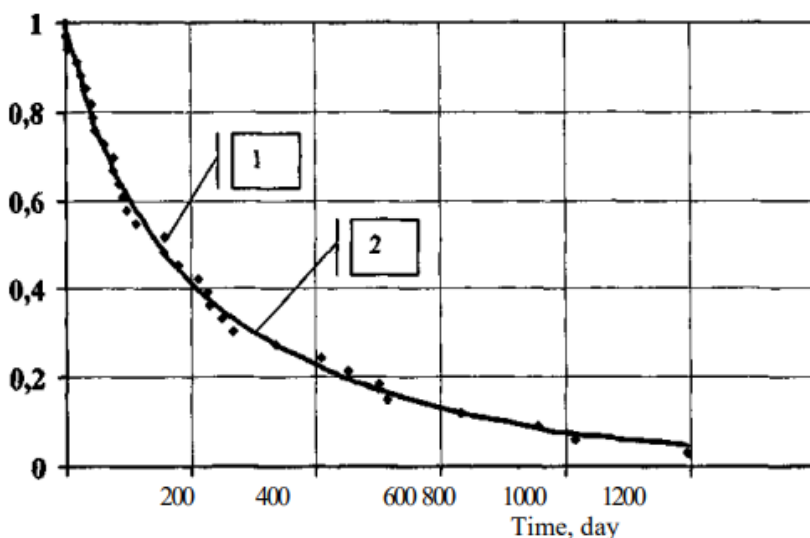


Рисунок 4 – Изменение функции надежности насосного оборудования с течением времени

Динамический уровень (10%), как правило, не связан с дефектами насосов, но развитие этого процесса приводит к остановке скважины и дорогостоящим мероприятиям, таким как физический дефект насосов. Анализ полученных данных, отражающих техническое состояние оборудования в скважине, показывает, что параметр K_2 является чувствительным показателем.

Список использованных источников:

1. Опыт применения российского комплекса LWD при изменении механической скорости бурения скважин / А. Ю. Давыдов, Р. В. Вафин, И. А. Яхина, И. А. Давыдов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2023. – № 9(369). – С. 36-40. – DOI 10.33285/0130-3872-2023-9(369)-36-40.
2. Расчет параметров амортизатора крутильных колебаний штанговой колонны винтовой насосной установки / А. Ю. Давыдов, Р. В. Вафин, Э. М. Альмухаметова, И. А. Давыдов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2023. – № 5(137). – С. 24-28. – DOI 10.33285/1999-6934-2023-5(137)-24-28.
3. Давыдов А. Ю. Применение управляющих экспертных систем для мониторинга работы винтовых насосных установок с поверхностным приводом / А. Ю. Давыдов, Э. Ф. Велиев, И. А. Давыдов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2023. – № 6(138). – С. 5-9. – DOI 10.33285/1999-6934-2023-6(138)-5-9.

4. Винтовой забойный двигатель с интегрированной телеметрической системой / А. Ю. Давыдов, И. А. Яхина, М. Я. Хабибуллин, И. А. Давыдов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2020. – № 11 (335). – С. 30-34. – DOI 10.33285/0130-3872-2020-11(335)-30-34.
5. Давыдов А. Ю. Строительство скважин с применением наддолотных модулей / А. Ю. Давыдов, И. А. Яхина, Л. М. Зарипова // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2020. – № 2 (326). – С. 16-19. – DOI 10.33285/0130-3872-2020-2(326)-16-19
6. Ахиярова Л. У. Устройство для измерения параметров добываемой жидкости с усовершенствованным приводом датчиков / Л. У. Ахиярова, А. Ю. Давыдов // Материалы Всероссийской 40-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 3-х т. / отв. ред. К. Т. Тынчеров. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. – Т. 2. – С. 8-11.
7. Давыдов А. Ю. Управление режимами работы установки винтового насоса с поверхностным приводом / А. Ю. Давыдов, А. А. Никифоров, М. С. Габдрахимов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2014: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. К. Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – Т. 1. – С. 332-335.
8. Давыдов А. Ю. Насос буровой УНБ-600 с усовершенствованным корпусом / А. Ю. Давыдов, И. И. Шарифуллин // Сборник научных трудов 43-й международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском: в 2-х т. / отв. ред. В. Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 35-38.
9. Повышение эффективности работы гидрораспределителя гидропривода ШГН / Р. И. Сулейманов, М. Я. Хабибуллин, В. А. Петров, А. Ю. Давыдов, О. В. Давыдова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2017: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В. Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – Т. 1. – С. 392-395.
10. Валеев М.Д. Опытнo-промышленные исследования тиксотропной деструкции парафинистой нефти в промысловом трубопроводе / М.Д. Валеев, А.К. Зарипов, А.Ю. Давыдов, Л.М. Зарипова // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2016. – № 6. – С. 32-35.
11. Давыдов А. Ю. Усовершенствование сепаратора CPF-V-2010 / А. Ю. Давыдов, Г. Р. Низаева // Сборник научных трудов 43-й международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском: в 2-х т. / отв. ред. В. Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 33-35.
12. Анализ надёжности установок погружных центробежных насосов в нефтегазодобывающих компаниях / М. Я. Хабибуллин, А. Г. Гиляев, Л. З. Самигуллина, Р. И. Сулейманов, А. Ю. Давыдов, Э. Р. Васильева // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2021. – № 1(129). – С. 18-27. – DOI 10.17122/ntj-oil-2021-1-18-27.
13. Давыдов А.Ю. Применение наддолотного модуля при бурении скважин / А.Ю. Давыдов, И.А. Яхина // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2019: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2019. – Т. 1. – С. 319-325.
14. Davydov A. Yu. Monitoring of the operation of surface-driven screw pumping units using expert control systems / A. Yu. Davydov // Journal of Physics: Conference Series. – 2019. – Vol. 1333. – № 4. – Номер статьи 042005. – DOI: 10.1088/1742-6596/1333/4/042005.
15. Davydov A. Yu. Bit measuring systems / A. Yu. Davydov, I. A. Yakhina // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science (International Conference on Innovations and Prospects of Development of Mining Machinery and Electrical Engineering 2019, IPDME 2019). – 2019. – Vol. 378. – № 1. – Номер статьи 012078. – DOI: 10.1088/1755-1315/378/1/012078.

16. Davydov A. Y. Experience in using the Russian LWD complex for well drilling / A. Y. Davydov, I. A. Yakhina // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2020. – Vol. 952. – № 1. – Номер статьи 012041. – DOI: 10.1088/1757-899X/952/1/012041.
17. Davydov A.Y. Downhole screw motor with integrated telemetry system / A. Y. Davydov, I. A. Yakhina // Journal of Physics: Conference Series. – 2021. – Vol. 1753. – № 1. – Номер статьи 012070. – DOI: 10.1088/1742-6596/1753/1/012070.
18. Davydov A. Yu. Utilization of expert systems for screw pump sets with surface drive management / A. Yu. Davydov (Yurievich, Davydov Alexander) // Advances in Engineering Research (AER) (International conference "Actual issues of mechanical engineering" (AIME 2018)). – 2018. – Vol. 157. – Pp. 129-133.
19. Обзор методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на месторождениях Западной Сибири / И. Ф. Галиуллина, А. М. Гильманова, Р. А. Гилязетдинов, О. В. Филимонов, М. Л. Хуснутдинова // Энергия молодежи для нефтегазовой индустрии: сборник материалов VI Международной научно-практической конференции молодых ученых / отв. ред. Д. С. Реченко. – Альметьевск: Изд-во Альметьевского государственного нефтяного института, 2021. – С. 54-58.
20. Анализ эффективности применения тепловых методов увеличения нефтеотдачи на месторождениях Западной Сибири / И. Ф. Галиуллина, А. М. Гильманова, Р. А. Гилязетдинов, Э. А. Юсупов, О. В. Филимонов // Энергия молодежи для нефтегазовой индустрии: сборник материалов VI Международной научно-практической конференции молодых ученых / отв. ред. Д. С. Реченко. – Альметьевск: Изд-во Альметьевского государственного нефтяного института, 2021. – С. 44-49.
21. Мухамадеев Э. З. Перспективы расширения сырьевой базы для производства малоактивного печного технического углерода / Э. З. Мухамадеев // Башкирский химический журнал. – 2006. – Т. 13. – № 2. – С. 29-33.
22. Разработка способа утилизации отработанной в процессе алкилирования серной кислоты / А. Р. Мурзакова, Э. З. Мухамадеев, А. Д. Бадикова, Ф. Х. Кудашева, Р. Н. Гимаев // Катализ в промышленности. – 2008. – № 1. – С. 40-43.
23. Гусейнова Е. Л. Мотивационный критерий развития профессиональных компетенций студентов технического вуза (на примере изучения дисциплины «Гидравлика и нефтегазовая гидромеханика») / Е. Л. Гусейнова, Э. Р. Васильева // Профессиональное образование в современном мире. – 2018. – Т. 8. – № 1. – С. 1709-1716.
24. Насос ЭЦНМ5-50-1400 для добычи абразивной жидкости / А. Ю. Давыдов, М. Я. Хабибуллин, О. В. Давыдова, И. А. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021: Сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 26 марта 2021 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 431-434.

УДК 3054

РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ МЕТОДОМ КАТАЛИТИЧЕСКОГО КРЕКИНГА

Л.З. Зайнаглина

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, доцент)

Г.Н.Ахметьянов

(Институт нефти и газа УГНТУ в г.Октябрьском, студент гр. БСН-22-11)

Аннотация. В данной статье рассматривается разработка технологического процесса нефтепереработки каталитического крекинга. Организация процесса позволяет проанализировать требования, предъявляемые к свойствам сырья для каталитического крекинга, необходимые для достижения оптимальной эффективности и качества производимой продукции. Это способствует сокращению затрат и повышает общую эффективность деятельности нефтеперерабатывающих заводов.

Ключевые слова: каталитический крекинг, технологический процесс, оптимальное планирование, нефть, нефтепродукты.

UDC 3054

DEVELOPMENT OF A TECHNOLOGICAL PROCESS FOR PETROLEUM USING THE REFINING CATALYTIC CRACKING

L. Z. Zainagalina

(Institute of Oil and Gas, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education USPTU in Oktyabrsky, Associate Professor)

G. N. Ahmetyanov

(Institute of Oil and Gas USPTU in Oktyabrsky, student group BSN-22-11)

Annotation. This article discusses the development of the oil refining process of catalytic cracking. The organization of the process makes it possible to analyze the requirements for the properties of catalytic cracking raw materials necessary to achieve optimal efficiency and quality of the products produced. This allows reducing costs and increasing the overall efficiency of oil refineries.

Key words: catalytic cracking, technological process, optimal planning, petroleum, petroleum products.

В данной научной статье рассматривается каталитический крекинг как процесс, при котором тяжелые фракции нефти превращаются в более легкие и ценные продукты. Задача разработки технологического процесса каталитического крекинга состоит в оптимизации процесса таким образом, чтобы получить максимальную эффективность при минимальном количестве побочных продуктов.

Одним из ключевых аспектов разработки является выбор подходящего катализатора. Другим важным аспектом разработки является определение оптимального соотношения между температурой, давлением и скоростью потока.

В разработке технологического процесса каталитического крекинга важную роль играет исследование кинетики реакций и механизма протекания процесса. Кинетические данные позволяют более точно определить скорость реакции, выбрать оптимальные условия и предсказать результаты при различных параметрах [1].

Каталитический крекинг, процесс химической трансформации, при котором длинноцепочечные углеводороды разрываются на более короткие, характеризуется высокой концентрацией углеводородов.

Несмотря на множество преимуществ высокой концентрации углеводородов, есть и ряд негативных сторон. Одной из основных проблем является образование отложений на катализаторе, что может привести к снижению его эффективности.

Чтобы обеспечить долгосрочную и эффективную работу катализатора, необходимо тщательно контролировать концентрацию углеводородов в процессе крекинга [2]. Это требует внедрения современных технологий мониторинга и контроля на каждом этапе процесса.

Поддержание высокой эффективности процесса крекинга является важным фактором для поддержания конкурентоспособности в быстро развивающейся нефтехимической отрасли [4].

Смолы и загрязнения, присутствующие в сырье, могут негативно повлиять на работу катализатора и процесс крекинга в целом. Поэтому требуется минимизировать их содержание в сырье, чтобы обеспечить стабильность процесса и получить чистые и качественные продукты. Очистка и предварительная обработка сырья играют важную роль в достижении этих требований.

Для снижения содержания смол и загрязнений при каталитическом крекинге применяются различные методы. Одним из них является использование разделительных систем, которые позволяют отделить смолы и загрязнения от полезных продуктов крекинга.

Важным аспектом при выборе сырья для каталитического крекинга является его происхождение [6]. Различные источники сырья, такие как нефть, газ и углеводородные газы, имеют различные составы и свойства. Например, нефтяное сырье обычно содержит большое количество различных углеводородов, в то время как газовое сырье обычно более чистое и содержит меньше смол и примесей.

Кроме того, важно учитывать экономические аспекты при выборе сырья. Сырье, которое является доступным и имеет низкую стоимость, может быть предпочтительным вариантом. Однако необходимо учитывать и качество сырья, чтобы не снижать эффективность и качество процесса крекинга.

Выбор оптимального сырья для каталитического крекинга является важным шагом для обеспечения успешного процесса и высокого качества продукции [6]. Анализ требований к свойствам сырья помогает определить необходимые характеристики и разработать оптимальные условия процесса. При этом важно учитывать происхождение сырья, экономические аспекты и экологическую устойчивость.

При выборе и разработке технологической схемы для установки каталитического крекинга, существует несколько ключевых аспектов, которые следует учесть, чтобы обеспечить эффективность и успешную реализацию проекта.

Во-первых, необходимо тщательно изучить тип сырья, которое будет подвергаться каталитическому крекингу. Различные виды нефтепродуктов могут требовать разные реакционные условия и катализаторы для достижения желаемых результатов. Нефтеперерабатывающие предприятия должны анализировать свои потребности и выбирать оптимальные технологические решения, учитывая характеристики и состав сырья.

Второй важный аспект - это учет требований производства при разработке технологической схемы. Например, если требуется получить определенную фракцию или продукт с определенными характеристиками, необходимо определить оптимальные параметры реакции и выбрать соответствующий катализатор. Также важно учесть скорость и объем производства, чтобы оптимизировать процесс и обеспечить требуемую выходную продукцию.

Третий аспект, который следует учесть - это энергетические и экологические аспекты. Важно обеспечить энергетическую эффективность процесса и возможность использования возобновляемых и экологически чистых источников энергии. Кроме того, необходимо минимизировать выбросы и отходы, чтобы соответствовать экологическим стандартам и требованиям. Это включает использование современных методов очистки и рециклинга, а также контроль за выбросами в атмосферу и обработку отходов.

Необходимо провести оценку экологического риска и разработать меры по минимизации негативного воздействия на природу. Это может включать использование современных систем очистки выбросов, контроль за выбросами в водную среду и мониторинг за качеством воздуха. В качестве примера, можно привести установку каталитического крекинга вакуумного дистиллята предназначенную для переработки высокомолекулярного нефтяного сырья в следующие продукты: сухой газ, пропан-пропиленовая фракция, бутан-бутиленовая фракция, бензиновая фракция, легкий газойль, тяжелый газойль и кокс, используемый для обеспечения теплового баланса работы реакторно-регенераторного блока [3].

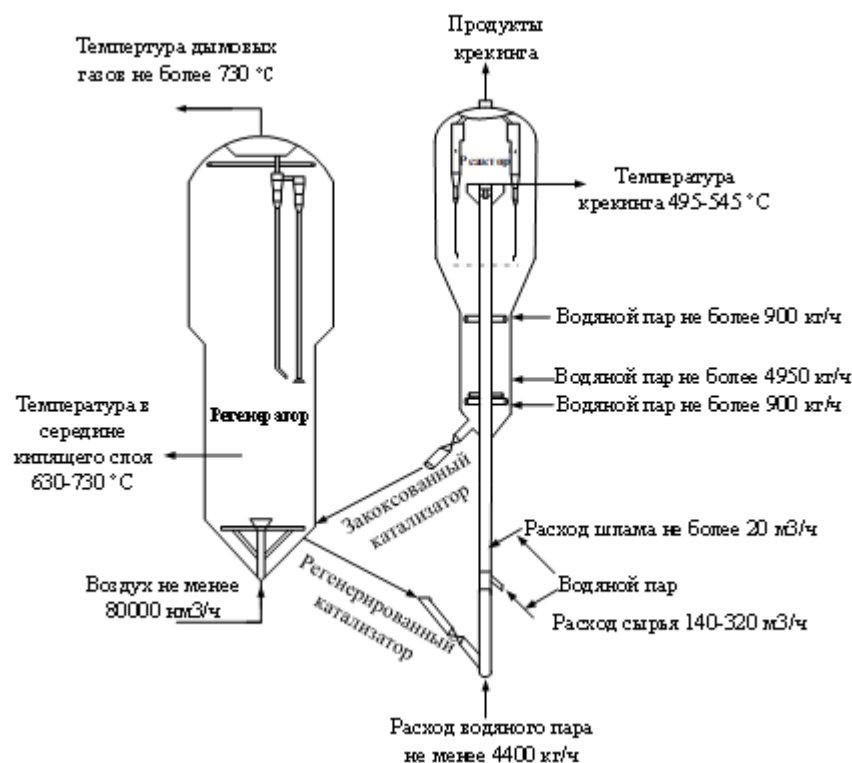


Рисунок 1 – Реакторно-регенераторный блок каталитического крекинга

Таким образом, выбор и разработка технологической схемы установки каталитического крекинга - это сложный и многогранный процесс, требующий внимания к деталям и учета различных факторов.

Аппараты и потоки, используемые в процессе, играют важную роль в обеспечении оптимальных условий и результатов. Контроль и оптимизация процесса являются ключевыми аспектами для достижения желаемых результатов и максимальной эффективности процесса каталитического крекинга.

В процессе каталитического крекинга используются различные аппараты и потоки, которые выполняют важные функции для разложения углеводородов на более легкие фракции. Каталитический крекинг является одним из ключевых процессов в нефтеперерабатывающей промышленности и позволяет получить ценные продукты, такие как бензин, дизельное топливо и другие нефтепродукты, требующим точного контроля и оптимизации всех его составляющих для достижения желаемых результатов.

Для успешной разработки технологической схемы установки каталитического крекинга, необходимо учитывать множество аспектов, включая тип сырья, требования производства, энергетические и экологические аспекты, а также экономические и социальные факторы. Это позволит оптимизировать процесс и достичь желаемых результатов, с учетом интересов всех заинтересованных сторон.

Список использованных источников

1. Хаджиев С. Н. Крекинг нефтяных фракций на цеолитсодержащих катализаторах. М.: Химия, 2022, – С. 276.
2. Владимиров А. И. Каталитический крекинг с кипящим (псевдо-ожиженным) слоем катализатора. Реакторно-регенераторный блок. М.: Нефть и газ, 2021, – С. 58.
3. Коган Ю. С., Конь М. Я. Переработка остаточного сырья на установках каталитического крекинга за рубежом. М.: ЦНИИТЭНефтехим, 2020, – С. 75.
4. Прокопюк С. Г., Масагутов Р. М. Промышленные установки каталитического крекинга. М.: Химия, 2022, – С. 374.

5. Князьков А. Л., Овчинникова Т. Ф., Есипко Е. А. Снижение содержания серы в бензиновых фракциях каталитического крекинга. Химия и технология топлив и масел, 2021, № 2, – С. 374.
6. Ануфриев В. П. Каталитический крекинг утяжеленного дистиллятного сырья в присутствии технических наук. ГАНГ им. И. М. Губкина, Москва, 2021, – С. 374.
7. Формируемые компетенции при изучении дисциплины "Автоматизированное проектирование нефтегазового оборудования" Давыдов А.Ю., Галимуллин М.Л., Зайнагалина Л.З. В сборнике: Актуальные вопросы высшего образования – 2019 Материалы Международной научно-методической конференции . 2019. С. 24-27.

УДК 51

ВЛИЯНИЕ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ ЗАВОДОВ НА ЭКОЛОГИЮ

Л.З.Зайнагалина

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

М.Р.Гатиятуллина

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, ст. гр. БСН-22-11)

Аннотация. В статье рассматривается влияние нефтеперерабатывающих заводов на атмосферу, водные ресурсы, флору и фауну. Приведены примеры негативного воздействия на окружающую среду крупных аварий на нефтегазовых объектах. Перечислены методы, способствующие снижению негативных последствий деятельности заводов на окружающую среду.

Ключевые слова: нефть, нефтепродукты, экология, экосистема, безопасность, окружающая среда.

UDC 51

THE IMPACT OF OIL REFINERIES ON THE ENVIRONMENT

L.Z.Zainagalina

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University,
Associate Professor)*

M.R.Gatiyatullina

*(Institute of Oil and Gas Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education
USPTU in Oktyabrsky, student gr. BSN-22-11)*

Annotation. The article examines the impact of oil refineries on the atmosphere, water resources, flora and fauna. Major accidents at oil and gas facilities are given as examples and their negative impact on the environment is considered. The methods that contribute to reducing the negative effects of factories on the environment are also listed.

Key words: oil, petroleum products, ecology, ecosystem, safety, environment.

Нефтеперерабатывающие заводы являются важным звеном в нефтяной промышленности, обеспечивая производство различных нефтепродуктов, таких как бензин, дизельное топливо, мазут и другие. Однако, в процессе своей деятельности эти заводы оказывают значительное воздействие на окружающую среду, что может привести к серьезным экологическим проблемам.

Нефтеперерабатывающие заводы являются одним из основных источников выбросов вредных веществ в атмосферу. Процессы сжигания нефти и производства нефтепродуктов сопровождаются выбросами диоксида серы, оксидов азота и других вредных газов. Эти выбросы оказывают негативное воздействие на качество воздуха, приводя к загрязнению и снижению его безопасности для человека и животных. Кроме того, выбросы вредных веществ могут приводить к образованию смога и кислотных дождей, что негативно сказывается на экосистемах и растительности.

Еще одной проблемой, связанной с деятельностью нефтеперерабатывающих заводов, является загрязнение водных ресурсов. В процессе производства нефтепродуктов требуется большое количество воды, которая затем загрязняется различными химическими веществами и отходами. Это приводит к снижению качества воды, угрозе жизни в морской фауне и флоре, а также проблемам снабжения питьевой водой для близлежащих населенных районов.

Нефтеперерабатывающие заводы часто располагаются вблизи экологически важных территорий, таких как заповедники и природные парки. Это может оказывать негативное воздействие на животный и растительный мир в этих районах. Выбросы вредных веществ и разливы нефти могут привести к отравлению и гибели животных, а также разрушению экосистем.

Большой урон экологии принесли аварии на нефтегазовых объектах, которые имеют серьезные последствия для экологии, вызывая загрязнение воздуха, воды и почвы, а также угрожая здоровью людей и животных.

На диаграмме, как пример, приведена статистика аварий на нефтеперерабатывающих заводах.

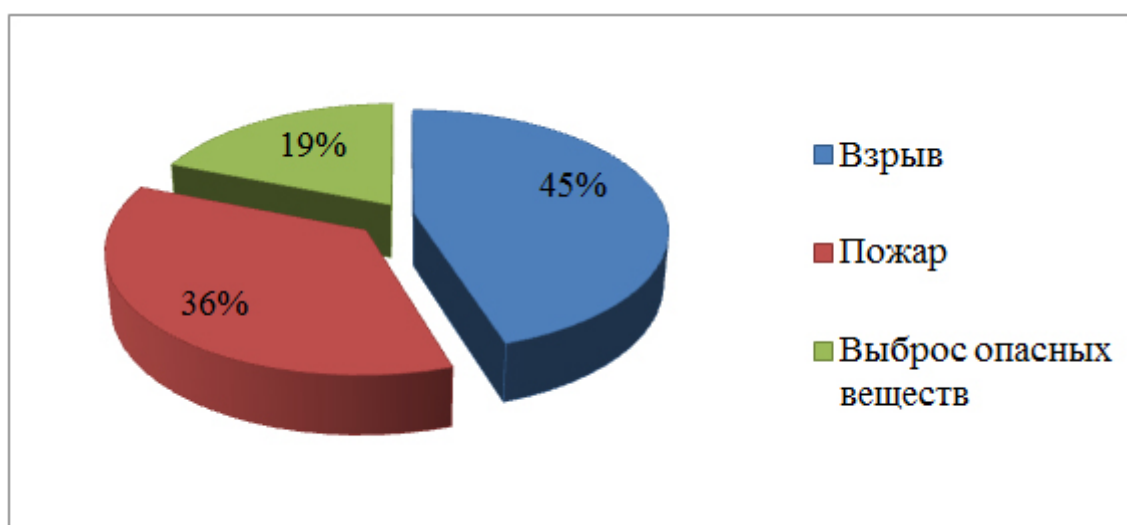


Рисунок 1 - Диаграмма, аварии на объектах нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности в России в период 2004 – 2015 гг.[7]

Одним из самых известных примеров аварии на нефтегазовом объекте является катастрофа на нефтяной платформе Deepwater Horizon в Мексиканском заливе в 2010 году. В результате взрыва и пожара на платформе произошло разливание огромного количества нефти в море. Эта авария стала одной из самых крупных экологических катастроф в истории, приводя к серьезному загрязнению морской среды и нанеся значительный ущерб местной фауне и флоре. Воздействие этой аварии на экосистему Мексиканского залива ощущается до сих пор. По мнению экологов, чтобы окончательно убрать последствия этой техногенной катастрофы, потребуются еще, как минимум, 200 лет.

Также был взрыв на заводе BP в Техасе, США, в 2005 году. В результате взрыва погибло 15 человек, а около 170 человек получили ранения. Кроме того, авария привела к выбросу огромного количества опасных веществ в атмосферу, что вызвало серьезное загрязнение воздуха, почвы и воды в окрестностях завода. Множество животных и растений погибли, а

экосистема была серьезно нарушена. К тому же, взрыв вызвал пожар, который длился несколько дней и привел к выбросу большого количества дыма и токсичных газов.

В качестве еще одного примера на нефтеперерабатывающем заводе является взрыв на заводе ExxonMobil в Бейтс Вилле, Арканзас, США, в 2013 году. В результате взрыва произошло разлитие нефти и пожар, что привело к загрязнению окружающей среды и эвакуации более 20 тысяч человек. Завод находился недалеко от реки, поэтому неконтролируемый выброс нефтепродуктов спровоцировал экологическую катастрофу в водных бассейнах. Нефтепродукты, поступившие в реку, нанесли непоправимый вред растительному и животному миру.

Все эти примеры являются очередным напоминанием о важности строгого соблюдения всех мер безопасности и экологических стандартов в отрасли переработки нефти. Крупные нефтеперерабатывающие заводы должны продолжать улучшать свои системы и технологии, чтобы предотвратить подобные аварии и минимизировать негативное воздействие на окружающую среду и здоровье людей.

Безусловно, проблемы, связанные с экологической безопасностью, требуют немедленных мер со стороны нефтеперерабатывающих заводов. Выбросы вредных веществ, загрязнение водных ресурсов и почвы, а также проблемы с утилизацией отходов - все это вызывает серьезные опасения с точки зрения экологии. Однако существуют различные методы, которые могут помочь решить эту проблему и снизить вред, наносимый нефтеперерабатывающими заводами на окружающую среду.

1. Внедрение современных технологий: Одним из основных способов является внедрение современных технологий и оборудования. Новые технологии позволяют более эффективно очищать выбросы и отходы, а также снижать потребление энергии и воды. Например, использование катализаторов и фильтров позволяет снизить выбросы вредных веществ в атмосферу, а применение современных методов очистки сточных вод помогает предотвратить загрязнение водных ресурсов.

2. Регулирование и контроль: Важным аспектом решения данной проблемы является регулирование и контроль со стороны государственных органов. Введение строгих нормативов и стандартов, а также регулярные проверки и мониторинг помогают обеспечить соблюдение экологических требований и предотвратить возможные нарушения. Кроме того, важно обеспечить прозрачность и доступность информации о выбросах и загрязнении, чтобы общественность могла контролировать деятельность нефтеперерабатывающих заводов.

3. Повышение осведомленности и образование: Для решения проблемы вреда нефтеперерабатывающих заводов на экологию необходимо повысить осведомленность и образование как среди работников заводов, так и среди населения. Обучение персонала по вопросам экологии и безопасности, а также проведение информационных кампаний и образовательных программ помогут снизить риск возникновения экологических проблем и повысить ответственность всех участников процесса.

4. Сотрудничество и партнерство: Решение проблемы вреда нефтеперерабатывающих заводов на экологию требует сотрудничества и партнерства между государственными органами, предприятиями и общественностью. Важно создать платформы для диалога и обмена опытом, а также поддерживать активное взаимодействие между всеми заинтересованными сторонами.

Проблема вреда нефтеперерабатывающих заводов на экологию требует комплексного подхода и применения различных методов. Внедрение современных технологий, регулирование и контроль, повышение осведомленности и сотрудничество - всё это важные инструменты, которые помогут снизить вред и обеспечить устойчивое развитие нефтеперерабатывающей отрасли.

Список использованных источников

1. Андреев В.И., Буханцев Г.Е., Карташов А.В. и др. Воздействие выбросов нефтеперерабатывающих заводов на окружающую среду // Нефтегазовое дело. - 2015. - № 1. -

С. 40-47.

2. Горшков, А.Г. и др. (2017). Загрязнение водных ресурсов нефтеперерабатывающими предприятиями и его последствия. Экология и промышленность, 3(45), 25-32.

3. Иванов П.Н. "Аварии на нефтеперерабатывающих заводах: причины, последствия, меры предотвращения". Издательство "Нефтегазовая промышленность", 2012.

4. Карпенко О.А. Экологические последствия выбросов от нефтеперерабатывающих заводов // Экологическая безопасность. - 2016. - № 2. - С. 38-45.

5. Петров, В.С. и др. (2018). Экологические аспекты деятельности нефтеперерабатывающих заводов. Экологическая безопасность, 2(34), 78-85.

6. Сидорова О.В. Взаимодействие предприятий с обществом в решении экологических проблем. М.: Издательство "Экологическая культура", 2019.

7. <http://jurnal.org/articles/2016/ekol3.html>

8. Хабибуллин М.Я. Анализ надёжности установок погружных центробежных насосов в нефтегазодобывающих компаниях / М.Я. Хабибуллин, А.Г. Гиляев, Л.З. Самигуллина, Р.И. Сулейманов, А.Ю. Давыдов, Э.Р. Васильева // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2021. – No 1 (129). – С.18-27.

9. Зарипова Л.М. Методы очистки от асфальтосмолопарафиновых отложений /Л.М. Зарипова, А.Ю. Давыдов, Т.З. Ганиев // Материалы 44-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – Т. 1. – С. 243-246.

10. Давыдов И.А. Повышение эффективности разделения фаз в вертикальном сепараторе СВ-II-1.0-800 УХЛ / И.А. Давыдов, А.Ю. Давыдов, М.Я. Хабибуллин, Р.И. Сулейманов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2022. Сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 434-438.

УДК 543

ПРОДУКТЫ, ПОЛУЧАЕМЫЕ В ПРОЦЕССЕ НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ

Л.З. Зайнаглина

(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ
в г. Октябрьском, доцент)

А.Р. Кудояров, Я.Р. Мусина, А.А. Кудаярова

(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ
в г. Октябрьском, студент гр. БСН-21)

Аннотация В статье приведены классификации продуктов, получаемых с помощью нефтепереработки. Рассмотрены первичные и вторичные процессы переработки нефти. Перечислены основные виды топлив и продуктов химической переработки и их сферы применения.

Ключевые слова: процессы, топливо, нефтепереработка, продукты, классификация.

PRODUCTS OBTAINED DURING OIL REFINING

L.Z. Zainagalina

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University,
Associate Professor)

A.R. Kudoyarov, Y.R. Musina, A.A. Kudayarova,

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University,
student of BSN-21)

Abstract. The article presents classifications of products produced by oil refining. The primary and secondary processes of oil refining are considered. The main types of fuels and chemical processing products and their fields of application are listed.

Keywords: processes, fuel, oil refining, products, classification.

Переработка нефти (нефтепереработка) — процесс производства нефтепродуктов, прежде всего различных видов топлива (автомобильного, авиационного, котельного и т. д.) и сырья для последующей химической переработки их нефти.[1]

Первичные процессы переработки не предполагают химических изменений нефти и представляют собой её физическое разделение на фракции. Сначала промышленная нефть проходит первичный технологический процесс очистки добытой нефти от нефтяного газа, воды и механических примесей — этот процесс называется первичной сепарацией нефти.

Целью вторичных процессов является увеличение выхода производимых моторных топлив, они связаны с химической модификацией молекул углеводородов, входящих в состав нефти, как правило, с их преобразованием в более удобные для окисления формы.

По своим направлениям, все вторичные процессы можно разделить на три вида:

- Углубляющие: каталитический крекинг, термический крекинг, висбрекинг, замедленное коксование, гидрокрекинг, производство битумов и т. д.
- Облагораживающие: риформинг, гидроочистка, изомеризация и т. д.
- Прочие: процессы по производству масел, МТБЭ, алкилирования, производство ароматических углеводородов и т. д.

Сами же продукты нефтепереработки представляют собой широкий спектр материалов, получаемых в результате переработки сырой нефти на нефтеперерабатывающих заводах. Они классифицируются на несколько основных категорий, включающих:

1. Газообразные топливо:

- Сжиженный нефтяной газ (СНГ) - используется как топливо для бытовых нужд, в газонефтеперерабатывающей и химической промышленности, а также в автомобильном секторе. Используется для сварки, различного газового оборудования, отопления и тд.

- Природный газ - используется в качестве энергетического ресурса для производства электроэнергии, отопления, а также в промышленности и транспорте. Используется в различных производственных отраслях, теплоснабжении, производстве электроэнергии, отоплении частных домов, подогреве воды и приготовлении пищи.

2. Жидкое топливо:

- Бензин - является одним из наиболее востребованных продуктов нефтепереработки. Также, бензин используется в автомобильном транспорте, в производстве пластмасс, резиновых изделий и других материалов. Обычно составляет значительную долю (около 40-50%) полученных продуктов.[2]

- Дизельное топливо - применяется в грузовом транспорте, строительстве и сельском хозяйстве. Составляет примерно 20-30% процентов от общего объема

- Керосин - применяется в авиационной промышленности для топлива реактивных двигателей, для оборудования, используемого при обжиге (например, фарфоровых изделий). Также как растворитель (для промывки и удаления ржавчины), и как заправочная жидкость для бытовой техники. Имеет долю примерно 5-10% от общего объема производства.

- Мазуты - применяются в тепловых электростанциях и промышленных процессах. Составляет около 10-20% от общего объема производства. Используется в качестве топлива для котельных, печей и систем парового отопления.

- Сырой нефтяной кокс - используется в производстве электродов для алюминиевой и стальной промышленности.

3. Полимерные продукты:

- Пластмассы - включают полиэтилен, полипропилен, поливинилхлорид (ПВХ), полистирол и другие, используемые в различных отраслях промышленности. Применяется в изготовлении одноразовой посуды, пакетов, упаковок для медикаментов, мобильные телефоны, игрушки и тд.

- Резины - применяются в автомобильной промышленности и производстве шин.

- Синтетические волокна - такие как полиэстер, нейлон и акрил, используются в текстильной промышленности. Применяются в медицине, автопроме, производстве рыболовных сетей, туристического снаряжения.

Процентное соотношение таких продуктов может быть небольшим, но их важность в современном обществе велика.

4. Продукты химической переработки:

- Лубриканты и смазки - применяются для смазки двигателей и промышленного оборудования. Например: моторные масла для автомобилей и другой техники, специальные смазки для коррозионной защиты металлов.

- Удобрения - получаемые переработкой нефти продукты могут использоваться для создания различных типов удобрений для сельского хозяйства.

- Синтетические растворители, пестициды, фармацевтические препараты и другие продукты применяются в химической промышленности и фармацевтике.

Продукты нефтепереработки представляют собой широкий спектр продуктов, получаемых от переработки сырой нефти на различных нефтеперерабатывающих заводах. Процентное соотношение продуктов может варьироваться в зависимости от конкретной технологии и конфигурации производства, а также от типа нефти, используемой в процессе переработки.[3]

Важно отметить, что процентное соотношение продуктов нефтепереработки может отличаться в зависимости от страны, региона и специфики каждого нефтеперерабатывающего завода. Кроме того, при переработке нефти может возникать различный остаток, который может быть использован для производства других продуктов, таких как асфальт, смазки, парафины и прочие нефтепродукты.

Современная жизнь невозможна без этих продуктов, они окружают нас повсюду. Это лишь некоторые примеры, получаемые в результате переработки нефти. Они зависят от условий переработки и спецификации сырой нефти.

Продукты нефтепереработки имеют огромное значение для нас, они играют важную роль в транспортной отрасли, производстве энергии, химической промышленности, строительстве и других сферах. Без них в наше время мы не сможем жить в комфортных условиях.

Список использованных источников:

1. https://ru.wikipedia.org/wiki/Переработка_нефти

2. Химия нефти и топлив: учебное пособие / Е. В. Бойко. - Ульяновск: УлГТУ, 2007.

3. [http://www.superbroker.ru/issled/oil/pro cess.aspx](http://www.superbroker.ru/issled/oil/pro%20cess.aspx) Нефть - Общие сведения –

Нефтепереработка

4. Зайлалова В.Р. Формирование общепрофессиональной компетенции по химии у студентов нефтегазового направления European Social Science Journal. 2016. No 2. С. 273-276.

5. Davydov, A.Yu. Utilization of expert systems for screw pump sets with surface drive management [Text] / A.Yu. Davydov (Yurievich, Davydov Alexander) // Advances in Engineering Research (AER) (International conference "Actual issues of mechanical engineering" (AIME 2018)). – 2018. – Vol. 157. – Pp. 129-133.

УДК 622

МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ И ДОЛГОВЕЧНОСТИ ОБОРУДОВАНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ ПРОМЫСЛОВ

Л.З. Зайнагалина

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Р.Р. Степанова

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО
УГНТУ в г.Октябрьском, доцент)*

Д.П. Исаева

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, ст. гр. БСН-22-11)

Аннотация. В данной статье рассматриваются ключевые методы увеличения надежности агрегатов: резервирование, регулярное техническое обслуживание и повышение изоляции оборудования от вредных факторов. Приведены методы изоляции оборудования от внешних воздействий, а также показаны преимущества данных методов. Выделены основные этапы увеличения надежности: при проектировании, эксплуатации и производстве.

Ключевые слова: оборудование, надежность, обслуживание, резервирование, поломки.

UDC 622

METHODS FOR INCREASING THE RELIABILITY AND DURABILITY OF OIL AND GAS FIELD EQUIPMENT

L.Z. Zainagalina

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky,
assistant professor)*

R.R. Stepanova

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky,
assistant professor)*

D.P. Isaeva

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky,
student gr. BSN-22-11)*

Annotation. This article discusses key methods for increasing the reliability of units: redundancy, regular maintenance and increasing the isolation of equipment from harmful factors. Methods for isolating equipment from external influences are presented, and the advantages of these methods are shown. The main stages of increasing reliability are identified: during design, operation and production.

Key words: equipment, reliability, maintenance, redundancy, breakdowns.

Особое влияние на результативность нефтегазового производства оказывает уровень надежности промышленных систем. Оборудование, используемое в нефтегазовой отрасли, подвергается воздействию экстремальных температур, исключительного давления, едких химикатов и суровых условий окружающей среды. Все это со временем дает о себе знать, увеличивая риск нежелательных остановок производства или распределения, а непредвиденные отказы или поломки деталей могут к бедственным авариям или чрезвычайным ситуациям на объектах. Сниженная надежность эксплуатационных объектов напрямую связана с избыточными расходами и приостановкой рабочих процессов.

На рисунке 1 показана статистика аварий на объектах нефтегазовой отрасли [1].

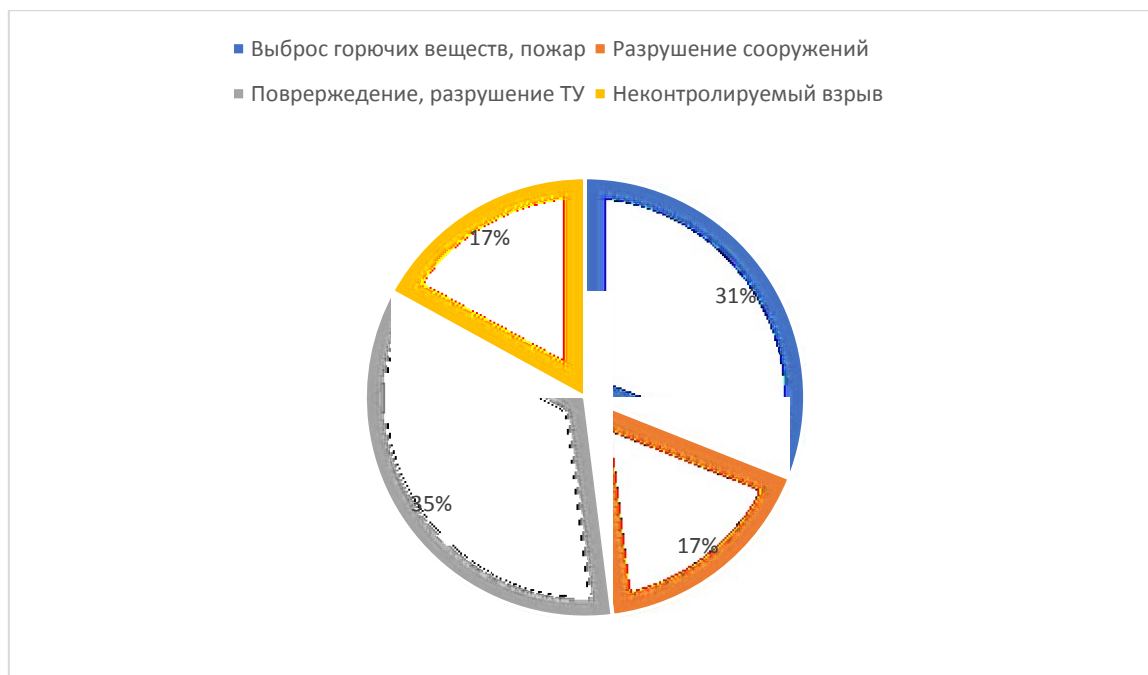


Рисунок 1 - Статистика аварий оборудования в нефтегазовой отрасли

Проанализировав основные отказы и аварии на промыслах, можно разделить их на две группы: технические и организационные. По данным результатам можно сделать вывод, что для сокращения аварийных ситуаций нужно в надлежащей мере повысить эффективность работ по техническому обслуживанию.

Одним из методов повышения надежности любой системы является введение резервирования, исключающего отдельные точки отказа. Возьмем, к примеру, нефтеперерабатывающий завод. Если на объекте имеется только один конкретный магистральный нефтяной насос, он должен работать непрерывно, чтобы обеспечить устойчивую работу этого объекта. Если это не удастся, весь завод придется остановить. Используя резервирование, оператор установки может исключить этот сценарий. Они могут установить насос аналогичного размера в качестве резервного, который сможет автоматически принять на себя нагрузку, если другой выйдет из строя. Это проверенный способ повышения надежности, хотя и достаточно дорогой. Схема общего резервирования с замещением изображена на рисунке 2.

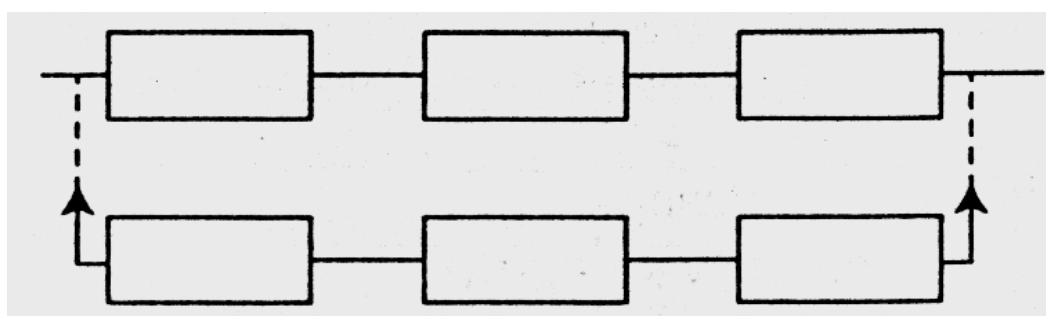


Рисунок 2 – Схема общего резервирования с замещением

Инвестиции оправданы в капиталоемких отраслях, где влияние отказа оборудования на общую надежность предприятия огромно. Среднее предприятие в нефтегазовой отрасли теряет 32 часа производительности каждый месяц из-за незапланированных простоев, что обходится в 220 000 долларов в час.

Одним из методов повышения надежности является регулярное техническое обслуживание оборудования. Периодическая проверка и ремонт компонентов позволяют выявить и устранить возможные неисправности на ранних стадиях, что позволяет избежать серьезных поломок и аварийных ситуаций. При этом особое внимание уделяется замене изношенных деталей, проверке и чистке фильтров, смазке подшипников и настройке систем управления. Это также позволит прогнозировать время обслуживания и планировать техническое обслуживание в соответствии с вашей рабочей нагрузкой. Точное знание того, когда будет проводиться техническое обслуживание, позволяет компании иметь на складе необходимое количество товарных запасов, что предотвратит возникающие в результате затраты на покупку запасов или нехватку деталей и необходимость платить надбавку за выполнение задачи по техническому обслуживанию. Правильная замена смазки и фильтров в соответствии с рекомендациями производителя фактически увеличит экономию энергии, расход топлива и повысит производительность. Наконец, огромным преимуществом проведения технического обслуживания по конкретному графику является возможность составлять бюджет и планировать выполнение работ на недели или даже месяцы вперед.

Изоляция нефтегазового оборудования от вредных внешних воздействий является важной задачей. В данном контексте, под вредными воздействиями понимаются как механические, так и химические факторы, которые могут привести к повреждению и неправильной работе оборудования. Одним из главных механизмов защиты является использование специализированных материалов и технологий, обеспечивающих надежную теплоизоляцию и защиту от пыли, влаги, коррозии и других негативных факторов. Для достижения эффективной изоляции важно правильно подобрать материалы, учитывая условия эксплуатации, тип оборудования и особенности производственного процесса. Такие материалы, как стекловолокно и полимеры, могут быть использованы для обеспечения жаростойкости, защиты от радиации и других агрессивных воздействий. Для обеспечения надежной теплоизоляции широко применяются различные теплоизоляционные системы, такие как оберточная изоляция с использованием специальных материалов или трубки предварительной изоляции. В результате создается барьер, который предотвращает утечку тепла и поддерживает стабильную температуру внутри оборудования. Пример использования теплоизоляции оборудования показан на рисунке 3.

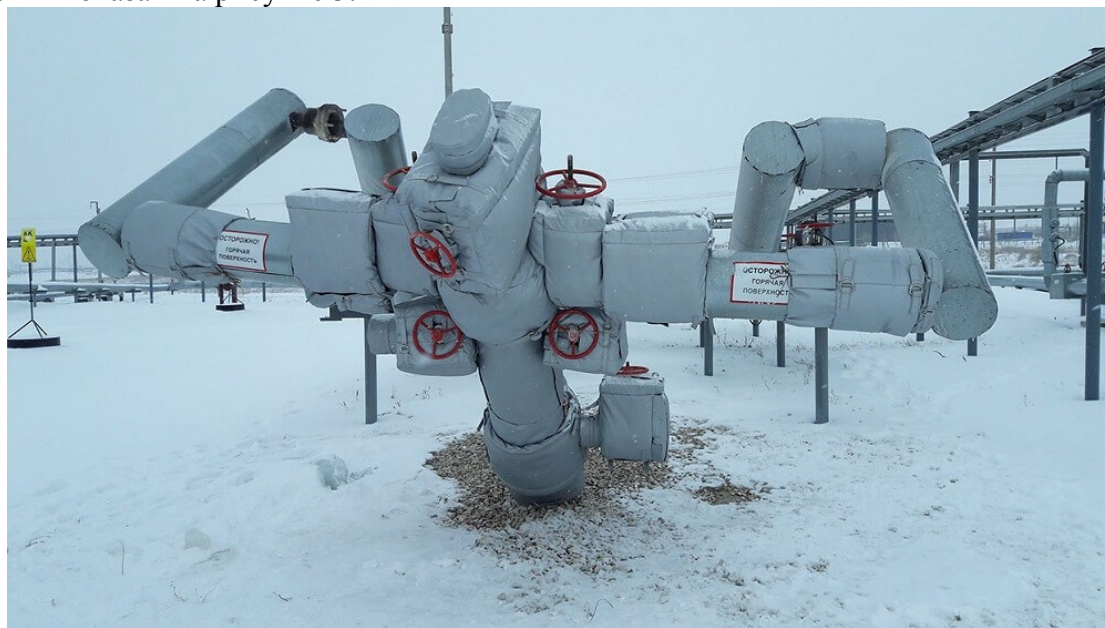


Рисунок 3 – Пример использования теплоизоляции оборудования

Кроме теплоизоляции, немаловажным аспектом является защита от коррозии. Специалисты обращают внимание на использование специальных антикоррозийных покрытий и

систем, предотвращающих проникновение влаги и агрессивных химических веществ. Это увеличивает срок службы оборудования и снижает расходы на его ремонт или замену. Идеальная изоляция обеспечивает минимальные потери энергии и предотвращает воздействие вредных факторов, гарантируя высокую производительность и безопасность всего производственного процесса.

Таким образом, методы повышения надежности нефтегазового оборудования включают регулярное техническое обслуживание, изоляция от вредных воздействий, обеспечение резервирования. Эти методы позволяют снизить риск поломок, аварий и простоев в работе оборудования, что является важным условием эффективного и безопасного производства в нефтегазовой отрасли.

Список использованных источников

1. Полякова, С. А. Анализ аварийности на объектах нефтегазовой отрасли России / С. А. Полякова, С. С. Ильичёв. — Текст : непосредственный // Молодой ученый. — 2022. — № 16 (411). — С. 115-117. — URL: <https://moluch.ru/archive/411/90471/> (дата обращения: 11.03.2024).
2. Смородов Е.А., Исмаков Р.А., Деев В.Г. Оптимизация сроков проведения ремонтных мероприятий подземного оборудования // Нефтяное хозяйство 2001.-№2.- С.60-63.
3. Байков И.Р., Смородов Е.А., Ахмадуллин К.Р. Методы анализа надежности и эффективности систем добычи и транспорта углеводородного сырья.-М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003.-275 с.
4. Даминов А.А. Коррозия подземного оборудования добывающих скважин, оборудованных УЭЦН // Территория Нефтегаз. 2009. № 8. С. 32–36.
5. Лурье А.З. Применение износостойких покрытий для сокращения затрат и снижения рисков при добыче трудноизвлекаемых запасов // Производственотехнический нефтегазовый журнал «Инженерная практика». 2015.
6. Бабаев С.Г. Надежность нефтепромыслового оборудования. М., Недра, 1987. — 264 с.
7. Хабибуллин М.Я. Анализ надёжности установок погружных центробежных насосов в нефтегазодобывающих компаниях / М.Я. Хабибуллин, А.Г. Гиляев, Л.З. Самигуллина, Р.И. Сулейманов, А.Ю. Давыдов, Э.Р. Васильева // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. — 2021. — № 1 (129). — С.18-27.
8. Зарипова Л.М. Методы очистки от асфальтосмолопарафиновых отложений / Л.М. Зарипова, А.Ю. Давыдов, Т.З. Ганиев // Материалы 44-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. — Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. — Т. 1. — С. 243-246.
9. Давыдов И.А. Повышение эффективности разделения фаз в вертикальном сепараторе СВ-II-1.0-800 УХЛ / И.А. Давыдов, А.Ю. Давыдов, М.Я. Хабибуллин, Р.И. Сулейманов // Современные технологии в нефтегазовом деле — 2022. Сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. — Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. — С. 434-438.
10. Давыдов А.Ю. Водоотделитель трубный с оптимизированной конструкцией концевого делителя фаз / А.Ю. Давыдов, М.С. Абсалямов // Материалы 48-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием / коллектив авторов. — Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. — С. 639-643.

УДК 622.276

РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ ПО АНТИКОРРОЗИОННОЙ ЗАЩИТЕ НАСОСА ЦНС 500 – 1900

Р.Р.Зиянгиров (Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. БСН-20-11)

Л. М. Зарипова

Аннотация. Данная статья посвящена разработке эффективных мероприятий по антикоррозионной защите насоса ЦНС 500-1900. В статье рассматриваются основные методы предотвращения коррозии на поверхностях насоса, а также предлагаются практические рекомендации по выбору подходящих материалов и покрытий для защиты от коррозии. Разработка оптимальных мер по антикоррозионной защите насосов является ключевым аспектом обеспечения их долговечности и эффективной работы.

Ключевые слова: антикоррозионная защита, насос ЦНС 500-1900, коррозия, методы защиты, материалы, покрытия, долговечность.

UDC 622.276

DEVELOPMENT OF MEASURES FOR ANTI-CORROSION PROTECTION OF CNS 500-1900 PUMP

R. R. Ziyangirov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, student gr. BSN-20-11)

L. M. Zaripova

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, assistant professor)

Abstract. This article is dedicated to the development of effective measures for anti-corrosion protection of the CNS 500-1900 pump. The article discusses the main methods of corrosion prevention on pump surfaces and offers practical recommendations for selecting suitable materials and coatings for corrosion protection. Developing optimal measures for anti-corrosion protection of pumps is a key aspect of ensuring their longevity and efficient operation.

Keywords: anti-corrosion protection, CNS 500-1900 pump, corrosion, protection methods, materials, coatings, longevity.

Нефтепромысловое оборудование включает в себя технику для ремонта и бурения скважин, проведения геологических и геофизических работ, добычи, переработки, транспортировки углеводородного сырья, насосно-компрессорное, теплообменное, емкостное оборудование [1-8].

Агрегат электронасосный АЦНС 500 – 1900 предназначен для перекачивания очищенной пластовой воды в системе заводнения нефтяных пластов месторождения.

В соответствии с техническими характеристиками насоса ЦНС 500 – 1900 рабочий интервал подач насоса – от 0,052 м³/с (187 м³/ч) до 0,173 м³/с (624 м³/ч)

Агрегат (Рисунок 1.1) состоит из насоса поз. 1, двигателя поз. 2, маслоустановки с воздушным маслоохладителем поз. 3, местной панели установлены на общей фундаментной раме поз. 5. Валы насоса и двигателя соединены между собой муфтой упругой пластинчатой поз. 1, закрытой ограждением.

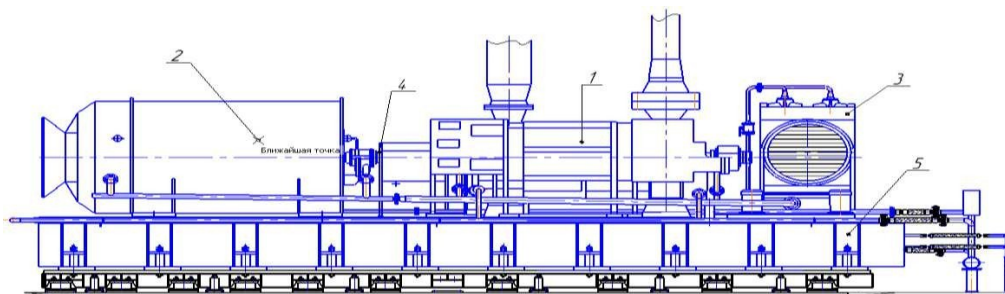


Рисунок 1 – Агрегат электронасосный АЦНС 500 – 1900

Принцип работы насоса заключается в преобразовании механической энергии приводного двигателя в гидравлическую энергию потока жидкости за счет гидродинамического взаимодействия лопастной системы рабочих колес и направляющих аппаратов с потоком перекачиваемой жидкости.

Насос в составе агрегата – центробежный, горизонтальный, секционный многоступенчатый, с односторонним расположением рабочих колес автоматическим уравниванием осевого усилия ротора диском разгрузочным.

Современная добыча и транспортировка углеводородов связана с целым рядом сложных факторов, приводящих к преждевременному устареванию насосного оборудования. Большинство отказов со снижением производительности центробежных насосных агрегатов (ЦНС) связано с коррозией металлических элементов.

Под технологическими методами борьбы с коррозией следует понимать следующие мероприятия: сохранение или поддержание первоначально низкой коррозионной активности среды, предотвращение попадания в рабочую среду агрессивных компонентов (сероводорода и кислорода) из различных источников; создание для действующего оборудования коммуникаций нефтепромыслов наиболее благоприятных условий эксплуатации в агрессивной среде.

Одной из операций, защищающих оборудование от коррозии и придающих ему декоративный вид, является окраска оборудования. Для того чтобы обеспечить защиту оборудования от коррозии, покрытие должно обладать следующими характеристиками: непрерывность покрытия, хорошую адгезию к металлическим поверхностям, устойчивость к воздействию масла, топлива, высокой влажности и водной среды, а также, в некоторых случаях, устойчивость к истиранию и нагреву.

Для атмосферостойких покрытий рекомендуется один-два слоя грунтовки или шпатлевки и два-три слоя эмали. Для водо- и химстойких покрытий рекомендуется применять аналогичную схему, но количество слоев эмали должно быть увеличено.

Покрытие наружных поверхностей насоса, приводного электродвигателя, рамы, на которой они установлены, а также наружных поверхностей маслосистемы – грунтовка ГФ – 021 ГОСТ 25129 – 82, эмаль НЦ – П25 – 814 ГОСТ 7930 – 73; трубопроводной обвязки – эмаль НЦ – 132П ГОСТ 6631 – 74. Раму окрасить эмалью НЦ – 132П серого цвета; штурвалы задвижек окрашиваются эмалью НЦ – 132П – «красная» ГОСТ 6631 – 74.

Защитные покрытия на основе полиуретана уже хорошо зарекомендовали себя. Один из важнейших конструктивных элементов насосов ЦНС - рабочее колесо - в основном изготавливается из стали 20Х13Л, однако этот конструкционный материал не обеспечивает достаточной стойкости к коррозионному износу в условиях систем поддержания пластового давления, что приводит к поломкам и выходу из строя.

Для защиты рабочего органа от коррозии на его внешнюю поверхность наносится уретановый эластомер. Преимуществами данного защитного слоя являются:

- после нанесения состав мгновенно (за 30-40 сек.) – твердеет, полимеризуется, поверхность застывает за 60-190 секунд, что позволяет почти не прерывать работу оборудования при покраске и обеспечить монолитность покрытия. (Максимальное время простоя оборудования сокращается таким образом до 1 суток);
- прочно и исключительно надежно связывается с основой – металлом;
- напыляется слоем от 1 до 12 мм на поверхности любой сложной конфигурации;
- состав обладает свойствами электрического изолятора;
- эластичен, не будет растрескиваться, расслаиваться или отслаиваться при экстремальных температурах от -40° до 140°С;
- легко очищается;
- создает воздухо- и водонепроницаемый герметичный слой;
- устойчив к истиранию и действию абразивов, защищает объекты от действия воды, погоды, предотвращает образование ржавчины, коррозии.

В условиях системы поддержания пластового давления наибольшее значение имеет сочетание технических методов и ингибиторов коррозии. Получаемый защитный эффект во

многое зависит от характеристик перекачиваемой жидкости на конкретном месторождении, конструкции установки, технической схемы приготовления рабочего агента и других факторов, тесно связанных с технологией и техникой системы поддержания пластового давления.

Эффективность применения защитных покрытий, неметаллических материалов, коррозионностойких металлов и сплавов, электрохимической защиты определяется технологией нанесения защитных покрытий, стойкостью и конструктивными свойствами неметаллических материалов, особенностями применения катодной и протекторной защиты на конкретном объекте. Эти методы защиты от коррозии широко применяются во многих отраслях промышленности, особенности их применения в различных условиях хорошо изучены, а их эффективность в значительной степени оценена многолетним опытом эксплуатации.

Список использованных источников:

1. Сулейманов, Р.И. Техническая диагностика нефтепромыслового оборудования / Р.И. Сулейманов, М.Л. Галимуллин, В.А. Петров, Л.М. Зарипова, Л.З. Зайнагаллина // Опыт, проблемы и перспективы развития неразрушающих методов контроля и диагностики машин и агрегатов: сборник научных трудов Международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию юбилею филиала УГНТУ в г. Октябрьском и 20-летию лаборатории «Вибродиагностика машин и агрегатов нефтяной промышленности» (Октябрьский, 10 февраля 2017 г.) / отв. ред. Р.И. Сулейманов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – С. 159-164.

2. Хусаинова, А.Р. Об оценке технического состояния секционных центробежных насосов типа ЦНС / А.Р. Хусаинова, Ф.Ш. Забиров // Аллея науки, 2017. - №9, Т.2. – С.425-428.
4. Ковалев, Н.О. Прогнозирование надежности нефтепромыслового оборудования методом вибродиагностики (научная статья в издании из перечня ВАК) [Текст] / Н.О. Ковалев, Р.Ф. Булгаков, Л.З. Зайнагаллина / Научное обозрение – 2015. - № 11. – С. 264-268.

3. Мухаметшин, В.Ш. О состоянии и перспективах развития научной деятельности в филиале Уфимского государственного нефтяного технического университета в г. Октябрьском / В.Ш. Мухаметшин // В сборнике: современные технологии в нефтегазовом деле – 2016. Сборник трудов Международной научно-технической конференции посвященной 60-летию филиала. / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин – Уфа: Изд-во УГНТУ 2016. – Т.1. – С. 4-50.

4. Габдрахимов, М.С. Обоснование основных параметров виброгасителя установки электроцентробежного насоса / Габдрахимов М.С., Фахриева К.Р., Зарипова Л.М., Шамсутдинов Т.Н. // Нефтепромысловое дело. 2014. № 7. С. 43-49.

5. Галимуллин, М.Л. Новейшие технологические линии (оборудования) для входного контроля насосно-компрессорных труб и их капитального ремонта / М.Л. Галимуллин, М.С. Габдрахимов, Р.И. Сулейманов, Л.М. Зарипова // Актуальные вопросы инженерного образования – 2015: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции (Октябрьский, 27 ноября 2015 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Альфа Принт, 2016. – С. 97-103.

6. Галимуллин, М.Л. Подготовка студентов на базовой кафедре "нефтепромысловые машины и оборудование" В ООО "ОЗНПО" / М.Л. Галимуллин [др.] // В сборнике: Актуальные вопросы инженерного образования-2016. Сборник научных трудов международной научно-методической конференции, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском. 2016. ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – С. 68-72.

7. Самирханов, А.А. Насос электроцентробежный ЭЦНМ 5-50-1300 с усовершенствованием вала насоса / А.А. Самирханов, Л.М. Зарипова // В сборнике: Материалы 42-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов сборник научных трудов в 2 т./ ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 2. – С. 73-79.

8. Давыдов, А.Ю. Актуальные вопросы высшего образования - 2018: материалы Международной научно-методической конференции / А.Ю. Давыдов, Л.М. Зарипова - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2018. - С.187-191

АНАЛИЗ ОСЛОЖНЕНИЙ В РАБОТЕ ПРИВОДА СКВАЖИННОГО ШТАНГОВОГО НАСОСА

О.М. Ибадов

(ФГБОУ ВО Уфимский нефтяной технический университет, студент гр ММП-22-01)

К.Р. Уразакوف

*(ФГБОУ ВО Уфимский нефтяной технический университет, д.т.н., профессор
кафедры МОНГП)*

Аннотация. В работе представлен анализ неполадок, связанных с наземным оборудованием скважинной штанговой насосной установки при её эксплуатации. Рассмотрены широко известные способы их устранения. Предложено новое устройство защиты от проскальзывания ременной передачи.

Ключевые слова: скважинный штанговый насос, станок-качалка, привод, ременная передача.

UDK 621.651

ANALYSIS OF COMPLICATIONS IN THE OPERATION OF THE DOWNHOLE ROD PUMP DRIVE

O.M. Ibadov

(Ufa Petroleum Technical University, student gr MMP-22-01)

K.R. Urazakov

*(Ufa Petroleum Technical University, Doctor of Technical Sciences, Professor of the
Department of MONGP)*

Annotation. The paper presents an analysis of the problems associated with the ground equipment of a downhole rod pumping unit during its operation. Widely known methods of their elimination are considered, a new belt transmission slip protection device is proposed.

Keywords: downhole rod pump, rocking machine, drive, belt drive.

Особенностью эксплуатации скважинной штанговой насосной установки в сравнении с другими способами механизированной добычи нефти является необходимость обслуживания наземной части установки – станка-качалки. Основными возможными неполадками являются:

- расшатанность и отсутствие жесткости рабочих узлов,
- проворачивание кривошипного пальца,
- ослабление сборки кривошипа на валу редуктора,
- ослабление болтов, прикрепляющих противовесы к кривошипу,
- задевание шатунов за кривошипы/противовесы во время эксплуатации,
- износ подшипников,
- проскальзывание ременной передачи привода станка-качалки,
- вибрации двигателя [5].

В данной работе в качестве объекта исследования и отбора статистики были выбраны месторождения Урало-Поволжья. Это связано с тем, что на данных месторождениях большую долю механизированного фонда составляют штанговые глубинные насосы. На рисунке 1 отображено процентное распределение неполадок в наземном оборудовании при эксплуатации скважинной штанговой насосной установки [1,2].



Рисунок 1 – Процентное распределение неполадок в работе наземного оборудования при эксплуатации скважинной штанговой насосной установки на месторождениях Урало-Поволжья

Статистика показывает, что проскальзывание ременной передачи является серьезной задачей при эксплуатации скважинных штанговых насосных установок. Основными причинами появления данного негативного фактора является либо слабая затяжка ремня, либо влияние факторов окружающей среды, например, попадания капель дождя, снега [3].

Ременная передача используется для передачи мощности и вращательного движения от приводного источника к различным рабочим узлам станка-качалки.

Проскальзывание ременной передачи может иметь следующие последствия:

- снижение эффективности передачи мощности; при проскальзывании ременной передачи часть энергии, передаваемой от приводного источника, теряется; это приводит к снижению эффективности работы станка-качалки, так как меньше мощности достигает рабочих узлов; снижение эффективности передачи мощности может привести к недостаточной производительности, а также повышению энергопотребления;

- нестабильность работы станка-качалка; проскальзывание ременной передачи может вызвать неправильное или неравномерное движение рабочих узлов станка-качалки; нестабильность движения может привести к дополнительным вибрациям, колебаниям и неравномерной работе;

- износ ремней и элементов передачи; проскальзывание ременной передачи создает дополнительное трение между ремнями и элементами передачи, такими как шкивы и шестерни; это приводит к износу ремней, что требует их регулярной замены или ремонта; износ ремней может привести к снижению надежности работы станка и повышению затрат на обслуживание компонентов передачи;

- безопасность труда; проскальзывание ременной передачи может представлять опасность для персонала; непредсказуемое движение или остановка рабочих узлов станка-качалки в результате проскальзывания ремней может привести к аварийным ситуациям или травмам.

Для предотвращения проскальзывания ременной передачи необходимо принять ряд мер:

- правильный выбор ремней; важно выбрать ремни с соответствующими характеристиками, такими как тип, размер, материал и силовые параметры; ремни должны

быть подобраны под требования приводного механизма и нагрузки, чтобы обеспечить надежную передачу мощности;

- правильная установка и натяжение ремней; ремни должны быть правильно установлены на шкивах и должны быть натянуты согласно рекомендациям производителя; неправильное натяжение может привести к проскальзыванию или излишнему нагружению ремня и элементы передачи;

- регулярное техническое обслуживание; ременная передача должна регулярно проверяться и обслуживаться, включая проверку натяжения, состояния ремней и элементов передачи; ремни с износом или повреждениями должны быть заменены, а элементы передачи должны быть отрегулированы или отремонтированы при необходимости;

- использование дополнительных средств защиты; в некоторых случаях может потребоваться использование дополнительных средств защиты, таких как антискользящие покрытия или системы контроля натяжения ремней; это может помочь предотвратить проскальзывание и обеспечить безопасную работу станка-качалки [4].

Таким образом, особенностью эксплуатации скважинной штанговой насосной установки является обслуживание наземного оборудования (станка-качалки), включающего движущиеся механизмы; при работе станка-качалки вследствие появления осложняющих факторов, например, влияния погодных условий, могут наблюдаться неполадки в работе наземного оборудования; основным видом неполадок на месторождениях Урало-Поволжья с преобладающим способом механизированной добычи нефти в виде скважинных штанговых насосных установок является проскальзывание ременной передачи; данный вид неполадок наземного оборудования можно предотвратить путем внедрения различных технических средств защиты, разработка конструкции которых является перспективным направлением.

Список использованных источников

1. Патент RU 163866 U1 Российская Федерация, МПК F04B 47/02 (2006.01). Станок-качалка с автоматическим натяжителем ремня [Текст] / Уразаков К.Р.; заявители и патентообладатели: Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет»; заявл. 2015.05.05; опубл. 2016.08.10. – 11 с.

2. Патент RU 45502 U1 Российская Федерация, МПК F16P 1/02 (2000.01). Укрытие для ременной передачи привода станка-качалки [Текст] / Арефьев Ю.Г.; заявители и патентообладатели: Общество с ограниченной ответственностью «Производственно-строительная фирма «Возрождение»; заявл. 2004.12.14; опубл. 2005.05.10. – 11 с.

3. Ременные передачи. – Текст: электронный. – URL: <http://www.nizrp.narod.ru/remennyepered.pdf> (дата обращения : 24.03.2023).

4. Уразаков, К.Р Исследование автоматизированной системы натяжения ремней привода станка-качалки / К.Р. Уразаков // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – №8 – С. 45–54.

5. Чичеров, Л.Г. Расчет и конструирование нефтепромыслового оборудования: Учеб. пособие для вузов / Л.Г. Чичеров, Г.В. Молчанов, А.М. Рабинович. – Москва: Недра, 1987. – 422 с.

УДК 621.64

АНАЛИЗ ВОЗМОЖНОСТИ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ В ЧАСТИ МАТЕРИАЛЬНОГО ИСПОЛНЕНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ, АРМАТУРЫ И ТРУБОПРОВОДОВ В НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

И.Р. Идрисова

(ФГБОУ ВО УГНТУ, магистрантка гр. ММО31-22-01)

С.В. Чертовских

(ФГБОУ ВО УГНТУ, заведующий кафедрой «Технологические машины и оборудование»)

Аннотация. В работе рассмотрены вопросы по проведению анализа возможности импортозамещения в части материального исполнения оборудования, арматуры и трубопроводов в нефтяной и газовой промышленности. Оценивается ситуация на рынке нефтегазового оборудования, анализируются причины и возможные способы импортозамещения, а также приводятся рекомендации для развития отечественного производства в данной области.

Ключевые слова: импортозамещение, нефтяная и газовая промышленность, оборудование, арматура, трубопроводы.

UDC 621.64

ANALYSIS OF THE POSSIBILITY OF IMPORT SUBSTITUTION IN TERMS OF MATERIAL PERFORMANCE OF EQUIPMENT, FITTINGS AND PIPELINES IN THE OIL AND GAS INDUSTRY

I.R. Idrisova

(Ufa State Petroleum Technological University, master's student gr. MMO31-22-01)

S.V. Chertovskikh

(Ufa State Petroleum Technological University, Head of the Department of Technological Machines and Equipment)

Abstract. The work discusses issues related to analyzing the possibility of import substitution in terms of material performance of equipment, fittings and pipelines in the oil and gas industry. The situation on the oil and gas equipment market is assessed, the reasons and possible methods of import substitution are analyzed, and recommendations are provided for the development of domestic production in this area.

Keywords: import substitution, oil and gas industry, equipment, fittings, pipelines.

Нефтяная и газовая промышленность сегодня являются одной из ключевых отраслей экономики многих стран, включая Россию. Они работают на глобальном рынке и зависят от импорта оборудования, арматуры и трубопроводов для своей деятельности. Однако в последние годы отечественное производство оборудования, арматуры и трубопроводов для нефтегазовой промышленности столкнулось с проблемой зависимости от импорта. В связи с этим возникает необходимость проведения анализа возможности импортозамещения в данной отрасли.

Одной из основных целей импортозамещения является уменьшение зависимости от импорта и обеспечение устойчивости производства в нефтяной и газовой отраслях. Возможность импортозамещения оборудования, арматуры и трубопроводов позволяет строить производство на местном уровне, создавать новые рабочие места, повышать технологический уровень отрасли и улучшать качество выпускаемой продукции.

Основной причиной необходимости импортозамещения является устаревшее, вышедшее из строя оборудование, которое негативно сказывается на производительности российских предприятий и снижает их конкурентоспособность на мировом рынке. Кроме того, зависимость от импорта нефтегазового оборудования делает отрасль уязвимой перед внешними воздействиями.

Для проведения анализа возможности импортозамещения на практике нужны качественные, конкурентоспособные отечественные разработки. Один из секторов, где это актуально, является производство и поставка факельных оголовков.

Факельные оголовки – это специальные устройства для сгорания газов, которые могут быть использованы в нефтедобывающей, нефтеперерабатывающей и других отраслях промышленности, где есть необходимость утилизации газов различного химического состава с соответствующим избыточным давлением. Данные устройства играют важную роль в обеспечении безопасности и охраны окружающей среды на нефтегазовых объектах.

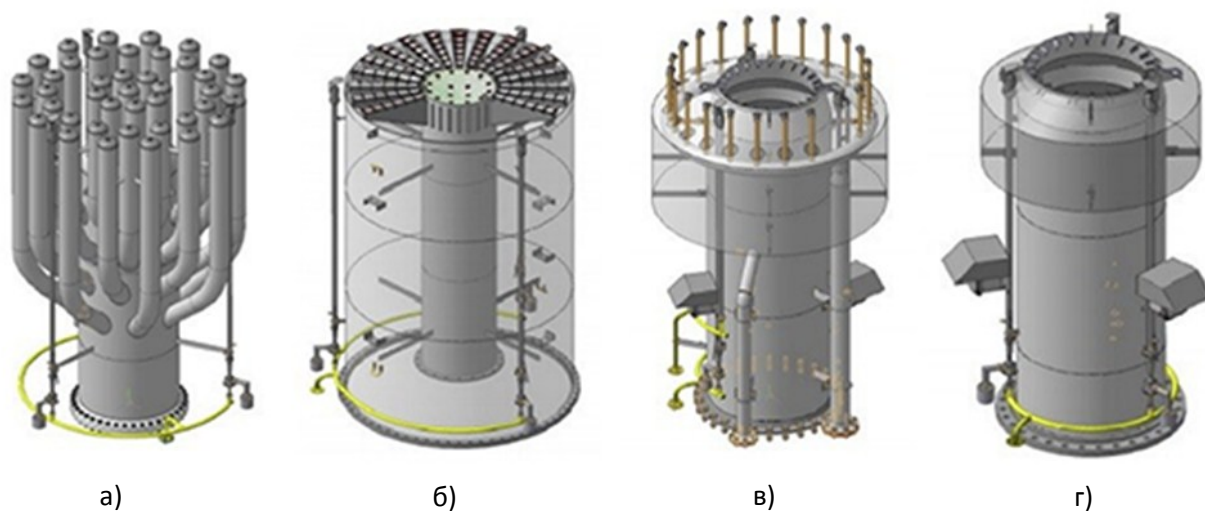


Рисунок 1 – Общий вид факельных оголовков:
а) инжекторный; б) с подачей воздуха; в) с подачей пара; г) струйный

Наиболее частая проблема на существующих факельных установках – выход из строя факельного оголовка в основном из-за высокой температурной нагрузки и ветровых воздействий, существенно влияющих на тело факельного оголовка. В условиях постоянного высокого температурного напряжения понижаются механические свойства металла – несущая способность конструкций резко уменьшается, что в конечном итоге приводит к их деформации под воздействием ветра и давления.

В связи с вышеперечисленными обстоятельствами факельные оголовки закупались у таких производителей как:

- John Zink Hamworthy Combustion (JZHC) – США;
- Zeeco – США;
- Fives ITAS – Италия.

Но с вводом санкций импорт факельных оголовков стал затруднительным из-за ограничений и высоких таможенных пошлин, что вынуждает компании искать альтернативные варианты. Одним из решений может быть импортозамещение – процесс замены импортируемых товаров на отечественные аналоги или разработку собственного производства.

Для анализа возможности импортозамещения факельных оголовков необходимо учитывать несколько аспектов. Во-первых, необходимо оценить общий спрос на данный продукт на рынке. Если спрос значителен и стабилен, то импортозамещение может быть успешным. Во-вторых, нужно оценить технологические возможности и качество отечественного производителя. Если у предприятия есть возможность производить товар высокого качества по конкурентоспособной цене, то импортозамещение имеет шансы на успех.

Следующим шагом в анализе будет оценка затрат на производство факельных оголовков внутри страны. Если затраты на производство окажутся более выгодными, чем импорт товара, то импортозамещение станет целесообразным решением.

Кроме того, важным фактором является наличие квалифицированных специалистов и производственных мощностей для запуска производства факельных оголовков внутри страны. Если необходимые ресурсы отсутствуют, то импортозамещение может оказаться неэффективным.

Отечественные факельные оголовки, производимые в России, обладают рядом преимуществ. Во-первых, экономия средств – покупка отечественной продукции обычно обходится дешевле, чем аналогичная импортная. Это связано как с отсутствием необходимости платить таможенные пошлины и налоги, так и с отсутствием необходимости дополнительных транспортных расходов. Во-вторых, доступность и оперативность поставок. Отечественные производители обычно имеют свои производственные мощности на территории страны, что позволяет им выполнять заказы в кратчайшие сроки. Работая с отечественным производителем,

вы можете быть уверены, что продукция будет поставлена вовремя и без задержек. В-третьих, возможность улучшения качества и безопасности производимой продукции. Местные производители могут контролировать процесс производства и обеспечить соответствие стандартам качества и безопасности. Это особенно важно для нефтегазовой промышленности, где любая ошибка или дефект в оборудовании может привести к катастрофическим последствиям. Еще одним важным преимуществом—выбора отечественного производителя является развитие отечественной промышленности, что способствует развитию инноваций, появлению новых рабочих мест и улучшению экономической ситуации в стране.

Однако не стоит забывать о том, что зарубежные факельные оголовки также имеют свои преимущества. Например, они обычно отличаются высоким качеством материалов и лучшей износостойкостью, что гарантирует долгий срок службы устройства. Кроме того, зарубежные производители часто внедряют в свои продукты новейшие технологии, делая их более эффективными и удобными в использовании.

При выборе оборудования в части материального исполнения необходимо учитывать механические и химические свойства материала оборудования, исходя из этого подобрать отечественный аналог, соответствующий импортной продукции, что позволит продлить срок службы оборудования и обеспечить его эффективную работу.

Таким образом, при выборе производителя оборудования для нефтегазового сектора требуется учитывать множество факторов, таких как цена, качество, надежность, технические характеристики, возможность сервисного обслуживания и доступность запасных частей, особенности конкретного производства, его специфику и потребности. Стоит отметить, что при текущей геополитической ситуации выбор отечественного производителя может принести множество преимуществ для предприятия. Импортозамещение арматуры, трубопроводов в нефтяной и газовой промышленности не только способствует обеспечению надежности и безопасности работы предприятий, но и способствует развитию отечественной промышленности и созданию рабочих мест. Важно продолжать работу в этом направлении и внедрять инновационные технологии для повышения эффективности отрасли.

Список использованных источников:

1. Магарил Я.Ф. Дежурная горелка – сигнализатор пламени для факельных установок / Я.Ф. Магарил, А.А. Назаров, В.И. Панченко, Я.С. Шпанер, Е.А. Зинкичев // Химическое и нефтегазовое машиностроение, 2007. – № 12. – С. 16.
2. Берлин М.А. Основное технологическое оборудование зарубежных газоперерабатывающих заводов / М.А. Берлин, В.Д. Коробко // М: Химия, 1977. – 248 с.
3. Стрижевский, И. И. Факельные установки / И.И. Стрижевский, А.И. Эльнатанов. – М.: Химия, 1979. – 184 с.
4. Колотов К.А. Возможно ли в России импортозамещение / К.А. Колотов, С.А. Жиронкин, М.А. Гасанов // ЭКО, 2018. – С. 139 – 157.
5. Магарил Я.Ф. Специальные оголовки факельных установок / Я.Ф. Магарил, А.А. Назаров, Я.С. Шпанер, Р.Г. Гимранов // Химическое и нефтегазовое машиностроение, 2009. – № 1. – 17 с.
6. Шлямнев А.П. Коррозионностойкие, жаростойкие и высокопрочные стали и сплавы // Интернет Инжиниринг, 2000. – 232 с.
7. Шустер Л.Ш. Влияние нефтяной среды на триботехнические характеристики скользящего контакта в запорной арматуре / Л.Ш. Шустер, Р.Р. Камалетдинова, С.В. Чертовских // Сборка в машиностроении, приборостроении. – 2016. – № 4. – С. 45 – 48.
8. Чертовских С.В. Анализ трения и изнашивания ультрамелкозернистых материалов в позиции термодинамики / С.В. Чертовских, Л.Ш. Шустер // Вестник УГАТУ. – 2016. – № 2 (72). – С. 55 – 60.
9. Semenov V.I. Comparative evaluation of the tribological properties of low- and medium-carbon steels after heat treatment and severe plastic deformation / V.I. Semenov, L.Sh. Shuster, S.-J.

Huang, R. Rajendran, S.V. Chertovskikh, V.G. Shibakov // Reviews on advanced materials Science, 2016, Vol. 45, No. 1/2, pp. 28 – 35.

10. Huang S.J. Friction and wear of commercially pure titanium with different microstructure from the view point of thermodynamic analysis / S.J. Huang, S.V. Chertovskikh, V.I. Semenov, L.S. Shuster // Materials Science Forum, 2016. Vol. 863, pp. 50 – 56.

11. Chertovskikh S.V. Study of TiB₂ coated hard alloy tool wear resistance during titanium alloy machining / S.V. Chertovskikh, L.Sh. Shuster, G.S. Fox-Rabinovich // Chemical and Petroleum Engineering. – 2021 (57). – № 7-8. – pp. 690 – 695.

12. Шустер Л.Ш. Влияние режимов резания на износостойкость инструментов с покрытием TiB₂ при обработке титанового сплава / Л.Ш. Шустер, Г.С. Фокс-Рабинович, С.В. Чертовских // Трение и износ. – 2021 (42). – № 6. – С. 707 – 716.

13. Semenov V. Influence of the Structural State of the Mg-1%Ca Magnesium Alloy on Tribological Properties / V. Semenov, L. Shuster, H.-Ch. Lin, S. Chertovskikh, O. Kulyasova // Tribology in Industry, 2022, Vol. 44, No. 2, pp. 343 – 351.

14. Семенов В.И. Триботехнические характеристики технически чистого титана с различной зернистостью и покрытиями TiC TiO₂ / В.И. Семенов, Д.Б. Алемайеу, Л.Ш. Шустер, Г.И. Рааб, С.В. Чертовских, В.В. Астанин, С.-Дж. Хуанг, И.Н. Черняк // Трение и износ. – 2019 (40). – № 4. – С. 446 – 453.

15. Асланян И.Р. Исследование коэффициента трения при фреттинг-изнашивании электролитических никель-фосфорных покрытий / И.Р. Асланян, Л.Ш. Шустер, С.В. Чертовских // Кузнечно-штамповочное производство. Обработка материалов давлением. – 2018. – № 12. – С. 22 – 27.

16. Чертовских С.В. Адгезионные параметры трения крупнозернистого и мелкозернистого титанового сплава Grade4 с покрытиями в контакте с быстрорежущей сталью Р6М5 / С.В. Чертовских, В.В. Семенов // Трибология – машиностроению: Труды XII международной научно-технической конференции. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2018. – С. 546 – 548.

17. Шустер Л.Ш. Трибологические характеристики эндопротезов тазобедренного сустава / Л.Ш. Шустер, С.В. Чертовских, Р.Р. Якупов, Б.Ш. Минасов, И.И. Емаев // Трение и износ. – 2016 (37). – № 1. – С. 5 – 11.

18. Шустер Л.Ш. Износ трибосопряжений из керамики-металлического материала на основе карбида титана / Л.Ш. Шустер, Рус.Ф. Мамлеев, Р.Р. Камалетдинова, С.В. Чертовских, Р.М. Киреев // Трение и износ. – 2016 (37). – № 2. – С. 12 – 16.

19. Семенов В.И. Трибологические свойства технически чистого титана для медицинского применения / В.И. Семенов, Л.Ш. Шустер, Г.И. Рааб, С.В. Чертовских, И.Н. Черняк, В.В. Астанин // Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения: Сборник научных трудов. – Уфа, 2018. – С. 337 – 351.

УДК 628.9

СИСТЕМА АВТОМАТИЗАЦИИ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ СКВАЖИН ПРИ ГАЗЛИФТНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

К.С. Кириллова

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском,
студент гр. БГР-20-12)*

О.В. Давыдова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, преподаватель)

Р.И. Сулейманов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Л.З. Зайнаглина

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Аннотация. В данной статье рассмотрена проблема автоматизации газлифтной эксплуатации скважин, что и является одним из методов механизированной добычи. Главными

положительными аспектами принято считать его маленькую цену, работу с высоким содержанием газа, легкость конструкции глубинного оборудования, быстрый ремонт при капитальном ремонте скважин, минимальное электропотребление и контроль, и автоматизация процесса добычи за счет комплекса АСУТП «Газлифт».

Ключевые слова: механизированная добыча, газлифт, бескомпрессорный газлифт, автоматизация, содержание газа, эксплуатация скважин.

UDC 628.9

AUTOMATION SYSTEM FOR IMPROVING THE EFFICIENCY OF WELLS DURING GAS LIFT OPERATION

K. S. Kirillova

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, student gr. BGR-20-12)*

O. V. Davydova

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, teacher)*

R. I. Suleimanov

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, assistant professor)*

L. Z. Zaynagalina

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, assistant professor)*

Abstract. This article discusses the problem of automation of gas lift operation of wells, which is one of the methods of mechanized production. The main positive aspects are considered to be its low price, work with a high gas content, ease of construction of deep equipment, quick repairs during major well repairs, minimal power consumption and control, and automation of the production process due to the Gaslift automated control system complex.

Keywords: mechanized production, gas lift, compressor-free gas lift, automation, gas content, well operation.

В наши дни добыча насосным способом представляется в особенности известным методом, в совершенствование него закладываются большие усилия. В частности, ради скважин, обсаживаемых установками электроприводного центробежного насоса (УЭЦН), основополагающими затрудняющими показателями считаются: присутствие механических примесей; высокая часть газа на выходе УЭЦН; асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО) и подобные, это ведет к большим внутрисменным потерям, провал потенциальных дебитов, повышению отказов путем износа глубинно-насосного оснащения, подрыв подачи и затем перегрев погружного электрического двигателя. Высокий газовый фактор не редко относится с разгазированием нефти и проход свободного газа из газовой шапки [1-3].

Дефицит при газлифтом методе эксплуатации подземных деталей дает возможность с большой результативностью использовать наклонно-направленные скважины, предусматривая наибольший коэффициент эксплуатации, несравнимый с насосными методиками, это необходимо в критериях кустового разбуривания [4-8]. Помимо такого, газлифтная эксплуатация имеет такие плюсы, как:

1. Высокие температуры пласта на нефтяных залежах не вызывают негативного воздействия на описание подобного метода эксплуатации;

2. Сложности формирования и использования линий электрической передачи на заболоченной местности быстро уменьшаются;

3. Раздельная и совместно-раздельная эксплуатация при трансформации фонтанного газлифтный метод эксплуатации не имеет замены подземного оборудования в скважине;

4. Становится легче схема деэмульгации внутри скважины и технология глубинных изучений;

5. Вынос механических примесей, большое давление насыщения и газовые показатели не препятствуют обычной эксплуатации скважин [5-9].

Метод газлифта способствует отбору большого количества жидкости, чаще всего в скважинах малого диаметра, также вытеснению жидкости из скважин с большим объемом воды, даже в случае со значительной глубиной закачки жидкости. В газлифтном методе применяется энергия растворенного газа, по сравнению с насосным. В то время, как при нем газ, который выделяется из нефти приводит к ухудшению работоспособности подземных установок и требует применение специализированного газорегуляторного оборудования [10, 11].

Там, где газлифтные методы ремонта имеют низкий коэффициент производительности, или при переходе на системы сбора высокого давления, фонтанные скважины можно перевести на механизированные методы раньше, чтобы повысить производительность. Стоимость ремонта подземных скважин сильно уменьшается, так как отпадает необходимость в демонтаже труб и сопутствующих операциях (глушение и освоение скважины). Большой промежуток грузоподъемности позволяет применять скважины с низким и высоким дебитом.

Метод газлифта характеризуется потребностью регулярного наблюдения за закачкой в каждую скважину. Это связано с тем, что газовый компрессор подает активный газ в ряд добывающих скважин, рабочие характеристики которых (дебит, забойное давление, газовый коэффициент, обводненность и т. д.) могут сильно различаться между собой [12-15].

Поэтому, управляя этими факторами (дебитом газлифтного газа и давлением на нагнетательной линии), можно увеличить эффективность газлифтных операций для одиночных скважин и для кустов.

В то же время можно сократить потребление газа и решить задачу появления гидратов на устье скважины.

Эта проблема может быть решена с помощью системы автоматического управления и мониторинга "газлифта". Эта комбинированная система предназначена для дистанционного контроля и управления техническими процессами добычи нефти методом газлифта. Она состоит из двух главных аспектов: запорной арматуры (запорного клапана) и блока автоматики [16, 17].

Блок управления присоединяется к линии закачки активного газа посредством байпаса. Такая система трубопроводов позволяет эксплуатировать скважину напрямую, не контролируя скорость закачки, или через модуль управления, при этом все рабочие параметры скважины отмечаются. Модуль управления представляет собой игольчатый клапан с электроприводами, дающий возможность легко регулировать расход газа через САУ и поддерживать постоянную величину давления закачки, независимо от магистрального давления газа. Управление САУ, оперативный контроль и передача данных осуществляются с помощью блока автоматики. Давление перед САУ и температуры, давления и температуры ниже по потоку от ЗРК, скорости открытия клапана, текущего заданного значения расхода (или давления) газа через ЗРК и расхода технологического газа. Кроме того, можно измерять буферное давление, давление в скважине и давление в линии. Подобные характеристики допускают обработку входных данных в реальном времени, что позволяет менять скорость открытия клапана для поддержания расхода или поддерживать постоянное давление закачки газа для оптимизации работы газлифта [18-22].

Подводя итог, можно сказать, что в этой статье изучена проблема большого содержания свободного газа в скважинах, эксплуатируемых с электроцентробежными насосами, что и ведет к неполному использованию скважинных возможностей. Текущее использование скважин, осложненное отрицательным воздействием газа, является почти не результативным по сравнению с бескомпрессорным газлифтом. Предлагаемая технология дает возможность скважинам полностью раскрыть свой потенциал и сократить потери не добытой нефти в период смены [23-25].

Внедрение концепции "умного месторождения" поможет фирмам оптимизировать работу фонда газлифтных скважин и месторождения в общем, например, снижение нагрузки, связанной с рутинными операциями, что позволит высвободить время ИТ-персонала для анализа и принятия решений; оптимизация работы оператора за счет дистанционного управления техническим оборудованием и скважинами; уменьшение рисков для здоровья и безопасности в условиях повышенного содержания сероводорода.

Список использованных источников:

1. Опыт применения российского комплекса LWD при изменении механической скорости бурения скважин / А. Ю. Давыдов, Р. В. Вафин, И. А. Яхина, И. А. Давыдов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2023. – № 9(369). – С. 36-40. – DOI 10.33285/0130-3872-2023-9(369)-36-40.
2. Расчет параметров амортизатора крутильных колебаний штанговой колонны винтовой насосной установки / А. Ю. Давыдов, Р. В. Вафин, Э. М. Альмухаметова, И. А. Давыдов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2023. – № 5(137). – С. 24-28. – DOI 10.33285/1999-6934-2023-5(137)-24-28.
3. Давыдов А. Ю. Применение управляющих экспертных систем для мониторинга работы винтовых насосных установок с поверхностным приводом / А. Ю. Давыдов, Э. Ф. Велиев, И. А. Давыдов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2023. – № 6(138). – С. 5-9. – DOI 10.33285/1999-6934-2023-6(138)-5-9.
4. Винтовой забойный двигатель с интегрированной телеметрической системой / А. Ю. Давыдов, И. А. Яхина, М. Я. Хабибуллин, И. А. Давыдов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2020. – № 11 (335). – С. 30-34. – DOI 10.33285/0130-3872-2020-11(335)-30-34.
5. Давыдов А. Ю. Строительство скважин с применением наддолотных модулей / А. Ю. Давыдов, И. А. Яхина, Л. М. Зарипова // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2020. – № 2 (326). – С. 16-19. – DOI 10.33285/0130-3872-2020-2(326)-16-19.
6. Исследование работы электроцентробежного насоса в «правой» зоне / И. Г. Фаттахов, Р. Р. Кадыров, А. М. Зиятдинов, А. Ю. Давыдов, В. О. Червяков // Современные проблемы науки и образования. – 2015. – № 1-2. – С. 75.
7. Бурение скважин на азрированной нефти с применением отечественных забойных телеметрических систем / А. Ю. Давыдов, М. С. Габдрахимов, М. Я. Хабибуллин, Р. И. Сулейманов, Л. М. Зарипова // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2017. – № 6. – С. 69-73.
8. Давыдов А. Ю. Оценка влияния крутильных колебаний штанговой колонны на работу винтовой насосной установки: специальность 05.02.13 "Машины, агрегаты и процессы (по отраслям)": диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Давыдов Александр Юрьевич. – Уфа, 2002. – 125 с.
9. Давыдов А. Ю. Исследования динамики работы скважинного оборудования винтовых насосных установок с поверхностным приводом: монография / А. Ю. Давыдов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – 106 с.
10. Давыдов А. Ю. Подбор оптимальных режимов работы винтовых насосных установок с поверхностным приводом с помощью управляющих экспертных систем / А. Ю. Давыдов, А. А. Никифоров, М. С. Габдрахимов // Территория Нефтегаз. – 2015. – № 10. – С. 76-79.
11. Современные методы очистки от асфальтосмолопарафиновых отложений / Л. М. Зарипова, М. С. Габдрахимов, Р. И. Сулейманов, М. Л. Галимуллин, А. Ю. Давыдов, Р. Г. Хабибуллина, А. К. Зарипов, Т. З. Ганиев // Sciences of Europe. – 2017. – № 19. – С. 58-60.
12. Опытнo-промышленные исследования тиксотропной деструкции парафинистой нефти в промысловом трубопроводе / М. Д. Валеев, А. К. Зарипов, А. Ю. Давыдов, Л. М. Зарипова // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2016. – № 6. – С. 32-35.

13. Davydov A. Yu. Monitoring of the operation of surface-driven screw pumping units using expert control systems / A. Yu. Davydov // Journal of Physics: Conference Series. – 2019. – Vol. 1333. – № 4. – Номер статьи 042005. – DOI: 10.1088/1742-6596/1333/4/042005.
14. Davydov A. Yu. Bit measuring systems / A. Yu. Davydov, I. A. Yakhina // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science (International Conference on Innovations and Prospects of Development of Mining Machinery and Electrical Engineering 2019, IPDME 2019). – 2019. – Vol. 378. – № 1. – Номер статьи 012078. – DOI: 10.1088/1755-1315/378/1/012078.
15. Davydov A. Y. Experience in using the Russian LWD complex for well drilling / A. Y. Davydov, I. A. Yakhina // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2020. – Vol. 952. – № 1. – Номер статьи 012041. – DOI: 10.1088/1757-899X/952/1/012041.
16. Davydov A.Y. Downhole screw motor with integrated telemetry system / A. Y. Davydov, I. A. Yakhina // Journal of Physics: Conference Series. – 2021. – Vol. 1753. – № 1. – Номер статьи 012070. – DOI: 10.1088/1742-6596/1753/1/012070.
17. Davydov A. Yu. Utilization of expert systems for screw pump sets with surface drive management / A. Yu. Davydov (Yurievich, Davydov Alexander) // Advances in Engineering Research (AER) (International conference "Actual issues of mechanical engineering" (AIME 2018)). – 2018. – Vol. 157. – Pp. 129-133.
18. Давыдов А. Ю. Расчет параметров амортизатора крутильных колебаний штанговой колонны / А. Ю. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2013: сборник научных трудов международной научно-технической конференции в 3-х т. / ред. кол. В. Ш. Мухаметшин [и др]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. – Т. 2. – С. 159-166.
19. Ахиярова Л. У. Устройство для измерения параметров добываемой жидкости с усовершенствованным приводом датчиков / Л. У. Ахиярова, А. Ю. Давыдов // Материалы Всероссийской 40-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 3-х т. / отв. ред. К. Т. Тынчеров. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. – Т. 2. – С. 8-11.
20. Давыдов А. Ю. Управление режимами работы установки винтового насоса с поверхностным приводом / А. Ю. Давыдов, А. А. Никифоров, М. С. Габдрахимов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2014: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. К. Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – Т. 1. – С. 332-335.
21. Давыдов А. Ю. Насос буровой УНБ-600 с усовершенствованным корпусом / А. Ю. Давыдов, И. И. Шарифуллин // Сборник научных трудов 43-й международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском: в 2-х т. / отв. ред. В. Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 35-38.
22. Повышение эффективности работы гидрораспределителя гидропривода ШГН / Р. И. Сулейманов, М. Я. Хабибуллин, В. А. Петров, А. Ю. Давыдов, О. В. Давыдова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2017: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В. Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – Т. 1. – С. 392-395.
23. Давыдов А. Ю. Усовершенствование сепаратора CPF-V-2010 / А. Ю. Давыдов, Г. Р. Низаева // Сборник научных трудов 43-й международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском: в 2-х т. / отв. ред. В. Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 33-35.
24. Анализ надёжности установок погружных центробежных насосов в нефтегазодобывающих компаниях / М. Я. Хабибуллин, А. Г. Гиляев, Л. З. Самигуллина, Р. И. Сулейманов, А. Ю. Давыдов, Э. Р. Васильева // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2021. – № 1(129). – С. 18-27. – DOI 10.17122/ntj-oil-2021-1-18-27.
25. Давыдов А.Ю. Применение наддолотного модуля при бурении скважин / А.Ю. Давыдов, И.А. Яхина // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2019: сборник трудов

УДК 622.276.054.2

АНАЛИЗ ИЗМЕНЕНИЯ РАБОЧИХ ПАРАМЕТРОВ ВЫСОКОНАПОРНОГО НАСОСА ЦНС 180-1422 ПРИ РЕГУЛИРОВАНИИ ЧРП

Н.О. Ковалев

(ТПП «Ямалнефтегаз», инженер отдела главного механика)

Ф.Ш. Забиров

(УГНТУ, канд. техн. наук, профессор)

Аннотация: в статье приводится анализ изменения рабочих параметров высоконапорного центробежного секционного насоса ЦНС 180-1422 при регулировании частоты вращения электродвигателя частотно-регулируемым приводом (ЧРП). Динамика изменения рабочих параметров насоса (подачи, напора и потребляемой мощности) отражена графически. Проведен анализ изменения вибрации подшипников скольжения насоса в зависимости от частоты тока питающей сети.

Ключевые слова: центробежный секционный насос, частотно-регулируемый привод, вибрация, напор, подача, потребляемая мощность.

ANALYSIS OF CHANGES IN THE OPERATING PARAMETERS OF THE HIGH-PRESSURE OF CNS 180-1422 PUMP DURING THE REGULATION OF THE CHP

N.O. Kovalev

(Territorial Industrial Enterprise, Engineer of the Chief Mechanic's Department)

F. Sh. Zabirotov

(Ufa State Petroleum Technical University, professor)

Annotation: The article provides an analysis of changes in the operating parameters of the high-pressure centrifugal sectional pump CNS 180-1422 when adjusting the speed of the electric motor by a frequency-controlled drive. The dynamics of changes in the operating parameters of the pump (supply, pressure and power consumption) is graphically reflected. The analysis of the vibration variation of the pump sliding bearings depending on the frequency of the supply network current is carried out.

Keywords: centrifugal sectional pump, variable frequency drive, vibration, pressure, supply, power consumption

В нефтегазовой отрасли на объектах нефтедобычи для закачки рабочего агента в пласт в системе поддержания пластового давления (ППД) широким применением пользуются центробежные секционные высоконапорные насосы [1] ЦНС 180..240 – 1422..1900 российского производства, отличающиеся высокой ремонтпригодностью, доступностью запчастей, сравнительно невысокой стоимостью ЗИП, независимостью от санкционных ограничений и возможностью регулирования рабочих параметров агрегата в широком диапазоне посредством дросселирования потока на выходе из насоса [3] и (или) изменения частоты вращения электродвигателя с помощью частотно-регулируемого привода.

Необходимость изменения режима работы высоконапорного [8] насоса системы ППД зачастую обусловлена запуском насосного агрегата и его выводом на рабочий режим, а также изменениями технологического режима: необходимостью обеспечения пониженного объема закачки, понижению давления на блок-гребенке (БГ).

Регулирование подачи насосного агрегата ЦНС 180-1422 при постоянной частоте тока методом дросселирования позволяет увеличивать производительность гидравлической машины при одновременном понижении напора насоса, а также увеличить давление закачки пластовой

воды [4] при понижении его производительности (рисунок 1). Данный способ регулирования производительности насоса не всегда может соответствовать требованиям технологического режима (например, необходимость одновременно снизить объем и давление закачки жидкости), либо заданным ограничениям по энергопотреблению [6].

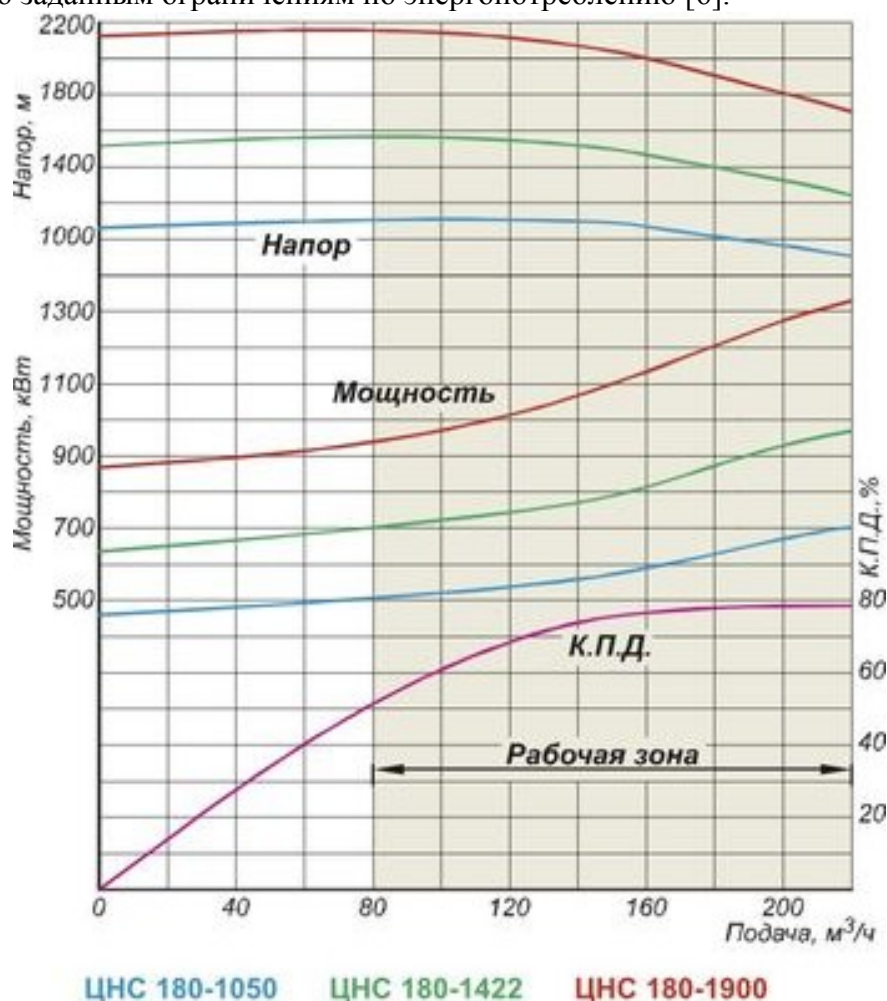


Рисунок 1 – Гидравлическая характеристика насоса ЦНС 180-1422

Для регулирования режима работы высоконапорного насоса на примере ЦНС 180-1422 с одновременным повышением (понижением) основных рабочих параметров (подачи, напора и потребляемой мощности) на объектах нефтедобычи применяется метод изменения частоты тока питающей сети посредством использования частотно-регулируемого привода, при котором меняется частота вращения вала электродвигателя.

Эксперимент, проведенный на работающем насосе ЦНС 180-1422, заключается в постепенном снижении частоты тока с 50 Гц до 0 с интервалом 2 Гц при непрерывной регистрации рабочих параметров насоса во время его эксплуатации [2]. По результатам эксперимента составлен график зависимости рабочих параметров насоса [9] (подачи, напора, потребляемой мощности) от частоты тока (рисунок 2). Зависимость изменения величины подачи насоса от частоты тока линейная, график зависимости изменения величины напора и потребляемой мощности от частоты тока имеет изогнутый вид.

При частоте тока от 44 до 50 Гц зафиксирована величина вибрации подшипников [7] насосного [5] агрегата: ППН – передний подшипник насоса, ЗПН – задний подшипник насоса, ППД – передний подшипник двигателя, ЗПД – задний подшипник двигателя (рисунок 4). Результаты замеров вибрации представлены в таблице 1. На рисунке 3 представлен график

зависимости величины вибрации (мм/с) подшипников насосного агрегата ЦНС 180-1422 от частоты тока в диапазоне от 33 до 50 Гц.

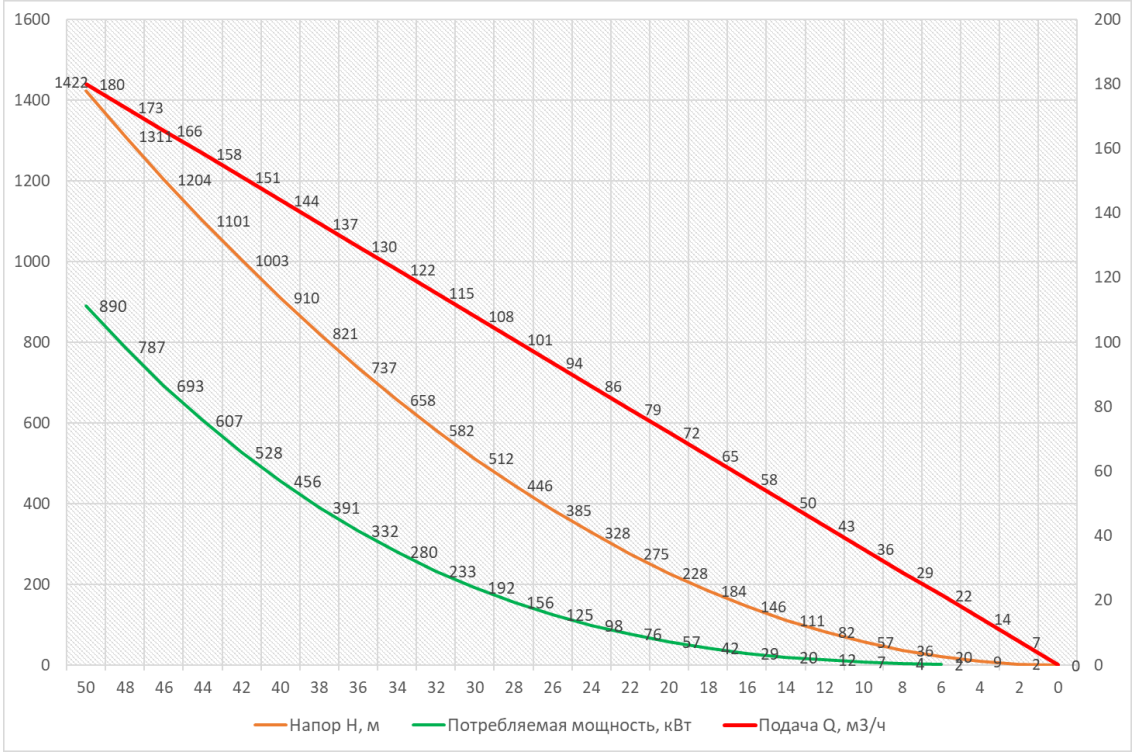


Рисунок 2 – График зависимости насоса ЦНС 180-1422

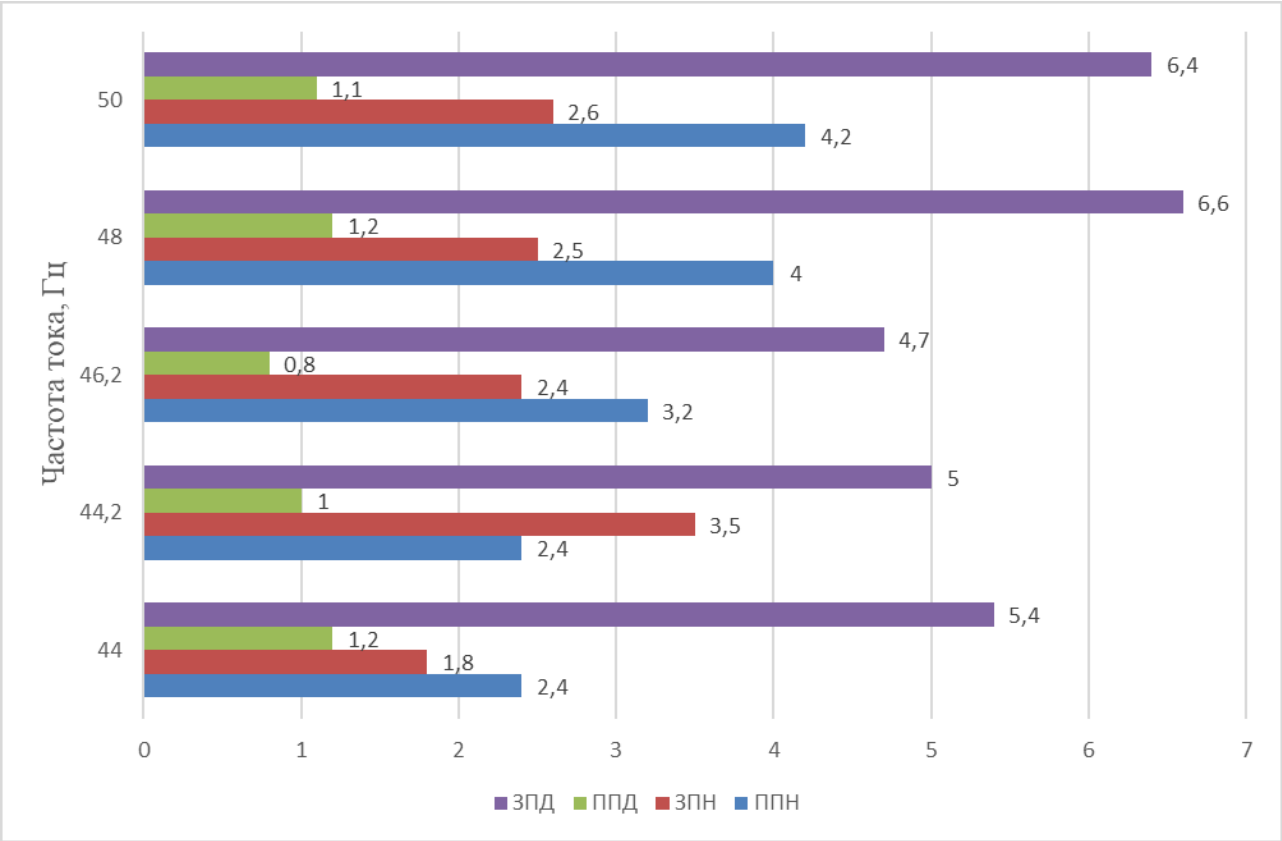


Рисунок 3 – График зависимости величины вибрации подшипников насосного агрегата ЦНС 180-1422 от частоты тока

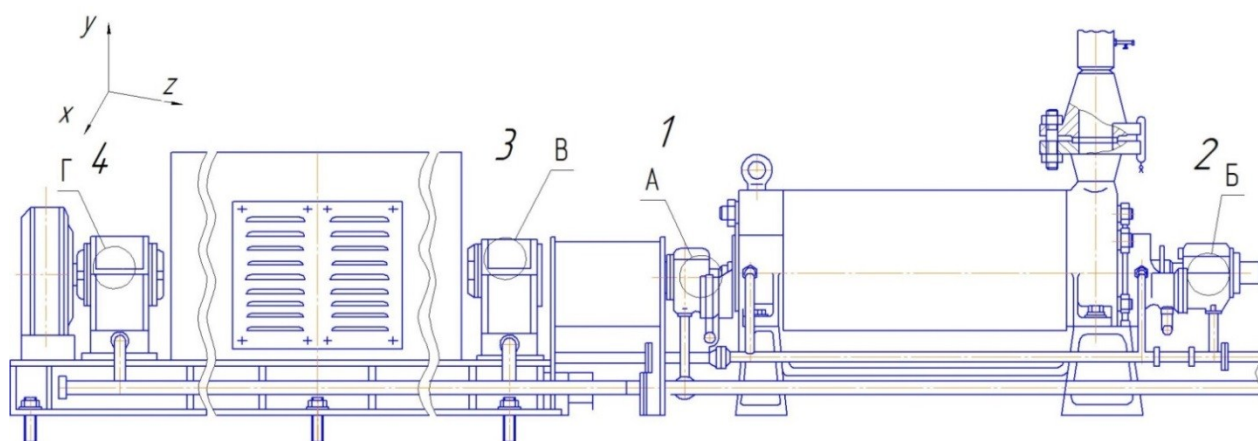


Рисунок 4 – Точки измерения вибрации: 1 – ППН; 2 – ЗПН; 3 – ППД; 4 – ЗПД

Таблица 1 – Вибрация подшипников насоса ЦНС 180-1422 в зависимости от частоты тока

Частота тока, Гц	44	44,2	46,2	48	50
Вибрация ППН, мм/с	2,4	2,4	3,2	4	4,2
Вибрация ЗПН, мм/с	1,8	3,5	2,4	2,5	2,6
Вибрация ППД, мм/с	1,2	1	0,8	1,2	1,1
Вибрация ЗПД, мм/с	5,4	5	4,7	6,6	6,4

По результатам проведенного эксперимента установлено:

- зависимость изменения величины подачи насоса от частоты тока линейная, графиком зависимости является прямая;
- зависимость изменения величины развиваемого напора насоса от частоты тока квадратичная, график зависимости имеет изогнутый вид;
- зависимость изменения величины потребляемой мощности насоса от частоты тока кубическая, график зависимости имеет изогнутый вид;
- наименьшая суммарная величина вибрации подшипниковых опор насосного агрегата (10,8 мм/с) зафиксирована на частоте 44 Гц;
- наибольшая суммарная величина вибрации подшипниковых опор насосного агрегата (14,3 мм/с) зафиксирована на частоте 48 и 50 Гц.

Список использованных источников

- 1 Изобретение 2791079С1 Российская федерация, МПК F04D 29/041 (2006.01), F04D 29/041 (2023.01), Разгрузочное устройство центробежного секционного насоса с геометрически замкнутыми наклонными несущими поверхностями [Текст] Ковалев Н.О., Забиров Ф.Ш.; заявитель и патентообладатель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Уфимский государственный нефтяной технический университет" (RU). – № 2022121244; заявл. 03.08.2022; опубл. 02.03.2023, Бюл. № 7. – 11 с.
- 2 Ковалев, Н.О. Анализ эксплуатации осевой опоры насоса ЦНС 180-128 с наклонными несущими поверхностями [Текст] / Н.О. Ковалев, Ф.Ш. Забиров // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли – 2021: сборник материалов VI международной научно-практической конференции – Альметьевск: Изд-во АГНИ, 2021. – С. 183-188.
- 3 Ковалев, Н.О. Оценка надежности насосов ЦНС для перекачки нефти и воды после замены торцевых уплотнений [Текст] / Н.О. Ковалев, Ф.Ш. Забиров // Актуальные проблемы технических, естественных и гуманитарных наук» – 2023: сборник материалов Международной научно-технической конференции, посвященной 75-

- летию УГНТУ – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2023. – С. 226-230.
- 4 Ковалев, Н.О. Повышение надежности насоса ЦНС 180-1900 [Текст] / Н.О. Ковалев // XVII конференция молодых специалистов, работающих в организациях, осуществляющих деятельность, связанную с использованием участков недр на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры - 2017: сб. материалов конференции / ред. кол. В.В. Кривошеев [и др.]. – Новосибирск: Параллель, 2017. – С. 374–377.
 - 5 Ковалев, Н.О. Повышение надежности насоса ЦНС 180-340 [Текст] / Н.О. Ковалев, Ф.Ш. Забиров // Современные проблемы нефтегазового оборудования – 2019: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2019. – С. 242-247.
 - 6 Ковалев, Н.О. Повышение энергоэффективности центробежных секционных насосов [Текст] / Н.О. Ковалев, Ф.Ш. Забиров // Материалы 49-й Все-российской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, посвященной 90-летию Башкирской нефти – 2022: сб. науч. тр. в 1 т. / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: УГНТУ, 2022. – С. 278-283.
 - 7 Ковалев, Н.О. Подшипниковые опоры картерного типа высоконапорных насосов ЦНС системы ППД [Текст] / Н.О. Ковалев, Ф.Ш. Забиров // Международная научно-практическая конференция, посвященная 75-летию горно-нефтяного факультета и 100-летию ученого Спивака Александр Ивановича – 2023: сборник материалов Международной научно-технической конференции, посвященной 75-летию горно-нефтяного факультета и 100-летию ученого Спивака Александр Ивановича в 1 т. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2023. – С. 298-299.
 - 8 Ковалев, Н.О. Увеличение ресурса щелевых уплотнений проточной части высоконапорного центробежного насоса [Текст] / Н.О. Ковалев, Ф.Ш. Забиров // Актуальные проблемы технических, естественных и гуманитарных наук – 2023: сборник материалов Международной научно-технической конференции, посвященной 75-летию УГНТУ – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2023. – С. 234-238.
 - 9 Полезная модель 212223 Российская федерация, МПК F04D 29/04 (2006.01), F04D 29/04 (2022.01), Гидравлическое разгрузочное устройство центробежного секционного насоса с непрерывно возобновляемым смазочным слоем [Текст] Ковалев Н.О., Забиров Ф.Ш.; заявитель и патентообладатель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Уфимский государственный нефтяной технический университет" (РУ). – № 2022104098/12(008592); заявл. 15.02.2022; опубл. 12.07.2022, Бюл. № 20. – 9 с.

УДК 62

ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ В УСЛОВИЯХ САНКЦИОННЫХ ОГРАНИЧЕНИЙ

Н.О. Ковалев

(ТПП «Ямалнефтегаз», инженер отдела главного механика)

Ф.Ш. Забиров

(УГНТУ, канд. техн. наук, профессор)

Аннотация: в статье приводится анализ текущей ситуации обеспечения работоспособности нефтепромыслового импортного динамического оборудования (насосов и компрессоров) в нефтегазовых компаниях в условиях санкционных ограничений. Описываются основные направления импортозамещения основного и вспомогательного импортного оборудования, а также запчастей и комплектующих к нему. В работе описываются особенности проведения процедуры реверс-инжиниринга импортного оборудования.

Ключевые слова: импортное оборудование, насос, компрессор, импортозамещение, реверс-инжиниринг.

IMPORT SUBSTITUTION OF OILFIELD EQUIPMENT UNDER SANCTIONS RESTRICTIONS

N.O. Kovalev

(Territorial industrial Enterprise Yamalneftegaz, Engineer of the Chief Mechanic's Department)

F. Sh. Zabirot

(Ufa State Petroleum Technical University, professor)

Annotation: The article provides an analysis of the current situation of ensuring the operability of oil-processing imported dynamic equipment (pumps and compressors) in oil and gas companies under the conditions of sanctions restrictions. The main directions of import substitution of basic and auxiliary imported equipment, as well as spare parts and accessories to it, are described. The paper describes the features of the reverse engineering of imported equipment.

Keywords: imported equipment, pump, compressor, import substitution, reverse engineering.

В российских нефтегазовых предприятиях на сегодняшний день применяется обширный парк импортного оборудования, участвующего как в основных технологических процессах добычи и подготовки нефти, газа и газового конденсата, так и во вспомогательных процессах. Ключевые позиции занимает импортное динамическое оборудование: компрессоры [4] объемного действия, насосы [3] системы подготовки и перекачки нефти, а также системы поддержания пластового давления. Ключевым фактором является то, что данное оборудование представлено производителями из недружественных стран.

Кроме полностью импортного оборудования в нефтегазовых предприятиях широко применяется оборудование отечественного производства, частично оснащенное импортными узлами и комплектующими, такими как оборудование системы автоматизации [1], металлические запасные части, масла и смазочные материалы, резино-технические изделия, производство которых локализовано за рубежом преимущественно в недружественных странах.

Для обеспечения работоспособности выше указанного оборудования посредством проведения своевременных ремонтных работ и организации бесперебойных поставок запасных частей в нефтегазовых компаниях имеют место 3 направления импортозамещения:

- полная замена импортного оборудования на отечественные аналоги;
- частичный перевод импортных расходных материалов и запасных частей на серийно выпускаемые аналоги отечественного производства;
- реверс-инжиниринг деталей импортного производства на основании изучения технических характеристик оригинальных импортных деталей с последующей локализацией их производства на территории РФ.

Для выбора пути замещения импортных деталей проведена оценка возможностей отечественного рынка в полной замене зарубежного оборудования на оборудование российского производства. Преимуществом данного подхода является полная независимость от санкционных ограничений и постоянное наличие оригинальных отечественных деталей с малыми сроками поставки. Однако, к недостаткам данного подхода следует отнести:

- сложность подбора аналогов импортного оборудования среди оборудования отечественных производителей;
- необходимость разработки отечественных аналогов импортного оборудования с сохранением установленных для технологических процессов рабочих параметров оборудования, что приводит к существенному увеличению стоимости [5] оборудования и сроков перевооружения опасных производственных объектов.

Другим вариантом решения проблем импортозамещения деталей является путь частичной замены импортных комплектующих и узлов отечественными серийно выпускаемыми аналогами. Однако, данный способ не решает вопрос полного исключения зависимости от импорта и не может быть реализован из-за отсутствия полноценной информации от заводов-изготовителей о конструктивных особенностях деталей и о материалах их изготовления.

Наиболее приемлемым в существующих условиях является путь обратного инжиниринга, который заключается в изучении оригинальной детали воспроизведении точной ее копии в полном соответствии с геометрией, механическими свойствами и ресурсными показателями. Такой способ импортозамещения приемлем для ряда позиций и может быть проведен практически для всех деталей и узлов оборудования. Этот путь является достаточно длительным в связи с необходимостью наличия оригинальных новых деталей для реверс-инжиниринга и применения специализированного высокоточного оборудования, изучения состава материала деталей, поиска производственных площадок по изготовлению аналогов, которые в настоящее время загружены подобными запросами со всех сфер промышленности.

Реверс-инжиниринг металлических деталей является основным направлением в процессе замещения импорта и представляет собой стандартную процедуру по изготовлению деталей, состоящую из 6 этапов:

- 1) снятие размеров с помощью как стандартных средств измерения (механические и индикаторные штангенциркули, микрометры, штангенрейсмасы, индикаторы часового типа, нутромеры), так и с применением средств 3D-сканирования для сложных деталей;
- 2) измерение твердости и спектральный анализ металла, который позволяет определить его качественный и количественный состав, а также проведение структурного анализа металла с целью получения сведений о параметрах термообработки, фазового состояния металла и т.д;
- 3) разработка конструкторской документации, которая подразумевает проведение конструктивных и прочностных расчетов детали как посредством аналитических расчетов, так и с применением современных пакетов программных комплексов для моделирования, а также разработка чертежей и 3D-моделей;
- 4) изготовление деталей согласно нормативно-технической документации;
- 5) выполнение процедуры контроля качества;
- 6) проведение опытно-промышленных испытаний деталей на месте эксплуатации.

Реверс-инжиниринг неметаллических деталей и узлов подобен по схеме организации с металлическими деталями, но более сложен в плане выбора материалов: на неметаллические детали невозможно провести спектральный анализ и точно установить, из чего сделана деталь ввиду большого количества данных материалов: резина, каучуки, полимеры, нетканые материалы, а также набравшие широкую популярность композитные материалы. Поэтому, из цепочки выпадает анализ материала, и вместо него при разработке КД проектировщикам аналогов необходимо учитывать условия эксплуатации деталей и особенности среды, с которой эти детали взаимодействуют. Только после этого деталь передается на изготовление. Затем детали и узлы проходят контроль качества, и заключительным этапом является проведение ОПИ.

Из основных проблем при осуществлении реверс-инжиниринга следует выделить:

- сложности в разработке аналогов части номенклатурных позиций по причине отсутствия образцов новых деталей;
- сложности замещения импортного контроллерного оборудования [2] из-за недостаточно развитой технологической базы в РФ;
- сложность подбора смазочных материалов по причине отсутствия необходимых импортных присадок.

Подводя итог сказанному, следует подчеркнуть, что на сегодняшний день реверс-инжиниринг в России является весьма важным и необходимым направлением во всех отраслях промышленности, и нефтегазовая отрасль не является исключением ввиду наличия практически во всех нефтегазовых предприятиях РФ обширного парка импортного оборудования, и как следствие, необходимости поддержания данного оборудования в работоспособном состоянии.

Список использованных источников

- 1 Арсланов, И.Г. Автоматизированный научно-технический комплекс мониторинга работы технологического оборудования [Текст] / И.Г. Арсланов, Р.И. Арсланов, Н.О.

- Ковалев // Сборник научных трудов 43-й международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском – 2016: сб. науч. тр. в 2-х т. – С. 158-160.
- 2 Арсланов, И.Г. Информационные технологии в расчетах промышленного оборудования [Текст] / И.Г. Арсланов, Р.И. Арсланов, Н.О. Ковалев // Сборник научных трудов 43-й международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском – 2016: сб. науч. тр. в 2-х т. – С. 161-163.
 - 3 Изобретение 2791079С1 Российская федерация, МПК F04D 29/041 (2006.01), F04D 29/041 (2023.01), Разгрузочное устройство центробежного секционного насоса с геометрически замкнутыми наклонными несущими поверхностями [Текст] Ковалев Н.О., Забиров Ф.Ш.; заявитель и патентообладатель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Уфимский государственный нефтяной технический университет" (RU). – № 2022121244; заявл. 03.08.2022; опубл. 02.03.2023, Бюл. № 7. – 11 с.
 - 4 Ковалев, Н.О. Оценка энергетической эффективности от модернизации проточной части компрессоров К-890-121-1 с газотурбинным приводом [Текст] / Н.О. Ковалев, Ф.Ш. Забиров // Актуальные проблемы технических, естественных и гуманитарных наук – 2023: сборник материалов Международной научно-технической конференции, посвященной 75-летию УГНТУ – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2023. – С. 230-234.
 - 5 Ковалев, Н.О. Расчет годовых издержек на ремонт насоса НПВ 1250-60 по базовому и оптимальному режиму [Текст] / Н.О. Ковалев, А.М. Зиятдинов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сб. науч. тр. в 3-х т. / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: УГНТУ, 2016. – С. 307-311.

УДК 553.982.2

ОСОБЕННОСТИ АВТОМАТИЗАЦИИ НАСОСНОГО СПОСОБА ДОБЫЧИ НЕФТИ

А.А. Кузнецова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. БГР-20-11)

Р.И. Сулейманов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

М.Л. Галимуллин

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Л.М. Зарипова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Аннотация. Современное нефтяное предприятие – это гигантская сеть объектов и оборудования, которая позволяет добывать и перерабатывать нефть и природный газ. Автоматизация процессов является важнейшим аспектом для повышения эффективности и безопасности добычи. Автоматизация добычи нефти и газа вышла далеко за пределы простых программируемых контроллеров, для управления производством применяются цифровые технологии и современные методы анализа данных.

Ключевые слова: контроль, дистанционное управление, автоматизация, безопасная добыча, программное обеспечение, параметры работы скважин, повышение эффективности

UDC 553.982.2

FEATURES OF AUTOMATION OF THE PUMPING METHOD OF OIL PRODUCTION

A.A. Kuznetsova

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University)

in the City of Oktyabrsky, student gr. BGR-20-11)

R.I. Suleimanov

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, assistant professor)*

M.L. Galimullin

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, assistant professor)*

L.M. Zaripova

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, assistant professor)*

Abstract. A modern oil company is a giant network of facilities and equipment that allows the extraction and processing of oil and natural gas. Automation of processes is an essential aspect for improving the efficiency and safety of mining. Automation of oil and gas production has gone far beyond simple programmable controllers, digital technologies and modern data analysis methods are used to control production.

Keywords: control, remote control, automation, safe mining, software, well operation parameters, efficiency improvement.

Автоматизация процессов в нефтедобыче – это использование современных технологий для улучшения эффективности и безопасности добычи нефти. Мы рассмотрим основные принципы автоматизации процессов в нефтедобыче. Одним из основных направлений автоматизации процессов в нефтедобыче является использование систем мониторинга и контроля [1,2].

При разработке нефтяных месторождений на протяжении времени пластовая энергия истощается, это делает фонтанирование скважины невозможным. В таких случаях компрессорный метод становится малоэффективным и дорогостоящим, и его заменяет механизированный способ. Для этой цели используются насосы. Одним из распространенных видов насосов являются глубинные штанговые насосы, которые имеют наземный привод станок-качалка и связаны со скважинным насосом через длинную колонну из металлических штанг [3,4]. Это обеспечивает передачу энергии от привода насоса к скважине. Также существует и другой тип насосов - бесштанговые. У них скважинный насос и привод насоса соединены между собой без использования механической связи. Для подачи энергии к приводу насоса используются различные способы. При электроприводе энергия подается по кабелю. Вследствие отсутствия механической связи, эти насосные установки характеризуются наибольшей мощностью. Это позволяет осуществлять добычу больших объемов жидкости с помощью некоторых видов бесштанговых насосов [5,6]. Одним из таких насосов являются погружные центробежные насосы с электроприводом. В Российской Федерации более 35% всех нефтяных скважин оснащены установками погружных центробежных насосов (УЭЦН), что является аббревиатурой для установок электроприводных центробежных насосов. Более 65% всей нефти добывается с использованием таких насосов [7,8]. Это говорит о значительной роли, которую играют погружные центробежные насосы в нефтедобыче в России. Таким образом, насосы являются важным инструментом для добычи нефти, и выбор определенного типа насоса зависит от условий месторождения и требуемой эффективности. Бесштанговые насосы, особенно погружные центробежные насосы с электроприводом, широко применяются в нефтедобыче, обеспечивая эффективную и продуктивную работу на месторождениях [9,10].

Используются IoT-решения (Internet of Things), беспроводные системы и сети, позволяющие осуществлять мониторинг и регулирование практически в режиме реального времени. Автоматизация нефтедобычи основана на применении компьютерных технологий, позволяющих контролировать и регулировать работу установки и технологических процессов. Основным элементом автоматизированной системы управления является программное обеспечение (ПО), которое выполняет функции сбора, обработки и анализа данных, а также выдачи управляющих воздействий на оборудование [11,12]. Механизм управления реализуется

как на основе централизованной архитектуры, так и на основе распределенной архитектуры [13,14].

Автоматизация скважины, оснащенной погружным насосом с электроприводом, является важным шагом в обеспечении бесперебойной работы оборудования и должна содержать следующие элементы:

- контроллер при возникновении аварии, с помощью контроллера происходит отключение электродвигателя (ЭД) насосной установки;
- контроллер, способствующий запуску или остановки двигателя по команде, которую передают с автоматизированной групповой установки;

- пуск и выключение электродвигателя в случае перебоев электричества;
- перекрытие трубопровода в случаях увеличения или снижения давления;
- безопасность, сохранение жизни, здоровья сотрудников и окружающих людей;
- повышение уровня безопасности технологических процессов [15,16].

Какие преимущества имеет автоматизирование процессов в нефтедобыче:

- повышение эффективности добычи полезных ископаемых;
- снижение затрат на добычу;
- повышение безопасности добычи;
- применение программ управления и контроля позволяет повысить эффективность добычи нефти и газа, снизить затраты и повысить безопасность производства.
- автоматизация также позволяет оптимизировать процессы добычи, что приводит к снижению себестоимости нефти и газа [17-20].

Новые технологии в автоматизации нефтедобычи:

- машинное обучение и искусственный интеллект: эти технологии используются для анализа данных и принятия решений в автоматизированных системах управления. - -----

облачные технологии: облачное хранилище и вычисления позволяют централизовать данные и проводить анализ данных в реальном времени.

- цифровые двойники: цифровые копии физических объектов, которые используются для моделирования и симуляции производственных процессов.

- интеграция с другими системами: автоматизированные системы управления нефтедобычей могут интегрироваться с другими системами предприятия, такими как системы планирования ресурсов предприятия (ERP) и системы управления взаимоотношениями с клиентами (CRM) [21-25].

Показано, что автоматизация технологического процесса нефтедобычи насосами включает в себя две задачи: программное автоматическое управление процессом вывода новой скважины на оптимальный установившийся режим и автоматическую стабилизацию этого технологического режима. Автоматизация процессов в нефтедобыче – это необходимость, которая позволяет повысить эффективность работы и безопасность на месторождении. Применение современных технологий позволяет улучшить контроль за процессами и оперативно реагировать на возможные проблемы.

Список использованных источников:

1. Галицков С.Я., Масляницын А.П. Автоматизация процесса добычи нефти погружным центробежным насосом. / Труды межвуз. науч.-практ. семинара-выставки / Самара, 1997,-с. 37-38.
2. Система автоматизации скважин, эксплуатирующихся механизированными способами. Основные положения. Стандарт ОАО «Татнефть». - ОАО «Татнефть», - 31 с.
3. Опыт применения российского комплекса LWD при изменении механической скорости бурения скважин / А. Ю. Давыдов, Р. В. Вафин, И. А. Яхина, И. А. Давыдов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2023. – № 9(369). – С. 36-40. – DOI 10.33285/0130-3872-2023-9(369)-36-40.
4. Расчет параметров амортизатора крутильных колебаний штанговой колонны винтовой насосной установки / А. Ю. Давыдов, Р. В. Вафин, Э. М. Альмухаметова, И. А.

Давыдов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2023. – № 5(137). – С. 24-28. – DOI 10.33285/1999-6934-2023-5(137)-24-28.

5. Давыдов А. Ю. Применение управляющих экспертных систем для мониторинга работы винтовых насосных установок с поверхностным приводом / А. Ю. Давыдов, Э. Ф. Велиев, И. А. Давыдов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2023. – № 6(138). – С. 5-9. – DOI 10.33285/1999-6934-2023-6(138)-5-9.

6. Винтовой забойный двигатель с интегрированной телеметрической системой / А. Ю. Давыдов, И. А. Яхина, М. Я. Хабибуллин, И. А. Давыдов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2020. – № 11 (335). – С. 30-34. – DOI 10.33285/0130-3872-2020-11(335)-30-34.

7. Давыдов А. Ю. Строительство скважин с применением наддолотных модулей / А. Ю. Давыдов, И. А. Яхина, Л. М. Зарипова // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2020. – № 2 (326). – С. 16-19. – DOI 10.33285/0130-3872-2020-2(326)-16-19

8. Исследование работы электроцентробежного насоса в «правой» зоне / И. Г. Фаттахов, Р. Р. Кадыров, А. М. Зиятдинов, А. Ю. Давыдов, В. О. Червяков // Современные проблемы науки и образования. – 2015. – № 1-2. – С. 75.

9. Бурение скважин на азрированной нефти с применением отечественных забойных телеметрических систем / А. Ю. Давыдов, М. С. Габдрахимов, М. Я. Хабибуллин, Р. И. Сулейманов, Л. М. Зарипова // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2017. – № 6. – С. 69-73.

10. Давыдов А. Ю. Оценка влияния крутильных колебаний штанговой колонны на работу винтовой насосной установки: специальность 05.02.13 "Машины, агрегаты и процессы (по отраслям)": диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Давыдов Александр Юрьевич. – Уфа, 2002. – 125 с.

11. Давыдов А. Ю. Исследования динамики работы скважинного оборудования винтовых насосных установок с поверхностным приводом: монография / А. Ю. Давыдов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – 106 с.

12. Давыдов А. Ю. Подбор оптимальных режимов работы винтовых насосных установок с поверхностным приводом с помощью управляющих экспертных систем / А. Ю. Давыдов, А. А. Никифоров, М. С. Габдрахимов // Территория Нефтегаз. – 2015. – № 10. – С. 76-79.

13. Современные методы очистки от асфальтосмолопарафиновых отложений / Л. М. Зарипова, М. С. Габдрахимов, Р. И. Сулейманов, М. Л. Галимуллин, А. Ю. Давыдов, Р. Г. Хабибуллина, А. К. Зарипов, Т. З. Ганиев // Sciences of Europe. – 2017. – № 19. – С. 58-60.

14. Опытнo-промышленные исследования тиксотропной деструкции парафинистой нефти в промысловом трубопроводе / М. Д. Валеев, А. К. Зарипов, А. Ю. Давыдов, Л. М. Зарипова // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2016. – № 6. – С. 32-35.

15. Davydov A. Yu. Monitoring of the operation of surface-driven screw pumping units using expert control systems / A. Yu. Davydov // Journal of Physics: Conference Series. – 2019. – Vol. 1333. – № 4. – Номер статьи 042005. – DOI: 10.1088/1742-6596/1333/4/042005.

16. Davydov A. Yu. Bit measuring systems / A. Yu. Davydov, I. A. Yakhina // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science (International Conference on Innovations and Prospects of Development of Mining Machinery and Electrical Engineering 2019, IPDME 2019). – 2019. – Vol. 378. – № 1. – Номер статьи 012078. – DOI: 10.1088/1755-1315/378/1/012078.

17. Davydov A. Y. Experience in using the Russian LWD complex for well drilling / A. Y. Davydov, I. A. Yakhina // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2020. – Vol. 952. – № 1. – Номер статьи 012041. – DOI: 10.1088/1757-899X/952/1/012041.

18. Davydov A.Y. Downhole screw motor with integrated telemetry system / A. Y. Davydov, I. A. Yakhina // Journal of Physics: Conference Series. – 2021. – Vol. 1753. – № 1. – Номер статьи 012070. – DOI: 10.1088/1742-6596/1753/1/012070.

19. Davydov A. Yu. Utilization of expert systems for screw pump sets with surface drive management / A. Yu. Davydov (Yurievich, Davydov Alexander) // Advances in Engineering Research

(AER) (International conference "Actual issues of mechanical engineering" (AIME 2018)). – 2018. – Vol. 157. – Pp. 129-133.

20. Давыдов А.Ю. Применение наддолотного модуля при бурении скважин / А.Ю. Давыдов, И.А. Яхина // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2019: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2019. – Т. 1. – С. 319-325.

21. Сабитова А. И. Повышение эффективности эксплуатации фонда скважин, осложненного выносом механических примесей, на Ардатовском месторождении / А. И. Сабитова, А. Ю. Давыдов // Сборник научных трудов 43-й международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском: в 2-х т. / отв. ред. В. Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 243-246.

22. Зарипова Л.М. Методы очистки от асфальтосмолопарафиновых отложений / Л.М. Зарипова, А.Ю. Давыдов, Т.З. Ганиев // Материалы 44-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – Т. 1. – С. 243-246.

23. Гиниятуллин И. К. Усовершенствование гидрозащиты электроцентробежного насоса ЭЦНМ-50-1300 / И. К. Гиниятуллин, А. Ю. Давыдов // Материалы Всероссийской 40-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 3-х т. / отв. ред. К. Т. Тынчеров. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. – Т. 2. – С. 43-46.

24. Давыдов А.Ю. Двигатель ВЗД 1-195 с повышенной надежностью шпиндельной секции / А.Ю. Давыдов, П.Д. Крюков // Материалы 44-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – Т. 1. – С. 195-198.

25. Давыдов А. Ю. Расчет параметров амортизатора крутильных колебаний штанговой колонны / А. Ю. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2013: сборник научных трудов международной научно-технической конференции в 3-х т. / ред. кол. В. Ш. Мухаметшин [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. – Т. 2. – С. 159-166.

УДК 621.694

ОСВОЕНИЕ СКВАЖИН СТРУЙНОЙ ТЕХНИКОЙ ПОСЛЕ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕТВЛЕННЫХ КАНАЛОВ, ИХ СТИМУЛЯЦИИ И ИССЛЕДОВАНИЯ ПО ТЕХНОЛОГИИ КОМПАНИИ «ПЕРФОБУР»

Кульбиков А.Д.

*(Студент гр. МГБ01-23-01)
ФГБОУ ВО УГНТУ, город Уфа)*

Касимов Д.Л.

*(магистр, ведущий инженер технолог
ООО «Перфобур», город Уфа)*

Лягов И.А.

*(кандидат технических наук., генеральный директор
ООО «Перфобур», город Уфа)*

Лягов А.В.

*(доктор технических наук, профессор
ФГБОУ ВО УГНТУ, город Уфа)*

Леванов А.А.

*(заместитель операционного директора
ООО «Перфобур», город Уфа)*

Аннотация. В данной статье рассматривается специальное эжекторное устройство (струйный насос), работающий в паре с технической системой (ТС) «Перфобур». Основная модернизация заключается в повышении эффективности (экономической и технологической) стимуляции призабойной зоны пласта скважины с использованием ТС «Перфобур» и сокращения количества СПО. Особое внимание уделено анализу и расчету существующих конструкций струйного насоса, для выявления ключевых недостатков. Авторами была создана феноменологическая модель и проведены гидравлические расчеты новой конструкции эжекторного устройства, проведены стендовые испытания опытного образца.

Ключевые слова: Струйный насос, эжектор, устройство, депрессия, техническая система, радиальное вскрытие пласта.

UDC 621.694

DEVELOPMENT OF WELLS WITH JET EQUIPMENT AFTER CONSTRUCTION OF BRANCHED CHANNELS, THEIR STIMULATION AND RESEARCH USING TECHNOLOGY OF THE COMPANY «PERFOBUR»

Kulbikov A.D.

*(Student gr. MGB01-23-01
FSBEI HE USPTU, state Ufa)*

Kasimov D.L.

*(Master, Leading Technological Engineer
Perfobur LLC, state Ufa)*

Lyagov I.A.

*(c.t.s., General Director
Perfobur LLC, state Ufa)*

Lyagov A.V.

*(Doctor of Technical Sciences, Professor
FSBEI HE USPTU, state Ufa)*

Levanov A.A.

*(Deputy Operations Director
Perfobur LLC, state Ufa)*

Abstract. This article discusses a special ejector device (jet pump), working in tandem with the technical system (TS) «Perfobur». The main modernization is to increase the efficiency (economic and technological) of stimulation of the near-wellbore formation zone of the well using the TS «Perfobur» and reducing the number of tripping operations. Particular attention is paid to the analysis and calculation of existing jet pump designs to identify key shortcomings. The authors created a model and carried out hydraulic calculations of the new design of the ejector device, and carried out bench tests of the prototype.

Keywords: Jet pump, ejector, device, depression, technical system, radial opening of the formation.

Введение. Технология радиального вскрытия пласта

Компания ООО «Перфобур» занимается разработкой инновационной технологии и оборудования для радиального вскрытия обсаженной ПЗП путем бурения каналов малого диаметра и радиуса кривизны по контролируемой траектории и оказанием сервиса стимуляции продуктивных коллекторов по увеличению добычи нефти и газа из старых скважин с осложненными эксплуатационными характеристиками. Технология «Перфобур» – щадящий метод вторичного вскрытия, позволяющий выйти из загрязненной зоны пласта [1, 2].

Технология позволяет осуществлять многократный вход в пробуренный канал и включает в себя следующие технологические операции:

- 1) установку и ориентацию якорного модуля;

- 2) ориентированное фрезерование окон с необходимой фазировкой;
- 3) бурение канала длиной до 25 метров и диаметром 69 мм в карбонатных и терригенных коллекторах;
- 4) запись инклинометрии пробуренного канала;
- 5) проведение ГТМ и различные обработки внутри пробуренного канала;
- 6) установку щелевых фильтров;
- 7) извлечение якоря (при необходимости);
- 8) проведение геофизических исследований специальными измерительными приборами.

ТС «Перфобур» позволяет бурить каналы по прогнозируемой траектории с темпом набора угла до 10 градусов на метр, траектория каналов при этом схожа с дугой окружности, для обеспечения данной возможности (рисунок 1) изгибные и крутильные жесткости бурильных компоновок подбираются соизмеримыми с реактивным и крутящими моментами специальных ВЗД и моментом сил на долоте, а осевая нагрузка дозированно подается на долото забойным гидродинамическим автоматом подачи КНБК

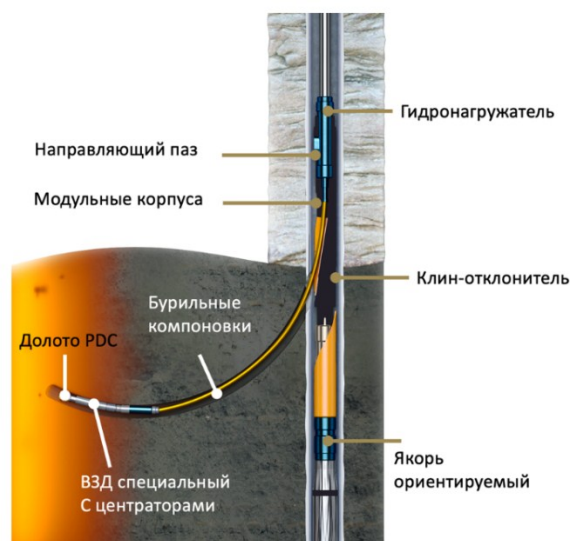


Рисунок 1 – Техническая система «Перфобур», позволяющая гарантировать высокую точность бурения

Эжекторное устройство с встроенным пакером

С целью повышения эффективности (экономической и технологической) стимуляции ПЗП скважины с использованием ТС «Перфобур» и сокращения количества СПО, было принято решение, для освоения построенных каналов управляемой депрессией, добавить в компоновку специальное эжекторное устройство с встроенным пакером и КИП (рисунок 2).

Способ создания управляемых депрессий на пласт, по предлагаемой технологии с помощью струйных устройств, кроме вызова притока, позволяет эффективно выносить прореагированный кислотный раствор и продукцию реакции из пласта без больших эксплуатационных затрат времени, без смены компоновок и дополнительных СПО.

Принцип работы струйных устройств основан на передаче кинетической энергии струи рабочей жидкости, вытекающей из сопла насоса, к инжектируемой из пласта пластовой жидкости и созданию требуемой депрессии на пласт. С помощью насосных агрегатов рабочая жидкость (соляно-кислотный раствор, технологическая жидкость или техническая вода) под заданным давлением подается по НКТ (ГНКТ) к струйному насосу [3, 4].

При истечении жидкости с высокой скоростью из насадки (сопла) струйного насоса образуется зона пониженного давления, вследствие чего жидкость из подпакерного

пространства и испытываемого или осваиваемого горизонта поступает в камеру смешения насоса, откуда смешанный поток и стремится к устью по затрубному пространству.

Использование струйных насосов для освоения разветвленных каналов, рассматривалось и ранее [5], но уже после проведения СКО. В текущей же версии оборудования освоение скважины осуществляется без дополнительных СПО. Это стало возможным благодаря установке специального струйного насоса с пакером в составе ТС в обсаженной части скважины, что позволяет осуществлять обработку каналов кислотным раствором, а затем осуществить вызов притока. Особенностью устройства является то, что струйный насос и гидравлический пакер компактно размещены в одном корпусе, посадка и снятие пакера автоматически осуществляется при возобновлении или прекращении нагнетания насосными агрегатами технологической жидкости через колонну НКТ. Устройство снабжено встроенным КИП для анализа процесса освоения (а при необходимости и запись кривой восстановления давления и др.), и подтверждения выполненной работы для Заказчика (возможно показать зарегистрированный процесс освоения с записанным графиком изменения температуры и давления (депрессии/ репрессии) в подпакерной зоне).

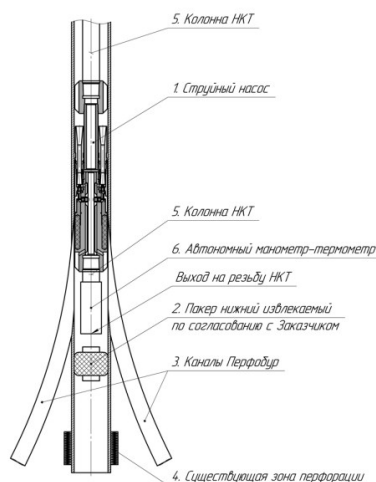


Рисунок 2 - Схема расположения оборудования вызова притока при помощи струйного насоса

Анализ и расчеты конструкций струйного насоса

Для создания собственной конструкции струйного насоса, был осуществлен анализ и расчет рабочих характеристик существующих конструкций подобного рода устройств.

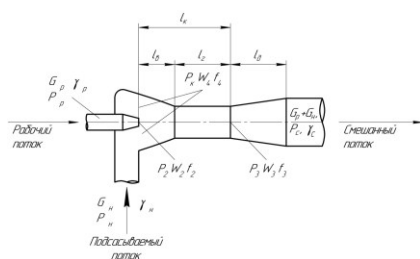
После проведенного гидродинамического моделирования были выявлены недостатки конструкций различных моделей (основано на использовании современных расчетных систем

– программа SolidWorks Flow Simulation*).

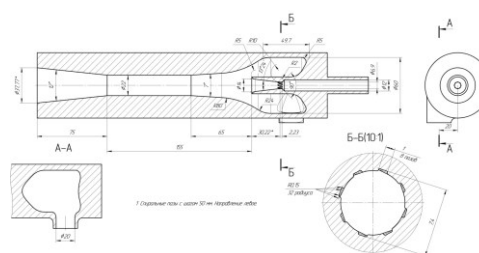
К недостаткам относится:

- геометрически неблагоприятный канал линии всасывания (переходы под углом 90 градусов);
- недостаточная площадь зоны разделения потоков рабочей линии;
- гидравлически неблагоприятная форма зоны разделения потоков рабочей линии (20 цилиндрических отверстий);
- гидравлически неблагоприятная форма зоны начала линии всасывания;
- наличие зон обратного перетока жидкости в различных частях изделия.

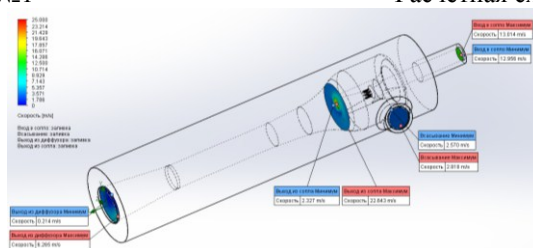
Были созданы три феноменологические модели с расчетом геометрических параметров эжекторного узла струйного насоса. Расчетные схемы предоставлены на рисунке 3.



Расчетная схема №1



Расчетная схема №2



Расчетная схема №3 (усовершенствованный вариант схемы №2)

Рисунок 3 – Расчетные модели эжектора

В результате проведенного усовершенствования расчетной схемы №2 изменяя геометрические параметры, удалось уравнивать минимальные и максимальные скорости на всасывании и получить расход жидкости на всасывании 0,93 л/с при расходе рабочей жидкости 3 л/с.

К проектированию струйного насоса была применена расчетная схема №3. На основе расчетной схемы №3 была разработана собственная конструкция струйного насоса компании «Перфобур».

Разработка собственной конструкции струйного насоса и проведение стендовых испытаний

На данном этапе проектирования была разработана собственная конструкция струйного насоса, а также проведен гидродинамический расчет в программе Ansys CFX*. Конструкцию струйного насоса см. на рисунке 4.

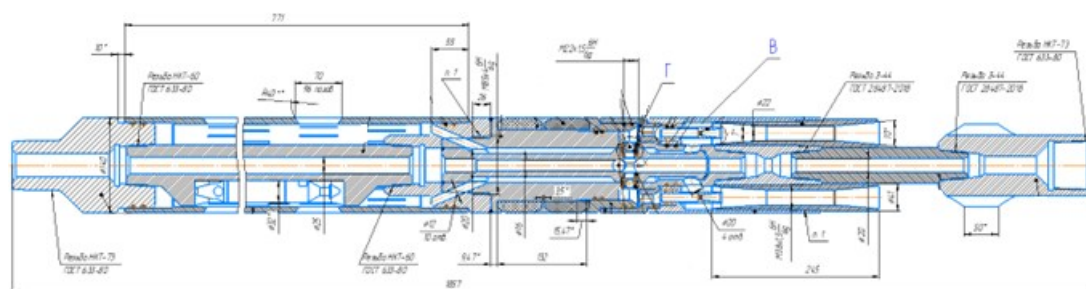


Рисунок 4 – Общий вид струйного насоса

Для исследования работы струйного насоса и оптимизации режима освоения перфорационных каналов разработана феноменологическая расчетная схема (модель). Она представлена в виде объема жидкости, заполняющей все свободное пространство между внутренним диаметром обсадной колонны 168 мм с толщиной стенки 11 мм и струйным насосом типа НС-168 конструкции компании «Перфобур» с имитацией раскрытого пакера, выполненная в программе Компас 3D.

Для исследования принимались: расход рабочей жидкости – 10 л/с, давление в подпакерном и надпакерном пространстве – 0,1 МПа (1 кгс/см²). Вектор гравитации задан вдоль оси струйного насоса. В качестве рабочей жидкости принята техническая вода плотностью 998

кг/м³ при температуре 22 °С, пластическая вязкость – 8 мПа•с. Шероховатость базовых поверхностей струйного насоса принята Ra = 6,3 мкм, коэффициент трения по КТК-2 – 0,03. Расход рабочей жидкости был увеличен в связи с необходимостью создания большего давления на пакер. В результате исследования с использованием программного комплекса Ansys CFX, получен перепад давления в насадке насоса 5,3 МПа (53 кгс/см²) с расходом всасываемой жидкости 4...5 л/с, что является искомым результатом [6, 7].

После исследования работы по 3D моделированию струйного насоса и оптимизации его работы в программных комплексах, был изготовлен опытный образец для проведения стендовых испытаний (рисунок 5)

На следующем этапе были проведены гидравлические испытания, где был определен расход всасываемой жидкости. При подаче рабочей жидкости с расходом 4,3 л/с, расход всасывания составил 3,5 л/с, что примерно совпадает с расчетным значением.

На рисунке 6 представлен график изменения давления и температуры во время испытаний. Испытания проводились под атмосферным давлением, поэтому понижение давления незначительно, но присутствует. Повышение температуры связано с тем, что по мере всасывания из емкости, манометр оказал



Рисунок 5 – Опытный образец струйного насоса

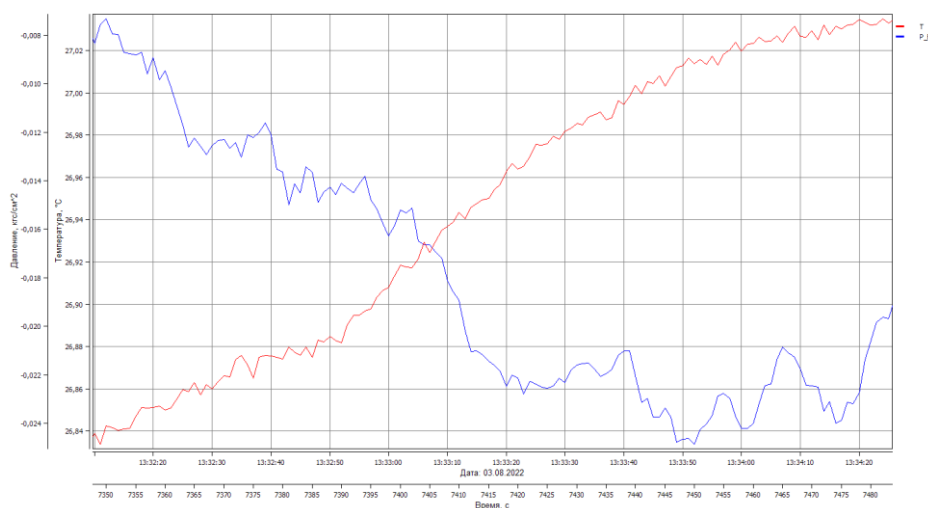


Рисунок 6 – График изменения давление и температуры во время гидравлических испытаний

Заключение

В результате полученных аналитических и экспериментальных исследованиях были определены три режима работы струйного насоса в составе ТС «Перфобур»:

1. Гидромониторная кислотная обработка – кислотный раствор с определенным расходом (например, 7 л/с) проходит в гидромониторные насадки, образуя профиль канала в виде «еловая ветка», струйный насос при этом отключен.

2. Гидромониторная кислотная обработка и струйный насос – кислотный раствор с большим расходом (например, 10 л/с) проходит в гидромониторные насадки, образуя профиль канала в виде «еловая ветка», а струйный насос с небольшой депрессией инжектирует продукты реакции из канала, пакер струйного насоса активирован.

3. Струйный насос – для максимальной депрессии под пакером, очистки и освоения пробуренных каналов сбрасывается шарик, отключающий работу гидромониторной насадки и подачи технологической жидкости, активируется пакер и струйный насос, гидромониторная насадка при этом находится в стартовом положении.

Список использованных источников:

1. Lyagov I.A. Bottomhole formation zone completion through ultra deep multibranch channels experimental research of a new technology/ Lyagov I. A.// Springer. Mine planning and equipment selection. 2013, Dresden Germany p. 1221-1229.
2. Lyagov I.A., Vasilev, N.I, Reich M., Mezzetti M. Analytical research and experimental tests on the technology for drilling small diameter channels with small radius of curvature // Oil Gas European Magazine, Volume 40, Issue 3, 1 September 2014, Pages 124-129.
3. Мищенко И.Т., Гумерский Х.Х., Марьенко В.П. Струйные насосы для добычи нефти / И.Т. Мищенко. – М.: «Нефть и газ», 1996. – 150 с.
4. Калачев В.В., Струйные насосы. Теория, расчет и проектирование / В.В. Калачев. – М.: Филинь: «Омега-Л», 2017. – 418 с.
5. Лягов А.В. Совершенствование технологии вторичного вскрытия и освоения скважин / А.В. Лягов, М.А. Лягова, Е.Л. Маликов, Н.Ю. Кузнецова и др. // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», 2011. – №6. – С. 160-173. URL:http://www.ogbus.ru/authors/Lyagov/Lyagov_3.pdf.
6. Сазонов Ю.А., Сазонова Р.В. Расчеты струйных насосов / Учебное пособие. - М.: ГАНГ, 1997. – 52 с.
7. Яремийчук Р.С, Кифор Б.М., Лотовский В.Н., Шанович Л.П. Применение струйных аппаратов при освоении скважин / М: ВНИИОЭНГ, 1988. – (Обзорная информация. Сер. «Техника и технология бурения скважин»).

УДК 620.9

ИНТЕГРАЦИЯ БЛОКОВ ДОЗИРОВАНИЯ РЕАГЕНТА С СИСТЕМАМИ МОНИТОРИНГА И ДИАГНОСТИКИ

М.И. Латыпова

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ филиал в г. Октябрьском,
Студент гр. БСН-20-11)*

О. В. Давыдова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Аннотация: Проект посвящен исследованию и практической пользе интеграции систем мониторинга и диагностики в блоки дозирования реагентов для производственных процессов

Ключевые слова: Блок дозирования реагента, диагностика, система мониторинга, автоматизация, управление процессами

UDC 620.9

INTEGRATION OF REAGENT DOSING UNITS WITH MONITORING AND DIAGNOSTICS SYSTEMS

M.I.Latypova

Abstract: The project is dedicated to the research and practical benefits of integrating monitoring and diagnostic systems into reagent dosing units for production processes.

Keywords: Reagent dosing unit, diagnostics, monitoring system, automation, process control

Введение

В наше время, в условиях растущей конкуренции и стремительного развития технологий, внедрение современных систем контроля, мониторинга и диагностики в промышленные процессы становится необходимостью для обеспечения эффективности и безопасности производства. Тема интеграции блоков дозирования реагента с системами мониторинга и диагностики становится актуальной и востребованной в различных отраслях, включая производство, химическую промышленность, обработку воды, и другие.

Сегодняшние производственные процессы требуют не только точного и стабильного дозирования реагентов, но и непрерывного контроля за процессами, анализа данных и оперативного реагирования на изменения условий. Именно в этом контексте интеграция блоков дозирования с современными системами мониторинга и диагностики приобретает важное значение, позволяя повысить эффективность производства, обеспечить стабильность процессов и предотвратить возможные простои и аварии.

Актуальность исследования

Исследование по теме «Интеграция блоков дозирования реагента с системами мониторинга и диагностики» представляет собой актуальную задачу в свете современных требований к повышению эффективности, точности и безопасности производственных процессов в промышленности. Вот некоторые аспекты, обосновывающие актуальность данного исследования:

1. Оптимизация производства:

Интеграция систем мониторинга и диагностики с блоками дозирования реагентов позволяет оптимизировать производственные процессы, контролировать дозирование реагентов и повысить качество конечной продукции.

2. Улучшение надежности и безопасности:

Эффективная система мониторинга и диагностики помогает предотвращать сбои, улучшает прогнозирование потенциальных проблем и повышает степень безопасности производственных операций.

3. Экономическая эффективность:

Интеграция указанных систем способствует экономии ресурсов, оптимизации потребления реагентов и снижению издержек производства, что влияет на общую экономическую эффективность предприятия.

4. Тенденции в промышленности:

Современные тренды в цифровизации, автоматизации и умных технологиях усиливают важность интеграции систем мониторинга и диагностики в промышленные процессы для обеспечения конкурентоспособности предприятий.

Исследование по данной теме имеет важное практическое значение для промышленных предприятий, т.к. позволяет повысить контроль, эффективность и безопасность производственных процессов, что актуально в условиях постоянного стремления к улучшению производства и оптимизации результатов.

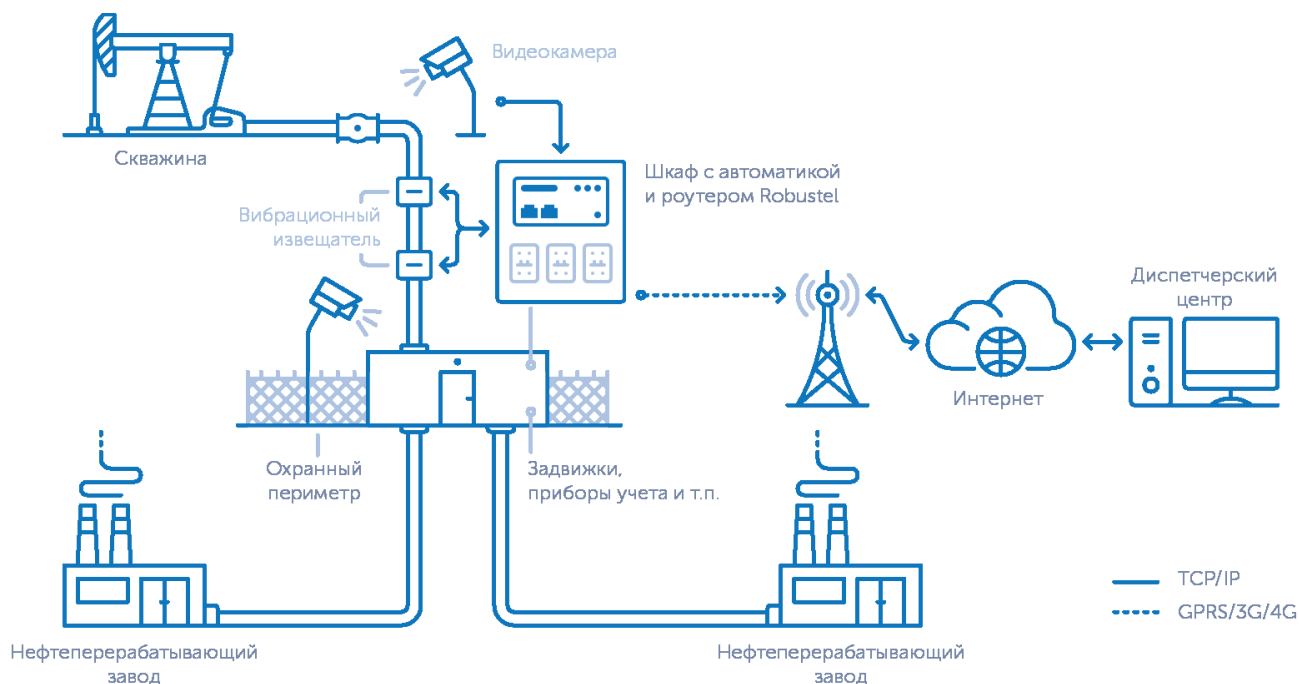


Рисунок 1 – Система мониторинга в нефтяной отрасли

Materials and methods (Материалы и методы)

При подготовке исследования по интеграции блоков дозирования реагента с системами мониторинга и диагностики, важно определить материалы и методы, которые будут использованы в процессе исследования и демонстрации принципа интеграции. Вот некоторые возможные материалы и методы, которые могут быть применены:

Материалы:

1. Блоки дозирования реагента: Использование физических блоков дозирования для проведения экспериментов и тестирования в реальных условиях.
2. Системы мониторинга и диагностики: Интеграция современных систем мониторинга и диагностики для контроля процесса и анализа данных.
3. Датчики и датчики параметров: Установка датчиков, измеряющих параметры дозирования и процессов в блоках.
4. Программное обеспечение: Разработка программного обеспечения для сбора, анализа и визуализации данных от систем мониторинга.

Методы:

1. Эксперименты и тестирование: Проведение экспериментов с интегрированными блоками дозирования и системами мониторинга для проверки их работоспособности.
2. Испытания нагрузки: Проведение испытаний с различными нагрузками, чтобы оценить реакцию систем мониторинга и контроля.
3. Моделирование и симуляция: Создание компьютерных моделей и симуляции работы интегрированных систем для предсказания поведения в различных условиях.
4. Анализ данных: Сбор данных с датчиков и систем, их анализ и использование для оптимизации и управления процессами.
5. Калибровка и настройка: Проведение калибровки датчиков, настройка системы и корректировка параметров для достижения оптимальной работы.

Определение материалов и методов с учетом конкретных целей и задач исследования позволит эффективно провести работу по интеграции блоков дозирования реагента с системами мониторинга и диагностики.

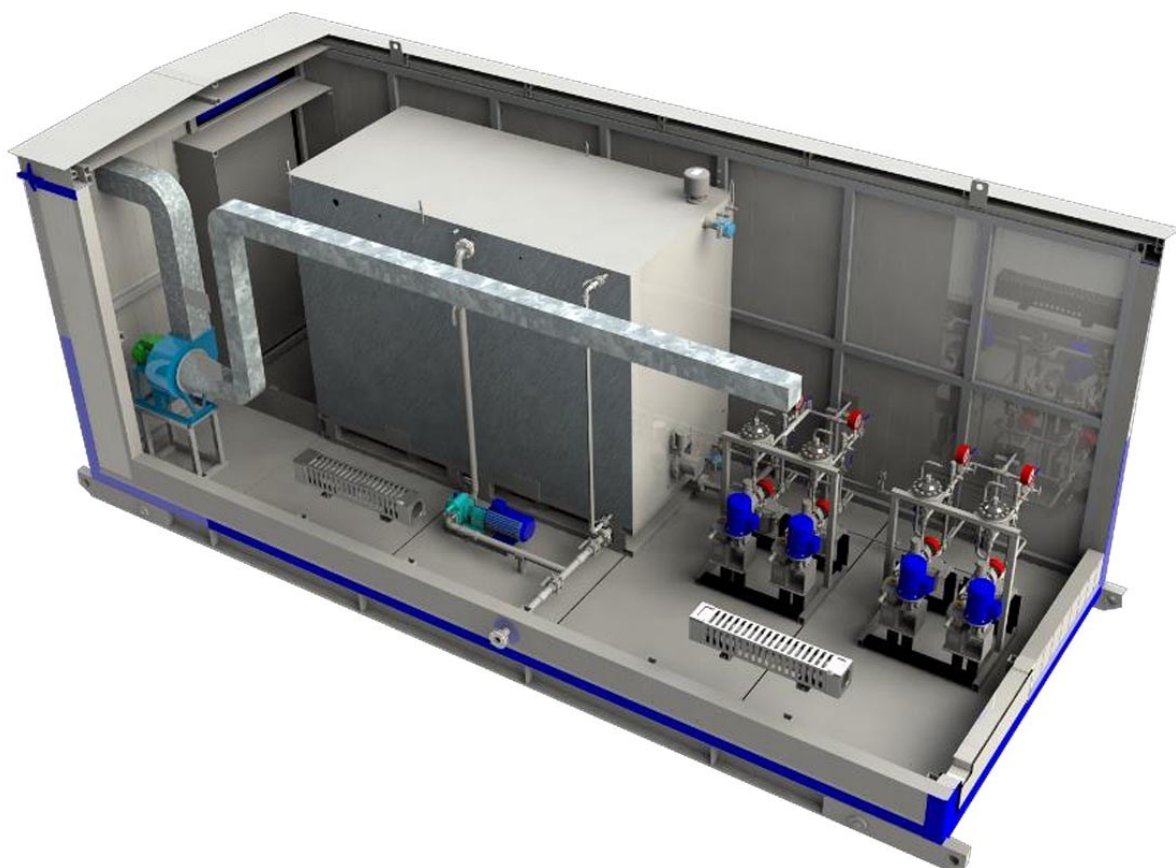


Рисунок 2 – Блок дозирования реагента

Conclusion (Выводы)

В свете быстрого развития технологий и увеличивающейся конкуренции, интеграция блоков дозирования реагента с системами мониторинга и диагностики становится ключевым фактором для обеспечения эффективности и безопасности производства в различных отраслях, от производства до обработки воды. Актуальность данного исследования подкрепляется несколькими факторами.

Оптимизация производства через интеграцию систем мониторинга и диагностики позволяет улучшить качество продукции, повысить надежность и безопасность операций, а также сэкономить ресурсы и снизить издержки производства. Современные тенденции в цифровизации и автоматизации подчеркивают важность использования современных технологий для обеспечения конкурентоспособности на рынке.

Исследование данной темы важно для промышленных предприятий, помогая повысить управляемость, эффективность и безопасность производства. Интеграция систем мониторинга и диагностики с блоками дозирования реагента необходима для оптимизации процессов. При подготовке исследования важно учитывать выбор материалов и методов для достижения целей и результатов исследования.

Список использованных источников

1. Габдрахманов Н. Х. Промысловые исследования процесса сепарации газа на приеме погружных насосов / Н. Х. Габдрахманов, О. В. Давыдова // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2010. – № 4(82). – С. 59-62.
2. Минияров Р. Р. Повышение эффективности эксплуатации месторождений на поздней стадии разработки на примере южной площади Ромашкинского месторождения / Р. Р.

Минияров, О. В. Давыдова // Материалы Всероссийской 40-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 3-х томах, Октябрьский, 22 апреля 2013 года / Ответственный редактор К.Т. Тынчеров; Уфимский государственный нефтяной технический университет. Том 1. – Октябрьский: Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет», 2013. – С. 93-97.

3. Давыдова О. В. Влияние температуры жидкости на остаточное количество растворенного газа в нефти при измерениях газового фактора / О. В. Давыдова // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2013. – № 1. – С. 181-189.

4. Ковалев Н. О. Вибродиагностика как метод неразрушающего контроля нефтепромыслового оборудования / Н. О. Ковалев, О. В. Давыдова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: Сборник трудов Международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала, Октябрьский, 25 марта 2016 года. Том 2. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2016. – С. 47-50.

5. Галлямов И. И. Физические основы неразрушающего контроля и дефектоскопии. Акустическая эмиссия / И. И. Галлямов, О. В. Давыдова. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2015. – 102 с.

6. Галлямов И. И. Расчет остаточного ресурса внутрипромысловых трубопроводов, основанный на результатах УЗ толщинометрии / И. И. Галлямов, О. В. Давыдова // Материалы научной сессии ученых Альметьевского государственного нефтяного института. – 2014. – № 1. – С. 395-396.

7. Гуторов А. Ю. Современное оборудование и технологии для измерения газового фактора нефти в промысловых условиях / А. Ю. Гуторов, О. В. Давыдова. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2019. – 68 с. – (Нефтегазовое дело). – ISBN 978-5-93105-409-4.

УДК 622.276.66

ВЛИЯНИЕ КАВИТАЦИИ В НЕФТЕГАЗОВОМ ДЕЛЕ

И.Ю. Пронин

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ
в г.Октябрьском, студент гр. БМП-20-11)*

А.М. Хабибуллин

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ
в г.Октябрьском, студент гр. БГР-21-11)*

М.Я. Хабибуллин

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ
в г.Октябрьском, доцент)*

Р.И. Сулейманов

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ
в г.Октябрьском, доцент)*

Аннотация: В данной статье рассмотрено влияние эффекта кавитации на оборудование нефтегазового производства и подчеркнута важность соблюдения комплекса мероприятий для уменьшения его воздействия на оборудование.

Ключевые слова: кавитация, пузыри, газ, оборудование, повреждения.

UDC 622.276.66

INFLUENCE OF CAVITATION IN OIL AND GAS BUSINESS

I.Y. Pronin

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum
Technological University in the City of Oktyabrsky,
student gr. BMP-20-11)*

A.M. Khabibullin

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum
Technological University in the City of Oktyabrsky,
student gr. BGR-21-11)*

M.Ya.Khabibullin

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum
Technological University in the City of Oktyabrsky,
assistant professor)*

R.I. Suleimanov

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum
Technological University in the City of Oktyabrsky,
assistant professor)*

Abstract: In this article, we will consider the effect of the cavitation effect on oil and gas production equipment and emphasize the importance of following a set of measures to reduce its impact on equipment.

Keywords: cavitation, bubbles, gas, equipment, damage.

Введение

Эффект кавитации – это процесс образования пузырей пара или газа в жидкости при сильном понижении давления. В нефтегазовой отрасли кавитация может возникать в насосах, компрессорах, в каналах трубопроводов и другом оборудовании, что может привести к различного рода проблемам [1-5].

Кавитация возникает в результате местного понижения давления в капельной жидкости [6-7].

Влияние кавитации на оборудование

Одной из основных проблем, связанных с эффектом кавитации в нефтегазовом деле, является износ оборудования. Когда пузыри газа или пара образуются и разрушаются в жидкости, это может привести к образованию ударных волн и повышенному износу поверхностей, вызвав ухудшение эффективности работы оборудования. Это также значительно сокращает срок службы оборудования, регулярной замены деталей, что, в свою очередь, увеличивает операционные расходы предприятия [8-12].

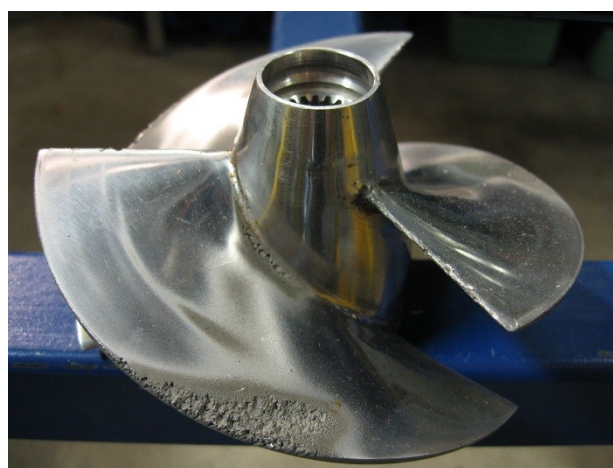


Рисунок1 - Последствия воздействия кавитации на лопасти винта



Рисунок 2 - Повреждения нанесенные процессом кавитации

Комплекс мероприятий во избежание влияния кавитации

Во избежание проблем, возникающих из-за воздействия кавитации можно прибегнуть к следующим способам:

1. Правильный выбор оборудования: при проектировании и выборе насосов, компрессоров и другого оборудования необходимо учитывать условия эксплуатации, включая давление, температуру, вид перекачиваемой жидкости и прочие факторы. Подбор оборудования с учетом этих параметров поможет снизить вероятность возникновения кавитации [13-15].

2. Регулярное техническое обслуживание: регулярная проверка состояния оборудования, смазка, замена изношенных деталей и другие меры технического обслуживания помогут предотвратить возникновение кавитации [16-18].

3. Использование антикавитационных покрытий или добавок: на рынке существует специализированное оборудование с антикавитационными покрытиями или добавками, которые помогают снизить вероятность образования пузырей в жидкости и предотвращают негативные последствия кавитации [19-20].

4. Контроль параметров работы системы: важно регулярно контролировать давление, температуру, расход жидкости и другие параметры работы системы, чтобы оперативно реагировать на возможные отклонения и предотвращать развитие кавитации.

5. Обучение персонала: обучить персонал правильным методам эксплуатации и обслуживания насосов, а также предупреждению и устранению кавитации. Важно, чтобы сотрудники понимали причины возникновения кавитации и знали, какие меры принимать для ее предотвращения.

Вывод

Кавитация - это явление, которое может иметь как положительные, так и отрицательные стороны воздействия в зависимости от конкретной ситуации и условий использования. Она может быть полезной в процессах очистки воды, смешивания жидкостей и в медицинских целях, но при этом может вызывать износ оборудования, повышать уровень шума и вызывать повреждения при неконтролируемом использовании. Поэтому важно тщательно оценить все аспекты использования кавитации и применять ее с учетом всех возможных последствий.

Список использованных источников

1. Габдрахимов М.С. Бурение сейсмических скважин вибрационным методом / Габдрахимов М.С., Зарипова Л.М., Сулейманов Р.И., Габдрахимов Ф.С. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 1. – С. 68-71.
2. Саитгалин И.Р. Оптимизированная конструкция забойного механизма подачи бурильного инструмента / Саитгалин И.Р., Зарипова Л.М., Сулейманов Р.И., Зайнагалина Л.З., Габдрахимов М.С., Хабибуллина Р.Г. // Материалы 46-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием: в 2-х т.

(Октябрьский, 26 апреля 2019 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2019. – Т. 1. – С. 356-359.

3. Давыдов А.Ю. Бурение скважин на азрированной нефти с применением отечественных забойных телеметрических систем / Давыдов А.Ю., Габдрахимов М.С., Хабибуллин М.Я., Сулейманов Р.И., Зарипова Л.М. // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2017. – № 6. – С. 69-73.

4. Петров В.А. Привод цепной ПЦ-80 с многоступенчатой передачей / Петров В.А., Петрова Л.В., Зайнагилина Л.З., Зарипова Л.М., Сулейманов Р.И., Хасанов Э.А. // Материалы 44-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 2-х т. (Октябрьский, 28 апреля 2017 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – Т. 1. – С. 270-273.

5. Галимуллин М.Л. Увеличение срока службы штанговых насосов в АНК «Башнефть» / Галимуллин М.Л., Габдрахимов М.С., Сулейманов Р.И., Хабибуллин М.Я., Зарипова Л.М., Хабибуллина Р.Г. // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2018. – № 1. – С. 18-23.

6. Габдрахимов М.С. Исследования колебательных процессов электробура / Габдрахимов М.С., Сулейманов Р.И., Зарипова Л.М. // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2018: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. (Октябрьский, 30 марта 2018 г.) / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2018. – Т. 2. – С. 19-21.

7. Сулейманов Р.И. Факторы, влияющие на эффективность шламообразования / Сулейманов Р.И., Габдрахимов М.С., Зарипова Л.М., Галимуллин М.Л. // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2-х т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 101-104.

8. Давыдов А.Ю. Компонировки колонны штанг с амортизатором крутильных колебаний / Давыдов А.Ю., Сулейманов Р.И., Давыдова О.В. // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2017: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. (Октябрьский, 31 марта 2017 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – Т. 1. – С. 324-331.

9. Зарипова Л.М. Двигатель забойный винтовой 7LZ172 с повышенной надёжностью трансмиссионного вала / Зарипова Л.М., Габдрахимов М.С., Петров В.А., Галимуллин М.Л., Сулейманов Р.И., Давыдов А.Ю., Зайнагилина Л.З., Стройкин Г.А. // Материалы 44-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 2-х т. (Октябрьский, 28 апреля 2017 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – Т. 1. – С. 229-232.

10. Галимуллин М.Л. Клапан широкопроходной всасывающий глубинного штангового насоса / Галимуллин М.Л., Сулейманов Р.И., Габдрахимов М.С., Зарипова Л.М. // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2-х т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 34-38.

11. Галимуллин М.Л. Новейшие технологические линии (оборудования) для входного контроля насосно-компрессорных труб и их капитального ремонта / Галимуллин М.Л., Габдрахимов М.С., Сулейманов Р.И., Зарипова Л.М. // Актуальные вопросы инженерного образования – 2015: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции (Октябрьский, 27 ноября 2015 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Альфа Принт, 2016. – С. 97-103.

12. Галимуллин М.Л. Влияние широкопроходного клапана на подачу глубинного штангового насоса / Галимуллин М.Л., Габдрахимов М.С., Сулейманов Р.И., Зарипова Л.М., Зиянгиров А.Р. // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2015. – № 4. – С. 22-27.

13. Сулейманов Р.И. Совершенствование наддолготного гидроударника для роторного способа бурения: автореф. дис. ... канд. техн. наук / Сулейманов Рустэм Исакович. – Уфа, 2004. – 23 с.

14. Давыдов А.Ю. Методы контроля и диагностики винтовых насосных установок в процессе работы / Давыдов А.Ю., Зарипова Л.М., Сулейманов Р.И., Галимуллин М.Л. // Опыт, проблемы и перспективы развития неразрушающих методов контроля и диагностики машин и агрегатов: Сборник научных трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию юбилею филиала УГНТУ в г. Октябрьском и 20-летию лаборатории "Вибродиагностика машин и агрегатов нефтяной промышленности". 2017. - С. 122-129.

15. Сулейманов Р.И. Совершенствование наддолготного гидроударника для роторного способа бурения: дис. ... канд. техн. наук / Сулейманов Рустэм Исакович. – Уфа, 2004. – 108 с.

16. Сулейманов Р.И. Совершенствование системы охлаждения насосного агрегата ЦНС / Сулейманов Р.И., Галимуллин М.Л., Габдрахимов М.С., Зарипова Л.М., Сидоркин Д.И., Абдюкова Р.Я. // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2017: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. (Октябрьский, 31 марта 2017 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – Т. 1. – С. 399-402.

17. Сулейманов Р.И. Частотное регулирование бурового насоса НБТ-600 / Сулейманов Р.И., Габдрахимов М.С., Галимуллин М.Л., Зарипова Л.М., Зайнаглина Л.З., Давыдова О.В. // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2017: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. (Октябрьский, 31 марта 2017 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – Т. 1. – С. 388-392.

18. Сулейманов Р.И. Техническая диагностика нефтепромыслового оборудования / Сулейманов Р.И., Галимуллин М.Л., Петров В.А., Зарипова Л.М., Зайнаглина Л.З. // Опыт, проблемы и перспективы развития неразрушающих методов контроля и диагностики машин и агрегатов: сборник научных трудов Международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию юбилею филиала УГНТУ в г. Октябрьском и 20-летию лаборатории «Вибродиагностика машин и агрегатов нефтяной промышленности» (Октябрьский, 10 февраля 2017 г.) / отв. ред. Р.Н. Сулейманов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – С. 159-164.

19. Сулейманов Р.И. Влияние положения ствола скважины на транспортировку бурового шлама / Сулейманов Р.И., Зайнаглина Л.З., Зарипова Л.М., Галимуллин М.Л. // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2-х т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 96-100.

20. Галимуллин М.Л. Комплексно-механизированный цех ремонта и входного контроля насосно-компрессорных труб НКТ в условиях ООО «Таргин Механосервис» / Галимуллин М.Л., Габдрахимов М.С., Зарипова Л.М., Сулейманов Р.И. // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2-х т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 38-43.

УДК 665.6+543.42

НАНОТЕХНОЛОГИИ В НЕФТЕГАЗОВОМ ДЕЛЕ. НАНОКАТАЛИЗАТОРЫ

И.Ю. Пронин

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ
в г.Октябрьском, студент гр. БМП-20-11)*

А.М. Хабибуллин

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ
в г.Октябрьском, студент гр. БГР-21-11)*

М.Я. Хабибуллин

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ)

в г.Октябрьском, доцент)
Г.М.Астафьева
(АО «АК ОЗНА», начальник конструкторского отдела)

Аннотация: В данной статье мы рассмотрим нанокатализаторы и подчеркнем важность их использования в нефтегазовом деле.

Ключевые слова: нанотехнологии, нанокатализатор, платина, нефтегазовая отрасль, наномасштаб.

UDC 665.6+543.42

NANOTECHNOLOGY IN THE OIL AND GAS INDUSTRY. NANOCATALYSTS

I.Y. Pronin
*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum
Technological University in the City of Oktyabrsky,
student gr. BMP-20-11)*
A.M. Khabibullin
*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum
Technological University in the City of Oktyabrsky,
student gr. BGR-21-11)*
M.Ya.Khabibullin
*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum
Technological University in the City of Oktyabrsky,
assistant professor)*
G.M.Astafieva
(AK OZNA JSC, head of the design department)

Abract: In this article, we will look at nanocatalysts and emphasize the importance of their use in the oil and gas industry.

Keywords: nanotechnology, nanocatalyst, platinum, oil and gas industry, nanoscale.

Введение

Нанотехнологии - это область науки и техники, изучающая и работающая с материалами и структурами на наномасштабе, то есть с размерами в диапазоне от 1 до 100 нанометров [1-4].

Применение нанотехнологий в нефтегазовом деле

Нанотехнологии занимаются проектированием, созданием и применением материалов, устройств и систем на наноуровне, что открывает новые возможности и перспективы в различных областях науки и техники [5-7].

Нанотехнологии играют все более значительную роль в нефтегазовой отрасли, привнося инновации и улучшения в различные процессы и технологии. Ниже приведены некоторые примеры применения нанотехнологий в нефтегазовой отрасли:

1. Наноконпозиционные материалы: использование наночастиц при создании композитных материалов позволяет повысить прочность, устойчивость к коррозии и износу, а также уменьшить вес и улучшить теплопроводность оборудования и конструкций [8-9].

2. Нанокатализаторы: наночастицы могут быть использованы в процессах каталитического крекинга, гидрогенирования и других химических процессах для улучшения производительности и эффективности [10].

3. Наносенсоры: наноизмерители могут быть применены для мониторинга состава и качества нефтепродуктов, обнаружения утечек и контроля за процессами в реальном времени [11].

4. Нанотрубки: углеродные нанотрубки используются для усиления буровых колонн, улучшения их прочности и жесткости, а также снижения трения при бурении [12].

5. Нанопесок: применение наноизмельченного песка в буровых растворах позволяет улучшить проникновение и разрушение породы при бурении скважин [13-14].

6. Нанотехнологии для очистки и обработки воды: наночастицы могут быть использованы для очистки загрязненных вод в процессах добычи нефти и газа, а также водоподготовки для паровой инъекции [15-16].

Применение нанотехнологий в нефтегазовой отрасли открывает новые возможности для повышения производительности, сокращения затрат, улучшения экологической безопасности и развития новых методов добычи и переработки углеводородов. Более детально мы рассмотрим нанокатализаторы [17-20].

Нанокатализаторы

Нанокатализаторы имеют значительный потенциал для применения в нефтегазовой отрасли из-за их уникальных свойств, таких как высокая поверхностная активность, высокая площадь поверхности и улучшенная кинетика реакций.

Некоторые из областей применения нанокатализаторов в нефтегазовой отрасли включают: 1. Гидроочистка нефти и газа; 2. Гидрирование; 3. Синтез газа; 4. Рековерсия метана.

Нанокатализаторы позволяют улучшить производительность процессов переработки нефти и газа, снизить затраты на энергию и повысить качество и экологическую безопасность конечных продуктов.

Один из наиболее часто используемых нанокатализаторов в нефтегазовой отрасли - это платина (Pt). Платина является одним из самых эффективных катализаторов для различных химических реакций, особенно в области гидроочистки и гидрирования в нефтегазовой промышленности. Ее уникальные свойства, такие как высокая активность, устойчивость к высоким температурам и химической коррозии, делают ее привлекательным выбором для катализаторов в различных процессах нефтегазовой отрасли.

Кроме того, другие металлические нанокатализаторы, такие как палладий (Pd), родий (Rh) и их сочетания, также широко используются в нефтегазовой промышленности в различных каталитических процессах для улучшения качества и эффективности производства нефтепродуктов.

Нанокатализаторы на основе металлов нано- и микромасштаба также активно изучаются и разрабатываются для улучшения процессов очистки сырья и повышения эффективности переработки нефти и газа.

Вместе с этим нанокатализаторы на основе других материалов, таких как оксиды металлов или углеродные нанотрубки, также представляют интерес для нефтегазовой отрасли и могут использоваться в различных процессах для улучшения реакций и обработки углеводородов.

Вывод

Нанокатализаторы играют важную роль в нефтегазовой промышленности, поскольку они способны улучшить процессы переработки нефти и газа, повысить эффективность каталитических реакций и уменьшить негативное воздействие на окружающую среду.

Список использованных источников

1. Галимуллин М.Л. Новейшие технологические линии (оборудования) для входного контроля насосно-компрессорных труб и их капитального ремонта / Галимуллин М.Л., Габдрахимов М.С., Сулейманов Р.И., Зарипова Л.М. // Актуальные вопросы инженерного образования – 2015: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции (Октябрьский, 27 ноября 2015 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Альфа Принт, 2016. – С. 97-103.

2. Галимуллин М.Л. Влияние широкопроходного клапана на подачу глубинного штангового насоса / Галимуллин М.Л., Габдрахимов М.С., Сулейманов Р.И., Зарипова Л.М., Зиянгиров А.Р. // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2015. – № 4. – С. 22-27.
3. Сулейманов Р.И. Совершенствование наддолотного гидроударника для роторного способа бурения: автореф. дис. ... канд. техн. наук / Сулейманов Рустэм Исакович. – Уфа, 2004. – 23 с.
4. Давыдов А.Ю. Методы контроля и диагностики винтовых насосных установок в процессе работы / Давыдов А.Ю., Зарипова Л.М., Сулейманов Р.И., Галимуллин М.Л. // Опыт, проблемы и перспективы развития неразрушающих методов контроля и диагностики машин и агрегатов: Сборник научных трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию юбилею филиала УГНТУ в г. Октябрьском и 20-летию лаборатории "Вибродиагностика машин и агрегатов нефтяной промышленности". 2017. - С. 122-129.
5. Сулейманов Р.И. Совершенствование наддолотного гидроударника для роторного способа бурения: дис. ... канд. техн. наук / Сулейманов Рустэм Исакович. – Уфа, 2004. – 108 с.
6. Сулейманов Р.И. Совершенствование системы охлаждения насосного агрегата ЦНС / Сулейманов Р.И., Галимуллин М.Л., Габдрахимов М.С., Зарипова Л.М., Сидоркин Д.И., Абдюкова Р.Я. // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2017: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. (Октябрьский, 31 марта 2017 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – Т. 1. – С. 399-402.
7. Сулейманов Р.И. Частотное регулирование бурового насоса НБТ-600 / Сулейманов Р.И., Габдрахимов М.С., Галимуллин М.Л., Зарипова Л.М., Зайнаглина Л.З., Давыдова О.В. // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2017: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. (Октябрьский, 31 марта 2017 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – Т. 1. – С. 388-392.
8. Сулейманов Р.И. Техническая диагностика нефтепромыслового оборудования / Сулейманов Р.И., Галимуллин М.Л., Петров В.А., Зарипова Л.М., Зайнаглина Л.З. // Опыт, проблемы и перспективы развития неразрушающих методов контроля и диагностики машин и агрегатов: сборник научных трудов Международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию юбилею филиала УГНТУ в г. Октябрьском и 20-летию лаборатории «Вибродиагностика машин и агрегатов нефтяной промышленности» (Октябрьский, 10 февраля 2017 г.) / отв. ред. Р.Н. Сулейманов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – С. 159-164.
9. Сулейманов Р.И. Влияние положения ствола скважины на транспортировку бурового шлама / Сулейманов Р.И., Зайнаглина Л.З., Зарипова Л.М., Галимуллин М.Л. // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2-х т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 96-100.
10. Галимуллин М.Л. Комплексно-механизированный цех ремонта и входного контроля насосно-компрессорных труб НКТ в условиях ООО «Таргин Механосервис» / Галимуллин М.Л., Габдрахимов М.С., Зарипова Л.М., Сулейманов Р.И. // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2-х т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 38-43.
11. Габдрахимов М.С. Бурение сейсмических скважин вибрационным методом / Габдрахимов М.С., Зарипова Л.М., Сулейманов Р.И., Габдрахимов Ф.С. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 1. – С. 68-71.
12. Саятгаллин И.Р. Оптимизированная конструкция забойного механизма подачи бурильного инструмента / Саятгаллин И.Р., Зарипова Л.М., Сулейманов Р.И., Зайнаглина Л.З., Габдрахимов М.С., Хабибуллина Р.Г. // Материалы 46-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием: в 2-х т. (Октябрьский, 26 апреля 2019 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2019. – Т. 1. – С. 356-359.

13. Давыдов А.Ю. Бурение скважин на азрированной нефти с применением отечественных забойных телеметрических систем / Давыдов А.Ю., Габдрахимов М.С., Хабибуллин М.Я., Сулейманов Р.И., Зарипова Л.М. // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2017. – № 6. – С. 69-73.

14. Петров В.А. Привод цепной ПЦ-80 с многоступенчатой передачей / Петров В.А., Петрова Л.В., Зайнагалина Л.З., Зарипова Л.М., Сулейманов Р.И., Хасанов Э.А. // Материалы 44-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 2-х т. (Октябрьский, 28 апреля 2017 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – Т. 1. – С. 270-273.

15. Галимуллин М.Л. Увеличение срока службы штанговых насосов в АНК «Башнефть» / Галимуллин М.Л., Габдрахимов М.С., Сулейманов Р.И., Хабибуллин М.Я., Зарипова Л.М., Хабибуллина Р.Г. // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2018. – № 1. – С. 18-23.

16. Габдрахимов М.С. Исследования колебательных процессов электробура / Габдрахимов М.С., Сулейманов Р.И., Зарипова Л.М. // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2018: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. (Октябрьский, 30 марта 2018 г.) / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2018. – Т. 2. – С. 19-21.

17. Сулейманов Р.И. Факторы, влияющие на эффективность шламообразования / Сулейманов Р.И., Габдрахимов М.С., Зарипова Л.М., Галимуллин М.Л. // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2-х т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 101-104.

18. Давыдов А.Ю. Компоновки колонны штанг с амортизатором крутильных колебаний / Давыдов А.Ю., Сулейманов Р.И., Давыдова О.В. // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2017: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. (Октябрьский, 31 марта 2017 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – Т. 1. – С. 324-331.

19. Зарипова Л.М. Двигатель забойный винтовой 7LZ172 с повышенной надёжностью трансмиссионного вала / Зарипова Л.М., Габдрахимов М.С., Петров В.А., Галимуллин М.Л., Сулейманов Р.И., Давыдов А.Ю., Зайнагалина Л.З., Стройкин Г.А. // Материалы 44-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 2-х т. (Октябрьский, 28 апреля 2017 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – Т. 1. – С. 229-232.

20. Галимуллин М.Л. Клапан широкопроходной всасывающий глубинного штангового насоса / Галимуллин М.Л., Сулейманов Р.И., Габдрахимов М.С., Зарипова Л.М. // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2-х т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 34-38.

УДК 665

ПРИМЕНЕНИЕ НЕЙРОСЕТЕЙ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

А.А. Смагин

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском,
студент гр. БГР-20-12)*

О.В. Давыдова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, преподаватель)

Р.И. Сулейманов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

М.Л. Галимуллин

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Аннотация. В данной статье рассматривается использование нейросетей в нефтегазовой промышленности. Они применяются для оптимизации процессов поиска и разработки месторождений, просвечивания скважин, прогнозирования спроса на нефть и газ, а также для разработки инновационных методов добычи. Это позволяет повысить эффективность и снизить затраты в нефтегазовой отрасли.

Ключевые слова: нейросети, нефтегазовая промышленность, автоматизация, исследование скважин.

UDC 665

1. APPLICATION OF NEURAL NETWORKS IN THE OIL AND GAS INDUSTRY

A.A. Smagin

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, student gr. BGR-20-12)*

O.V. Davydova

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, teacher)*

R.I. Suleimanov

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, assistant professor)*

M.L. Galimullin

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, assistant professor)*

2. **Abstract.** This article discusses the use of neural networks in the oil and gas industry. They are used to optimize the processes of prospecting and development of fields, drilling wells, forecasting demand for oil and gas, as well as to develop innovative production methods. This improves efficiency and reduces costs in the oil and gas industry.

3. **Keywords:** neural networks, oil and gas industry, automation, well testing.

С 1990-х годов при использовании российских месторождений недропользователи накопили обширный набор разнообразных первичных данных. Этот массив включает в себя промысловые показатели со скважин, замеры давлений, характеристики оборудования, корреляционные диаграммы, карты, схемы кустования и поверхностного обустройства скважин. С появлением цифровизации данные, ранее хранившиеся на бумаге в архивах, были перенесены в корпоративные базы данных, что привело к изменению формата мониторинга и планирования разработки месторождений [1-4].

В структуре нейронной сети присутствуют входные нейроны, представляющие собой векторы значений, такие как последовательность чисел, например, пиксели изображения при обработке картинок или замеры промысловых показателей в нефтяной отрасли. Эти данные затем передаются в скрытый слой, где нейроны принимают сигналы, преобразовывают их и передают следующему нейрону. Выходной нейрон формирует итоговое значение, отражающее работу нейронной сети [2-8].

Обучение нейронной сети включает в себя корректировку весов (значимости параметров) путем их изменения. Изначально веса устанавливаются случайным образом, что может привести к несоответствию результатов реальности. Для коррекции используется метод обратного распространения ошибки. Это включает вычисление разницы между фактическими и прогнозными значениями; если условия не выполняются, алгоритм корректирует веса нейронов в обратном направлении. Обучение считается завершенным при достижении определенного критерия, такого как минимизация ошибки, функции потерь или выполнение заданного числа итераций [9-11].

Потенциал использования.

В рамках современной нефтегазовой промышленности, применение нейронных сетей в математических моделях и компьютерном моделировании стало одним из важнейших направлений исследований. Они демонстрируют уникальные возможности для оптимизации процессов поиска и разработки новых нефтяных и газовых месторождений, позволяя обрабатывать и анализировать большие объемы данных о геологических структурах и свойствах пород [12-14].

Более того, данные модели способны эмулировать и предсказывать поведение данных структур при различных условиях, что значительно сокращает затраты времени и ресурсов на исследования и эксплуатацию месторождений.

Одной из актуальных областей применения нейросетей в нефтегазовой индустрии является автоматическая интерпретация геофизических данных. Геофизические исследования играют важную роль в изучении подземных формаций и определении наличия нефтегазовых месторождений. С помощью обучения нейронных сетей на больших объемах данных, полученных с помощью геофизических методов исследования, можно автоматически определять границы формаций и их свойства. Это приводит к экономии времени для специалистов-геологов и геофизиков, а также обеспечивает более точные результаты интерпретации и более оперативное принятие решений относительно дальнейшей эксплуатации месторождений [15-18].

Кроме того, нейронные сети также применяются для прогнозирования поведения нефтегазовых скважин. Модели на основе нейронных сетей могут анализировать различные параметры скважин, такие как давление, температура, расход и состав флюидов, и предсказывать их будущее поведение. Это крайне важно для оптимизации процессов эксплуатации скважин, контроля производительности и предотвращения возможных аварий.

Также стоит отметить возможности применения нейронных сетей для оптимизации процессов транспортировки и хранения нефти и газа. Автоматический анализ данных о потоках, давлении, температуре и прочих параметрах в трубопроводах и хранилищах с использованием нейронных сетей позволяет предсказывать оптимальные режимы работы системы. Это приводит к энергосбережению, снижению затрат на обслуживание и улучшению безопасности процесса транспортировки нефти и газа, предотвращению аварий, а также предоставление оптимальных решений для улучшения эффективности системы транспортировки и хранения нефти и газа [19, 20].

Кроме того, нейронные сети широко применяются в области исследования скважин. Исследование скважин позволяет получить информацию о свойствах породы и флюидов внутри скважины. Обработка больших объемов данных, полученных при исследовании, с помощью нейронных сетей позволяет получать более точные и детальные характеристики скважины, такие как проницаемость породы, наличие нефти или газа, содержание примесей и другие параметры. Это помогает определить потенциальную коммерческую ценность скважин и принять решение о дальнейшей эксплуатации.

Развитие нейросетевых технологий также влияет на разработку инновационных методов добычи нефти и газа. С помощью нейронных сетей возможно оптимизировать процессы гидроразрыва пласта и закачки воды на месторождениях для поддержания пластового давления. Использование этих методов позволяет повысить объемы добычи и снизить затраты на процессы добычи.

Кроме того, нейросетевые модели используются для прогнозирования спроса на нефть и газ, анализа рыночных тенденций и принятия решений в сфере энергетики. Это помогает оптимизировать процессы закупки и продажи нефти и газа, прогнозировать цены и минимизировать риски на рынке энергоресурсов [21-25].

Возможности применения методов машинного обучения в нефтегазовой отрасли огромны, также, как и объем данных. Первые шаги в направлении цифровизации промышленности уже предприняты.

В целом, применение нейронных сетей в нефтегазовой промышленности позволяет существенно улучшить эффективность процессов производства и эксплуатации, обеспечить

точность и оперативность принятия решений, а также снизить затраты на исследования и разработку новых месторождений.

Список использованных источников:

1. Опыт применения российского комплекса LWD при изменении механической скорости бурения скважин / А. Ю. Давыдов, Р. В. Вафин, И. А. Яхина, И. А. Давыдов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2023. – № 9(369). – С. 36-40. – DOI 10.33285/0130-3872-2023-9(369)-36-40.
2. Расчет параметров амортизатора крутильных колебаний штанговой колонны винтовой насосной установки / А. Ю. Давыдов, Р. В. Вафин, Э. М. Альмухаметова, И. А. Давыдов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2023. – № 5(137). – С. 24-28. – DOI 10.33285/1999-6934-2023-5(137)-24-28.
3. Давыдов А. Ю. Применение управляющих экспертных систем для мониторинга работы винтовых насосных установок с поверхностным приводом / А. Ю. Давыдов, Э. Ф. Велиев, И. А. Давыдов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2023. – № 6(138). – С. 5-9. – DOI 10.33285/1999-6934-2023-6(138)-5-9.
4. Винтовой забойный двигатель с интегрированной телеметрической системой / А. Ю. Давыдов, И. А. Яхина, М. Я. Хабибуллин, И. А. Давыдов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2020. – № 11 (335). – С. 30-34. – DOI 10.33285/0130-3872-2020-11(335)-30-34.
5. Давыдов А. Ю. Строительство скважин с применением наддолотных модулей / А. Ю. Давыдов, И. А. Яхина, Л. М. Зарипова // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2020. – № 2 (326). – С. 16-19. – DOI 10.33285/0130-3872-2020-2(326)-16-19
6. Исследование работы электроцентробежного насоса в «правой» зоне / И. Г. Фаттахов, Р. Р. Кадыров, А. М. Зиятдинов, А. Ю. Давыдов, В. О. Червяков // Современные проблемы науки и образования. – 2015. – № 1-2. – С. 75.
7. Бурение скважин на азрированной нефти с применением отечественных забойных телеметрических систем / А. Ю. Давыдов, М. С. Габдрахимов, М. Я. Хабибуллин, Р. И. Сулейманов, Л. М. Зарипова // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2017. – № 6. – С. 69-73.
8. Давыдов А. Ю. Оценка влияния крутильных колебаний штанговой колонны на работу винтовой насосной установки: специальность 05.02.13 "Машины, агрегаты и процессы (по отраслям)": диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Давыдов Александр Юрьевич. – Уфа, 2002. – 125 с.
9. Давыдов А. Ю. Исследования динамики работы скважинного оборудования винтовых насосных установок с поверхностным приводом: монография / А. Ю. Давыдов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – 106 с.
10. Davydov A. Yu. Monitoring of the operation of surface-driven screw pumping units using expert control systems / A. Yu. Davydov // Journal of Physics: Conference Series. – 2019. – Vol. 1333. – № 4. – Номер статьи 042005. – DOI: 10.1088/1742-6596/1333/4/042005.
11. Davydov A. Yu. Bit measuring systems / A. Yu. Davydov, I. A. Yakhina // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science (International Conference on Innovations and Prospects of Development of Mining Machinery and Electrical Engineering 2019, IPDME 2019). – 2019. – Vol. 378. – № 1. – Номер статьи 012078. – DOI: 10.1088/1755-1315/378/1/012078.
12. Davydov A. Y. Experience in using the Russian LWD complex for well drilling / A. Y. Davydov, I. A. Yakhina // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2020. – Vol. 952. – № 1. – Номер статьи 012041. – DOI: 10.1088/1757-899X/952/1/012041.
13. Davydov A.Y. Downhole screw motor with integrated telemetry system / A. Y. Davydov, I. A. Yakhina // Journal of Physics: Conference Series. – 2021. – Vol. 1753. – № 1. – Номер статьи 012070. – DOI: 10.1088/1742-6596/1753/1/012070.
14. Davydov A. Yu. Utilization of expert systems for screw pump sets with surface drive management / A. Yu. Davydov (Yurievich, Davydov Alexander) // Advances in Engineering Research

- (AER) (International conference "Actual issues of mechanical engineering" (AIME 2018)). – 2018. – Vol. 157. – Pp. 129-133.
15. Яппаров Р. Р. Повышение эффективности эксплуатации скважин с боковыми стволами в условиях Туймазинского месторождения нефтегазодобывающего управления «Туймазанефть» / Р. Р. Яппаров, А. Ю. Давыдов // Сборник научных трудов 43-й международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском: в 2-х т. / отв. ред. В. Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 326-330.
16. Сабитова А. И. Повышение эффективности эксплуатации фонда скважин, осложненного выносом механических примесей, на Ардатовском месторождении / А. И. Сабитова, А. Ю. Давыдов // Сборник научных трудов 43-й международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском: в 2-х т. / отв. ред. В. Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 243-246.
17. Зарипова Л.М. Методы очистки от асфальтосмолопарафиновых отложений / Л.М. Зарипова, А.Ю. Давыдов, Т.З. Ганиев // Материалы 44-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – Т. 1. – С. 243-246.
18. Гиниятуллин И. К. Усовершенствование гидрозащиты электроцентробежного насоса ЭЦНМ-50-1300 / И. К. Гиниятуллин, А. Ю. Давыдов // Материалы Всероссийской 40-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 3-х т. / отв. ред. К. Т. Тынчеров. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. – Т. 2. – С. 43-46.
19. Давыдов А.Ю. Двигатель ВЗД 1-195 с повышенной надежностью шпиндельной секции / А.Ю. Давыдов, П.Д. Крюков // Материалы 44-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – Т. 1. – С. 195-198.
20. Давыдов А. Ю. Расчет параметров амортизатора крутильных колебаний штанговой колонны / А. Ю. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2013: сборник научных трудов международной научно-технической конференции в 3-х т. / ред. кол. В. Ш. Мухаметшин [и др]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. – Т. 2. – С. 159-166.
21. Давыдов А. Ю. Насос буровой УНБ-600 с усовершенствованным корпусом / А. Ю. Давыдов, И. И. Шарифуллин // Сборник научных трудов 43-й международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском: в 2-х т. / отв. ред. В. Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 35-38.
22. Повышение эффективности работы гидрораспределителя гидропривода ШГН / Р. И. Сулейманов, М. Я. Хабибуллин, В. А. Петров, А. Ю. Давыдов, О. В. Давыдова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2017: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В. Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – Т. 1. – С. 392-395.
23. Давыдов А. Ю. Усовершенствование сепаратора CPF-V-2010 / А. Ю. Давыдов, Г. Р. Низаева // Сборник научных трудов 43-й международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском: в 2-х т. / отв. ред. В. Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 33-35.
24. Анализ надёжности установок погружных центробежных насосов в нефтегазодобывающих компаниях / М. Я. Хабибуллин, А. Г. Гиляев, Л. З. Самигуллина, Р. И. Сулейманов, А. Ю. Давыдов, Э. Р. Васильева // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2021. – № 1(129). – С. 18-27. – DOI 10.17122/ntj-oil-2021-1-18-27.
25. Давыдов А.Ю. Применение наддолотного модуля при бурении скважин / А.Ю. Давыдов, И.А. Яхина // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2019: сборник трудов

УДК 378

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ MICROSOFT TEAMS В ДИСТАНЦИОННОМ ОБУЧЕНИИ

Е.А. Таганова

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ
в г.Октябрьском, студент гр. БСН-20-11)*

Д.Р. Гильмутдинов

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ
в г.Октябрьском, студент гр. БСН-20-11)*

М.Я. Хабибуллин

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ
в г.Октябрьском, доцент)*

Аннотация: В данной статье рассмотрим дистанционное обучение вузах. Узнаем его плюсы и минусы. Проанализируем приложение Microsoft Teams и выявим эффективность его использования.

Ключевые слова: Microsoft Teams, дистанционное обучение, программы, плюсы и минусы, гибкость.

UDC 378

USING MICROSOFT TEAMS IN DISTANCE LEARNING

E.A. Taganova

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum
Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. BSN-20-11)*

D.R. Gilmutdinov

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum
Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. BSN-20-11)*

M.Ya.Khabibullin

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum
Technological University in the City of Oktyabrsky,
assistant professor)*

Abstract: In this article, we will consider distance learning in universities. Let's find out its pros and cons. Let's analyze the Microsoft Teams application and identify the effectiveness of its use.

Key words: Microsoft Teams, distance learning, programs, pros and cons, flexibility.

В последнее десятилетие онлайн обучение стало неотъемлемой частью высшего образования. Благодаря его гибкости и доступности, студенты имеют возможность получить качественное образование, не ограничиваясь географическими или временными рамками. Однако, как и в любой сфере, в онлайн обучении всегда есть плюсы и минусы [1-4].

Онлайн обучение стимулирует самостоятельность и самоорганизацию студентов. Оно требует от них больше ответственности за свое обучение и развитие. Студенты должны быть готовы планировать свое время и следить за дедлайнами самостоятельно. Эти навыки являются важными для последующей успешной карьеры и представляют собой дополнительное преимущество для студентов, выбравших онлайн форму обучения [5-6].

Не следует забывать и о том, что онлайн обучение в вузе позволяет студентам экономить деньги. Оно обычно стоит дешевле, чем традиционное обучение, так как не требует

дополнительных затрат на переезд, проживание и материалы. Это делает образование более доступным для широкой аудитории студентов, включая тех, у кого ограниченный бюджет [7-8].

Кроме того, онлайн обучение в вузе предоставляет студентам доступ к огромному количеству образовательных ресурсов. Они могут получить информацию из первых рук, прослушав лекции по приложениям таких как Zoom, Discord, Vebinar и **Microsoft Teams** от экспертов той или иной области. Это открывает перед студентами новые горизонты и помогает им получить более глубокое и широкое понимание своей области знаний [9-10].

Рассмотрим приложение Microsoft Teams

Одним из основных преимуществ Microsoft Teams является его многофункциональность. Платформа позволяет создавать виртуальные комнаты для проведения занятий, где есть возможность проводить видеоконференции, обмениваться сообщениями в чате, делиться файлами и презентациями. Это делает процесс обучения более интерактивным и позволяет студентам активно участвовать в уроках. Благодаря возможности записи занятий, студенты могут повторять материал и осознанно усваивать информацию [11-15].

Еще одним преимуществом Microsoft Teams является его интеграция с другими программами и сервисами. Студенты могут легко обмениваться файлами с помощью OneDrive и работать с ними в реальном времени. Также есть возможность интеграции с программами для создания онлайн-тестов и опросов, что позволяет преподавателям эффективно контролировать прогресс студентов и проводить оценку знаний [16-18].

Однако, помимо преимуществ есть и некоторые недостатки, связанные с использованием Microsoft Teams. Во-первых, для комфортного использования платформы нужна стабильная интернет-связь. В случае проблем с сетью возникает риск прерывания занятий и недоступности учебного материала. Кроме того, для полноценного использования функций Teams требуется время на изучение и освоение интерфейса и функционала, что может быть проблематично для студентов и преподавателей, не имеющих опыта работы с подобными платформами [19].

Также стоит отметить, что некоторые студенты могут испытывать трудности с концентрацией во время онлайн-уроков. Отсутствие физического присутствия в аудитории и возможность прокрастинировать или отвлечься на другие задачи может затруднить процесс обучения. Тем не менее, эти проблемы могут быть преодолены с помощью правильной организации и контроля со стороны преподавателей [20].

Заключение

В заключение, улучшение онлайн обучения в вузах является важной задачей современного образования. Взаимодействие между преподавателями и студентами, разнообразие образовательных материалов и развитие технологической инфраструктуры являются ключевыми факторами, способными повысить эффективность и качество онлайн обучения. Однако, важно помнить, что необходимо сохранять баланс между использованием современных технологий и сохранением человеческого фактора в образовании. Только так можно достичь максимальных результатов и обеспечить студентам учебный процесс, отвечающий современным требованиям и стандартам.

Список использованных источников

1. Галимуллин М.Л. Увеличение срока службы штанговых насосов в АНК «Башнефть» / Галимуллин М.Л., Габдрахимов М.С., Сулейманов Р.И., Хабибуллин М.Я., Зарипова Л.М., Хабибуллина Р.Г. // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2018. – № 1. – С. 18-23.

2. Габдрахимов М.С. Исследования колебательных процессов электробура / Габдрахимов М.С., Сулейманов Р.И., Зарипова Л.М. // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2018: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. (Октябрьский, 30 марта 2018 г.) / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2018. – Т. 2. – С. 19-21.

3. Сулейманов Р.И. Факторы, влияющие на эффективность шламообразования / Сулейманов Р.И., Габдрахимов М.С., Зарипова Л.М., Галимуллин М.Л. // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2-х т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 101-104.
4. Давыдов А.Ю. Компонировка колонны штанг с амортизатором крутильных колебаний / Давыдов А.Ю., Сулейманов Р.И., Давыдова О.В. // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2017: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. (Октябрьский, 31 марта 2017 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – Т. 1. – С. 324-331.
5. Габдрахимов М.С. Бурение сейсмических скважин вибрационным методом / Габдрахимов М.С., Зарипова Л.М., Сулейманов Р.И., Габдрахимов Ф.С. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 1. – С. 68-71.
6. Саитгалин И.Р. Оптимизированная конструкция забойного механизма подачи бурильного инструмента / Саитгалин И.Р., Зарипова Л.М., Сулейманов Р.И., Зайнагалина Л.З., Габдрахимов М.С., Хабибуллина Р.Г. // Материалы 46-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием: в 2-х т. (Октябрьский, 26 апреля 2019 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2019. – Т. 1. – С. 356-359.
7. Давыдов А.Ю. Бурение скважин на азрированной нефти с применением отечественных забойных телеметрических систем / Давыдов А.Ю., Габдрахимов М.С., Хабибуллин М.Я., Сулейманов Р.И., Зарипова Л.М. // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2017. – № 6. – С. 69-73.
8. Петров В.А. Привод цепной ПЦ-80 с многоступенчатой передачей / Петров В.А., Петрова Л.В., Зайнагалина Л.З., Зарипова Л.М., Сулейманов Р.И., Хасанов Э.А. // Материалы 44-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 2-х т. (Октябрьский, 28 апреля 2017 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – Т. 1. – С. 270-273.
9. Зарипова Л.М. Двигатель забойный винтовой 7LZ172 с повышенной надёжностью трансмиссионного вала / Зарипова Л.М., Габдрахимов М.С., Петров В.А., Галимуллин М.Л., Сулейманов Р.И., Давыдов А.Ю., Зайнагалина Л.З., Стройкин Г.А. // Материалы 44-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 2-х т. (Октябрьский, 28 апреля 2017 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – Т. 1. – С. 229-232.
10. Сулейманов Р.И. Совершенствование системы охлаждения насосного агрегата ЦНС / Сулейманов Р.И., Галимуллин М.Л., Габдрахимов М.С., Зарипова Л.М., Сидоркин Д.И., Абдюкова Р.Я. // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2017: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. (Октябрьский, 31 марта 2017 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – Т. 1. – С. 399-402.
11. Сулейманов Р.И. Частотное регулирование бурового насоса НБТ-600 / Сулейманов Р.И., Габдрахимов М.С., Галимуллин М.Л., Зарипова Л.М., Зайнагалина Л.З., Давыдова О.В. // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2017: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. (Октябрьский, 31 марта 2017 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – Т. 1. – С. 388-392.
12. Сулейманов Р.И. Техническая диагностика нефтепромыслового оборудования / Сулейманов Р.И., Галимуллин М.Л., Петров В.А., Зарипова Л.М., Зайнагалина Л.З. // Опыт, проблемы и перспективы развития неразрушающих методов контроля и диагностики машин и агрегатов: сборник научных трудов Международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию юбилею филиала УГНТУ в г. Октябрьском и 20-летию лаборатории «Вибродиагностика машин и агрегатов нефтяной промышленности» (Октябрьский, 10 февраля 2017 г.) / отв. ред. Р.Н. Сулейманов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – С. 159-164.

13. Сулейманов Р.И. Влияние положения ствола скважины на транспортировку бурового шлама / Сулейманов Р.И., Зайнаглина Л.З., Зарипова Л.М., Галимуллин М.Л. // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2-х т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 96-100.

13. Галимуллин М.Л. Комплексно-механизированный цех ремонта и входного контроля насосно-компрессорных труб НКТ в условиях ООО «Таргин Механосервис» / Галимуллин М.Л., Габдрахимов М.С., Зарипова Л.М., Сулейманов Р.И. // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2-х т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 38-43.

15. Галимуллин М.Л. Клапан широкопроходной всасывающий глубинного штангового насоса / Галимуллин М.Л., Сулейманов Р.И., Габдрахимов М.С., Зарипова Л.М. // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2-х т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 34-38.

16. Галимуллин М.Л. Новейшие технологические линии (оборудования) для входного контроля насосно-компрессорных труб и их капитального ремонта / Галимуллин М.Л., Габдрахимов М.С., Сулейманов Р.И., Зарипова Л.М. // Актуальные вопросы инженерного образования – 2015: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции (Октябрьский, 27 ноября 2015 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Альфа Принт, 2016. – С. 97-103.

17. Галимуллин М.Л. Влияние широкопроходного клапана на подачу глубинного штангового насоса / Галимуллин М.Л., Габдрахимов М.С., Сулейманов Р.И., Зарипова Л.М., Зиянгиров А.Р. // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2015. – № 4. – С. 22-27.

18. Сулейманов Р.И. Совершенствование наддолотного гидроударника для роторного способа бурения: автореф. дис. ... канд. техн. наук / Сулейманов Рустэм Исакович. – Уфа, 2004. – 23 с.

19. Давыдов А.Ю. Методы контроля и диагностики винтовых насосных установок в процессе работы / Давыдов А.Ю., Зарипова Л.М., Сулейманов Р.И., Галимуллин М.Л. // Опыт, проблемы и перспективы развития неразрушающих методов контроля и диагностики машин и агрегатов: Сборник научных трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию юбилею филиала УГНТУ в г. Октябрьском и 20-летию лаборатории "Вибродиагностика машин и агрегатов нефтяной промышленности". 2017. - С. 122-129.

20. Сулейманов Р.И. Совершенствование наддолотного гидроударника для роторного способа бурения: дис. ... канд. техн. наук / Сулейманов Рустэм Исакович. – Уфа, 2004. – 108 с.

УДК 665.622.2

СПОСОБЫ УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ СИСТЕМЫ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОЙ СЕПАРАЦИИ ГАЗА В РАЙОНАХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА

Д. К. Терехов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ, студент гр. ММЭз-22-01)

В. Г. Афанасенко

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ, доцент)

Аннотация. При снижении пластового давления эффективность процесса низкотемпературной сепарации снижается в виду того, что основным элементом для получения холода используется дросселирующее устройство. При этом условно подготовленный природный газ теряет свойства товарного газа, и в конечном итоге при транспортировке его по магистральному трубопроводу возможно выпадение конденсата. Для решения подобной проблемы проводят модернизацию систем низкотемпературной сепарации с целью повышения их эффективности.

Ключевые слова: низкотемпературная сепарация; сепаратор; НТС; природный газ.

WAYS TO IMPROVE THE SYSTEM OF THE LOW-TEMPERATURE GAS SEPARATION IN THE FAR NORTH AREAS

D. K. Terekhov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University, student gr. MMEz-22-01)

V. G. Afanasenko

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University, assistant professor)

Abstract. As reservoir pressure decreases, the efficiency of the low-temperature separation process decreases due to the fact that the main element for producing cold is a throttling device. In this case, conditionally prepared natural gas loses the properties of commercial gas, and ultimately, when transporting it through the main pipeline, condensation may occur. To solve this problem, low-temperature separation systems are being modernized in order to increase their efficiency.

Keywords: low-temperature separation; separator; LTS; natural gas.

Свое применение природный газ нашел как в химической промышленности в качестве материала для производства полимеров, которые лежат в основе всех пластмассовых изделий, так и в энергетическом комплексе в качестве источника энергии. Поэтому на сегодняшний день добыча природного газа и газового конденсата является приоритетным направлением в промышленном сегменте нашего государства.

Для обеспечения заданных объемов добычи углеводородного сырья нефтегазовые компании должны рационально и эффективно проводить мероприятия по разработке месторождений, соблюдая все необходимые природоохранные меры. В противном случае интенсивный процесс добычи ценного сырья может быть осложнен быстрым падением дебита и сильной обводненностью пласта.

Однако на месторождениях инфраструктура не ограничивается только добывающим оборудованием. Следующим этапом идет подготовка флюида. Ведь газ или газовый конденсат, извлекаемые из скважины, могут содержать массу различных компонентов, к которым относятся вода, механические примеси, кислые компоненты, тяжелые углеводороды и т.п. Все это способствует развитию коррозионных процессов оборудования и образованию гидратов. Поскольку вся система промысловой подготовки газа необходима для его транспорта, то эффективность такой подготовки будет влиять на работу всей газотранспортной системы [1].

На сегодняшний день существует несколько способов очистки и осушки газа. К ним относят абсорбционный, адсорбционный и конденсационный методы. Абсорбционный метод подразумевает осушку влажного газа путем промывки его жидким поглотителем, в качестве которых могут выступать ди- и триэтинельгликоли. Процесс адсорбции осуществляется при контакте влажного газа с твердым гранулированным адсорбентом. Обычно на промыслах такими поглотителями выступают силикагели, цеолиты или оксид алюминия (Al_2O_3) [5]. Но не смотря на это, наибольшую популярность приобрел последний метод осушки газа – конденсационный, особенно процесс конденсации капельной жидкости при низкой температуре. Это связано не только с тем, что он подходит для стабилизации газового конденсата, но и с тем, что в состав газа входят высококипящие компоненты, которые в свою очередь не способны качественно улавливаться при помощи поглотителей. Единственный способ – это достижение определённых точек росы этих компонентов при помощи низких температур [3].

Однако применение данного метода может иметь ряд ограничений, поскольку процесс получения холода напрямую зависит от пластового давления. Процесс получения холода основан на эффекте Джоуля-Томпсона и связан с расширением газа через дроссельный элемент. Таким образом, при падении пластового давления эффективность сепарации газа будет снижаться и, следовательно, будет уменьшаться величина падения температуры при его редуцировании. Поэтому поддерживать процесс низкотемпературной сепарации на месторождениях с течением времени можно лишь за счет предварительного компримирования сырьевого газа или снижения температуры потока газа в холодильных установках, что может

быть экономически нецелесообразно, так как такие установки весьма дорогостоящие [4]. Единственное место, где возможно существование систем предварительного охлаждения газа – это объекты комплексной подготовки газа в холодных климатических зонах. Предварительное охлаждение может проводиться за счет энергии холода окружающей среды либо редуцированного газа, а элементами предварительного охлаждения могут выступать как сепарационные установки, так и теплообменные аппараты [6].

Если учитывать, что типичная установка НТС состоит преимущественно из первичного сепаратора, теплообменного аппарата, дросселирующего устройства и сепаратора НТС, представленных на рисунке 1, то в качестве модернизации могут выступать первичный теплообменник (аппарат воздушного охлаждения или холодильник) или компрессор на выходе из первичного сепаратора. Данные вариации системы представлены на рисунках 2 и 3.

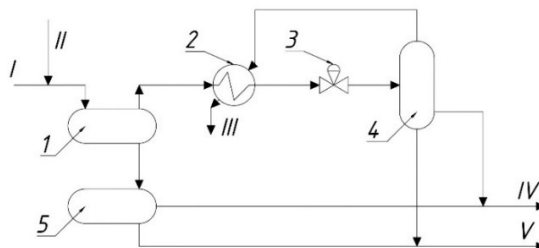


Рисунок 1 – Низкотемпературная сепарация газов газовых и газоконденсатных месторождений [2]:

1 – первичный сепаратор; 2 – теплообменник; 3 – дроссельный клапан; 4 – сепаратор НТС; 5 – разделитель; I – газ из скважины; II – подача метанола; III – осушенный отбензиненный газ; IV – нестабильный конденсат; V – водно-метанольный раствор на регенерацию

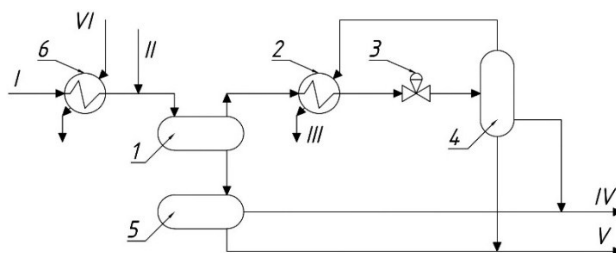


Рисунок 2 – Низкотемпературная сепарация газов газовых и газоконденсатных месторождений с холодильным устройством на входе в систему:

1 – первичный сепаратор; 2 – теплообменник; 3 – дроссельный клапан; 4 – сепаратор НТС; 5 – разделитель; 6 – холодильное устройство (теплообменник); I – газ из скважины; II – подача метанола; III – осушенный отбензиненный газ; IV – нестабильный конденсат; V – водно-метанольный раствор на регенерацию; VI – хладагент

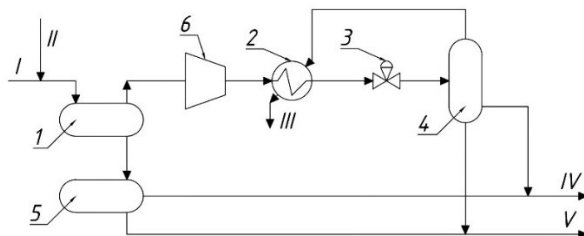


Рисунок 3 – Низкотемпературная сепарация газов газовых и газоконденсатных месторождений с компрессором на выходе из первичного сепаратора:

1 – первичный сепаратор; 2 – теплообменник; 3 – дроссельный клапан; 4 – сепаратор НТС; 5 – разделитель; 6 – компрессор; I – газ из скважины; II – подача метанола; III – осушенный отбензиненный газ; IV – нестабильный конденсат; V – водно-метанольный раствор на регенерацию

Как показывает практика, для оптимальной работы системы низкотемпературной сепарации сепаратор НТС должен работать в диапазоне температур от $-25\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$, при этом давление на входе в этот сепаратор должно удерживаться до $5,0\div 5,5$ МПа (изб.). В таких условиях обеспечивается значительный выход целевых компонентов C_{3+} и выше [2]. Таким образом, в условиях сильного падения пластового давления применение того или иного способа модернизации, представленного выше, должно выбираться согласно значению входного давления в систему НТС. К примеру, при достижении давления на входе в систему НТС в $5,0\div 5,5$ МПа (изб.) классический способ редуцирования газа будет нецелесообразным с экономической точки зрения, поэтому в данном случае возможно использование компрессорной установки на выходе из первичного сепаратора, представленного на рисунке 3. Если же давление на входе в систему НТС превышает 5,5 МПа (изб.), то возможно рассмотрение холодильного устройства, представленного на рисунке 2, в качестве модификация и способа повышения эффективности работы системы НТС. Однако в условиях сильного падения пластового давления будет экономически эффективнее совместное использование холодильного устройства и компрессорной установки, так как это позволит подбирать рабочие параметры системы НТС как по температуре, так и по давлению, обеспечивая при этом выполнение условий работы сепаратора НТС независимо от снижения пластового давления.

Список использованных источников:

1. Голубев В. Г. и др. Проблемы подготовки добываемого газа, обусловленные наличием сероводорода //Международный студенческий научный вестник. – 2021. – №. 2. – С. 141-141.
2. Синицин С. А., Королева Н. В. Переработка жидких и газообразных природных энергоносителей. – 2001.
3. Яркеева Н. Р., Ишбулатов И. А. К вопросу об эффективности технологии низкотемпературной сепарации //Нефтегазовое дело. – 2019. – Т. 17. – №. 1. – С. 13-23.
4. Низкотемпературная сепарация газа на малых месторождениях – перспектива развития [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.gazprommash.ru/factory/vestnik/vestnik6/vestnik6_st17/ (дата обращения: 07.03.2024).
5. Осушка газа [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://neftegaz.ru/tech-library/economy/147951-osushka-gazov/> (дата обращения: 06.03.2024).
6. Установка комплексной подготовки газа [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://neftegaz.ru/tech-library/oborudovanie-dlya-sbora-i-podgotovki-nefti-i-gaza/142234-ustanovka-kompleksnoy-podgotovki-gaza/> (дата обращения: 07.03.2024).

УДК 628.9

ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН ФОНТАННЫМ, ГАЗЛИФТНЫМ СПОСОБАМИ И МЕРОПРИЯТИЯ ПО УВЕЛИЧЕНИЮ ДОБЫЧИ

Р. А. Файзуллина

*(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском,
студент гр. БГР-20-12)*

О.В. Давыдова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, преподаватель)

Р.И. Сулейманов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

М.Л. Галимуллин

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Аннотация. В данной статье рассмотрим вопрос эксплуатации скважин фонтанным и газлифтным способами. Более подробно разберем типологию мероприятий, способствующих повышению дебита.

Ключевые слова: фонтан, глубина залегания, искривление ствола, газовый фактор, песчаная пробка, начальное давление.

UDC 628.9

WELL OPERATION BY FOUNTAIN AND GAS LIFT METHODS AND MEASURES TO INCREASE PRODUCTION

R. A. Faizullina

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, student gr. BGR-20-12)*

O.V. Davydova

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, teacher)*

R.I. Suleimanov

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, assistant professor)*

M.L. Galimullin

*(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University
in the City of Oktyabrsky, assistant professor)*

Abstract. In this article, we will consider the issue of well operation by fountain and gas lift methods. Let's take a closer look at the typology of activities that contribute to increasing the flow rate.

Keywords: fountain, depth of occurrence, trunk curvature, gas factor, sand plug, initial pressure.

Начнем с того, что следует обозначать эксплуатационным объектом только один пласт или часть слоистого разреза, которые добываются с помощью специальной технологии. Ради преобразования рабочих режимов энергетических источников требуется их воздействие. В то же время определяется шанс длительной эксплуатации пластов при различных режимах. Поскольку большая часть залежей включает в себя некоторое количество продуктивных пластов или горизонтов, верное распределение объектов играет решающую роль в определении числа скважин, допустимых дебитов и себестоимости добычи нефти. Следовательно, объем затрат на бурение и эксплуатацию месторождения [1-3].

На газоконденсатном месторождении возникает ряд факторов, связанных с геологией, климатом и технологией, которые характеризуют условия эксплуатации скважин как сложные. На многопластовом газоконденсатном месторождении имеются чисто нефтяные, чисто газовые и газовые залежи с примесью нефти. Большинство залежей характеризуется смешанным режимом, где преобладает газ, выделяющийся из нефти, и воды, проявляющие активность на поздних стадиях разработки. Проект разработки не предусматривает поддержание пластового давления, поэтому эксплуатация залежей будет осуществляться при постепенном снижении давления, уровня жидкости в скважинах и увеличении подъема.

Газлифт в настоящее время широко используется на нефтяных месторождениях для добычи нефти. Газлифт оказался более эффективным, чем другие методы механизированной добычи, благодаря своей надежности и производственным возможностям. В целом условия подъема жидкости в газлифтной скважине определяются параметрами подъема, давлением рабочего агента и параметрами пласта. Его наиболее важной функцией является высота подъема жидкости [4,5].

Как непрерывный, так и периодический подъем жидкости может быть достигнут с помощью газлифта на месторождении, что подчеркивает его целесообразность. Для достижения оптимальной эффективности скважины с дебитом более 30 тонн/сутки предлагается эксплуатировать с непрерывным газлифтом. Периодический газлифт следует использовать в скважинах, работающих с дебитами ниже 30 тонн/сут. Газоконденсатные месторождения предлагают наиболее реалистичные условия для периодического газлифта для поддержания проектных объемов добычи до завершения разработки [6-8].