

Оптимизация составов буровых растворов для предотвращения и ликвидации осложнений при бурении



Д.В. Евдокимов



М.Е. Коваль



О.А. Фоменко

Д.В. Евдокимов¹, EvdokimovDV@samnipi.rosneft.ru
М.Е. Коваль^{1,2}, к.т.н., KovalME@samnipi.rosneft.ru
О.А. Фоменко¹, FomenkoOA@samnipi.rosneft.ru

¹ ООО «СамарНИПИнефть», г. Самара
² ФГБОУ ВО «СамГТУ», г. Самара

Рассматриваются эффективные способы предупреждения и ликвидации осложнений, возникающих при бурении, базирующиеся на подборе оптимальных составов буровых растворов. Представлены передовые технологии и инновационные решения, разработанные для борьбы с поглощениями бурового раствора, обеспечения стабильности ствола скважины в зонах неустойчивых пород. Подняты вопросы, связанные с регулированием свойств буровых растворов, улучшением противоизносных и антифрикционных свойств промывочных жидкостей. Показаны перспективные направления совершенствования составов буровых растворов.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: предупреждение и ликвидация осложнений при бурении, поглощения бурового раствора, обеспечение стабильности ствола скважины в зонах неустойчивых пород, регулирование свойств буровых растворов, противоизносные и антифрикционные свойства буровых растворов, цифровые технологии для снижения рисков бурения

ENG

Optimization of Drilling Fluid Compositions to Prevent and Control Complications While Drilling

D.V. Evdokimov¹, M.E. Koval^{1,2}, PhD
O.A. Fomenko¹

¹ "SamaraNIPIneft" LLC, Samara
² FGBOU VO "SamSTU", Samara

The authors consider the effective methods to prevent and control the complications while drilling, based on the selection of optimal drill fluid compositions and present the advanced methods and innovative solutions designed to control drill mud loss cases thus ensuring wellbore stability in the areas of unstable formations. The paper covers the issues related to monitoring of drilling fluids properties, improvement of anti-wear and anti-friction properties of washing fluids and illustrates the perspective directions to improve the drilling fluid compositions.

KEY WORDS: prevention and control of complications while drilling, absorption of drilling mud, ensuring the borehole stability in areas of unstable formations, monitoring the drilling fluid properties, anti-wear and anti-friction properties of drilling fluids, digital technologies to reduce risks while drilling



Общества группы ПАО «НК «Роснефть» активно внедряют передовые технологии в области бурения, которые позволяют эффективно извлекать запасы углеводородов, залегающие в труднодоступных и геологически неблагоприятных для бурения пластах, наращивая таким образом технологический потенциал компании. Свою лепту в развитие корпоративного технологического преимущества вносит и ведущий центр компетенций по строительству и реконструкции скважин ООО «СамараНИПИнефть», при котором создан Специализированный институт по технологии бурения в области строительства и реконструкции скважин (СИТ БУРЕНИЕ). За Специализированным институтом закреплены функции генпроектирования в части выполнения проектов строительства скважин на суше с приоритетом на выполнение сложных, ключевых проектов компании. Институт регулярно организует и проводит конференции, круглые столы и другие мероприятия, способствующие продвижению инноваций в области бурения. Положительный опыт внедрения новейших разработок аккумулируется, анализируется и тиражируется в целях повышения эффективности производственных процессов. Постоянной темой мероприятий института, не теряющей своей актуальности, остается проблема минимизации рисков возникновения осложнений, проявляющихся в процессе бурения: обвалов, осыпей пород, проходимость скважиной, поглощений бурового и цементного раствора, прихватов бурового инструмента и целого ряда других серьезных осложнений.

На сегодняшний день существует множество эффективных технологий предупреждения и ликвидации осложнений при бурении. Постоянно улучшается буровое оборудование, модернизируются инструменты и приборы. Совершенствуются и технологии промывки скважин, неразрывно связанные с подбором оптимальных составов буровых растворов. Сервисные службы буровых компаний, независимые сервисные организации, научно-исследовательские и проектные институты, профильные вузы ведут интенсивный поиск инновационных решений в области разработки и применения буровых растворов. Приходит осознание необходимости научного подхода к проблеме оптимизации составов промывочных жидкостей, вложения средств в наукоемкие технологии, исследования, их апробацию и продвижение.

При этом поток информации о разработках последних лет нуждается в изучении, осмыслении и систематизации. Возможно, выявление тенденций в процессах совершенствования составов буровых растворов не только поможет сориентироваться в инновационных трендах сопровождения растворов, но и облегчит процесс подбора оптимальной рецептуры буровой жидкости и регулирования ее свойств в зависимости от решаемых технологических задач.

Одной из базовых задач оптимизации систем буровых растворов является более эффективное решение проблем, связанных с осложнениями, возникающими

в процессе бурения. Рассмотрим конкретные примеры предложений по предотвращению и ликвидации наиболее распространенных осложнений.

ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ПОГЛОЩЕНИЙ БУРОВОГО РАСТВОРА

Поглощения бурового раствора в процессе бурения скважин – осложнение, способное привести к целому ряду нежелательных последствий, влекущих за собой увеличение затрат на проводку скважин.

Большая часть предложений, позволяющих снизить затраты на поглощения буровых растворов, связана с ликвидацией уже произошедших осложнений. Но поглощения выгоднее предупредить, чем ликвидировать, поэтому буровые компании заинтересованы в предупреждении поглощений. Методология предупреждения поглощений сегодня, как правило, основана на чисто механистических вариантах: снижении репрессии, механической кольматации, прокачке консолидирующих «пачек». Усовершенствованный метод предупреждения поглощений, предложенный коллективом авторов ООО «Химпром» и ООО «АКРОС», состоит в модификации буровых растворов специальными композициями, обеспечивающими «самозалечивание» трещин пласта, способными «экранировать» трещиноватую зону в процессе углубления скважины без остановки процесса бурения и отключения очистных устройств.

Для предотвращения поглощений в несовместимых условиях бурения, в качестве технологической жидкости для бурения скважин специалистами ООО «НПК «Спецбурматериалы» рекомендована технологическая жидкость «Полиэконал Аква ТР», представляющая собой малоплотную безглинистую суспензию на водной основе с дисперсной фазой в виде торфощелочного реагента «ПолиТЦР». Среди ее достоинств – широкие пределы регулирования технологических свойств [1].

К группе реагентов, специально разработанных для обработки буровых растворов с целью предотвращения или устранения проблем, связанных с бурением в условиях поглощения, в частности, для ликвидации потерь бурового раствора при вскрытии высокопроницаемых горных пород (истощенные слабосцементированные песчаники, микротрещиноватые сланцы) в условиях низких пластовых давлений, относятся и реагенты-кольматанты серии «Полиплаг» (марки 6А, Б-10, Б-30), «Полифибр» и «Полифильтрол» (АО «НПО«Полицелл»). Реагенты экологически безвредны, со временем подвержены биологическому разложению.

РЕШЕНИЯ ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОГЛОЩЕНИЙ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ

К сожалению, несмотря на принятие превентивных мер, не всегда удается исключить проявления поглощений. Есть мнение, что большая часть непроизводительного времени, относящегося к геологическим осложнениям, тратится именно на ликвидацию поглощений промывочной жидкости [2]. При этом в большинстве проектов, где существует высокий риск поглощений, проблема их ликвидации решается комплексно. Ключевую роль в этом процессе играет применение **кольматационных составов**.

С 2018 г. для ликвидации поглощений различной интенсивности успешно применяется разработка ООО НПП «БУРИНТЕХ» – **кольматирующий материал BIT-Plug**. Данная технология заключается в закачке в скважину раствора кольматирующего материала, из которого при минимальном перепаде давления жидкость легко уходит в пласт, оставляя в зоне поглощения плотную непроницаемую корку. В дальнейшем корка не размывается и позволяет продолжить бурение без дополнительных процедур по установке цементных мостов, что значительно экономит время строительства скважины и, как следствие, снижает стоимость буровых работ.

К новшествам ООО НПП «БУРИНТЕХ» относится и технология применения **тиксотропного тампонажного материала с изменяемой реологией BIT-Cem-Fix**, основанная на способности некоторых технологических жидкостей изменять вязкостные свойства в зависимости от механического воздействия на них. Материал BIT-Cem-Fix позволяет ликвидировать поглощения различной интенсивности с минимальными временными и финансовыми затратами. Раствор готовится и перемешивается в стандартном цементовочном оборудовании. После достижения оптимальных свойств, состав прокачивается в

зону поглощения. За счет своей структуры материал равномерно заполняет поглощающий интервал, ликвидируя поглощение. При этом раствор в отличие от других материалов не уходит в пласт, оставаясь в зоне поглощения. Таким образом, объемы применяемого раствора существенно сокращаются.

К разработкам для борьбы с поглощениями можно отнести также **технология для ликвидации поглощений BIT-SBC**, разработанную и внедренную компанией ООО НПП «БУРИНТЕХ». Технология заключается в последовательной закачке в скважину двух компонентов тампонирующей смеси, которые, перемешиваясь в зоне поглощения, образуют твердую субстанцию, закупоривающую поры, щели и отверстия различной величины. Компоненты композиции готовятся на буровой отдельно и закачиваются послойно с разделительным буфером, что исключает затвердевание на поверхности либо в буровом инструменте. После смешения состав твердеет за 10–60 секунд, закупоривая даже большие зоны поглощения. Композиция обладает хорошей адгезией как к песчаникам, так и к карбонатным породам. Низкая стоимость технологии – также существенный фактор. Эффективность технологии BIT-SBC доказана многочисленными промысловыми работами в различных геологических условиях и в широком диапазоне интенсивности поглощения. География работ – Башкирия, Оренбургская область (Кулагинское, Таймурзинское, Манчаровское месторождения), другие регионы.

Есть данные об успешном опыте применения нового **материала FRACSEL** (ООО «АКРОС») для кольматации микротрещин в стволе скважин. Смесь волокон FRACSEL образует эффективный барьер, останавливающий или минимизирующий проникновение жидкости в микротрещины, создает «сеть» с твердыми частицами, каплями эмульсии и полимерами, чтобы сократить время для формирования эффективной фильтрационной корки, обеспечивая тем самым поддержание стабильности ствола скважин.

В отношении пород, где обратная проницаемость крайне важна для обеспечения оптимального притока углеводородов, компания Halliburton предлагает специально разработанный **комплексный кольматант BaraBlend-657** – многосоставной материал, включающий только кислоторастворимые частицы. При частичных или полных потерях раствора в зонах поглощения с шириной трещин свыше 3000 мкм кольматант BaraBlend-657 можно дополнить **кольматантом BARAFLAKE® С**. Такая комбинация успешно перекрывает трещины шириной более 3000 мкм. В кавернозных зонах, где частицы кольматанта не могут восстановить циркуляцию, применяется **улучшенный химический кольматант ThermaTek® RSP** от Halliburton, представляющий собой быстроотверждающийся кислоторастворимый химический герметик, специально предназначенный для перекрытия кавернозных и пористых пород. Материал быстро набирает прочность на сжатие до 2500 фунт/дюйм², при этом время набора

прочности регулируется, что снижает риски преждевременного отверждения.

При ликвидации катастрофических поглощений, по заявлению авторов, положительно зарекомендовала себя технология **QUICK-STONE™** (ГК «Миррико»), основанная на использовании тонкодисперсного порошка органоминерального происхождения. Система имеет низкий вязкостный профиль, при этом может достаточно быстро переходить в твердое состояние. После затвердевания легко разбушивается, обладает контролируемым набором прочности и имеет регулируемый «линейный профиль» схватывания.

ГК «Миррико» также рекомендует к применению технологию **CAVE-BLOCK™** для ликвидации катастрофических поглощений без выхода циркуляции – использование вязкоупругого состава, формирующего за счет уплотнения плотную пробку, препятствующую поглощению. **CAVE-BLOCK™** представляет собой органоминеральную композицию с размером частиц до 500 мкм. Плотность ее варьируется в диапазоне 1,03–1,10 г/см³ за счет изменения компонентного состава смеси. Композиция может использоваться в системах буровых растворов на основе рассолов (плотность до 1,5 г/см³).

С той же целью ликвидации катастрофических поглощений бурового раствора специалисты ООО «Химпром» предлагают использовать **блокирующий состав Ultra-Block** – смесь на основе неорганических соединений и разноформатных волокон. При использовании состава за счет высокой фильтратоотдачи при минимальных перепадах давления происходит формирование плотного экрана в зоне поглощения. Реагент можно применять в качестве кольматирующей пачки перед проведением тампонажных работ. Кислоторастворимая природа состава позволяет проводить работы в зоне продуктивных пластов. Регулируя диапазон концентраций блокирующего состава **Ultra-Block** в зависимости от скважинных условий, можно проводить ликвидацию поглощений через КНБК.

БУРЕНИЕ В ЗОНАХ НЕУСТОЙЧИВЫХ ПОРОД

Наряду с поглощениями буровых растворов актуальной проблемой бурения по-прежнему остаются осложнения, сопровождающие вскрытие пластов в зонах неустойчивых геологических отложений, склонных к осыпям, обвалообразованию, набуханию глин. В этом направлении работает ряд компаний, усилия и компетентность которых приносят значимые инновационные решения. Одна из таких организаций – АО «Сибирская сервисная компания» («ССК»). Для решения задач, связанных с обеспечением стабильности ствола скважины в зонах неустойчивых пород, филиал «ССК-Технологии» совместно с Нефтеюганским филиалом компании предлагает новую **систему бурового раствора «ЭКТА-БРИДЖ»**. Опытно-промышленные испытания разработки проводились на объектах ПАО «ГАЗПРОМ НЕФТЬ». Основа «ЭКТА-БРИДЖ» – бинарный комплекс, обеспечивающий высокую степень эффективного ингибирования взаимодействием

алюминатного комплекса **PRIMEPLEX** и латексного полимера «ЭКТАПЛАСТ». ОПИ подтвердили эффективность применения минерализованной ингибированной системы «ЭКТА-БРИДЖ» в качестве промывочной жидкости для бурения наклонно направленных и горизонтальных скважин в интервалах неустойчивых глин.

При бурении наиболее сложных скважин ГК «Миррико» используется **органический ингибитор глин Well Amin** – аминный реагент комплексного действия на основе смеси полиаминов. В 2020 г. бизнес-единица «Буровые растворы и технологии» ГК «Миррико» завершила строительство 10 горизонтальных двухколонных конструкций (2КК) скважин на высокоингибированном буровом растворе с применением собственной разработки **Well Amin**. При этом ранее для строительства скважин подобной конструкции применялись дорогостоящие и экологически небезопасные растворы на углеводородной основе.

По словам авторов, в отличие от большинства ранее применявшихся реагентов, высокоэффективный стабилизатор глин **Well Amin** более безопасен, совместим с широким спектром типов буровых растворов на водной основе и буровых реагентов, обладает бактерицидным эффектом, хорошо растворяется в воде, легко дозируется, не оказывает отрицательного влияния на технологические параметры растворов, не вызывает пенообразования, применим в широком диапазоне температурных и химических условий скважины.

При строительстве скважин сложного профиля, в том числе в неустойчивых зонах, используются инвертно-эмульсионные растворы, углеводородный характер дисперсионной среды которых позволяет снизить вероятность возникновения наиболее характерных осложнений, таких как потеря устойчивости стенок скважины, прихваты бурового инструмента. Основным недостатком растворов является их высокая стоимость. Специалистам «ПермНИПИнефть» в г. Перми (ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг») удалось усовершенствовать технологию промывки скважин сложного профиля с применением эмульсионных промывочных жидкостей за счет механизма инверсии фаз, инициируемого комплексом реагентов-инверторов. ОПИ показали, что применение разработанного **реверсивно-инвертируемого бурового раствора** позволяет существенно снизить объемы затрат на реагенты для промывочной жидкости [3].

Одним из заслуживающих внимания решений для обеспечения стабильности ствола скважины в интервалах пластичных глин, обвалоопасных аргиллитов, хемогенных пород является инновационный **экологичный биоразлагаемый буровой раствор на синтетической основе BIE DRILL**, разработанный специалистами «ИСК «ПетроИнжиниринг». Рецепт обратная эмульсия **BIE DRILL** на синтетической основе, состоящей из алканов, циклоалканов и их изомеров, подходит для применения в труднодоступных районах Арктики. Лабораторные испытания раствора показали, что отсутствие в составе **BIE DRILL** ароматических соединений и растворимых

минеральных солей делает промывочную жидкость гораздо менее опасной для окружающей среды, чем растворы на углеводородной и ряд растворов на водной основе.

Поиском эффективных решений проблем бурения интервалов, сложенных глинами, занимаются многие специалисты, в том числе сотрудники компании ООО «УК «Татбурнефть». На их счету – ряд перспективных разработок в области совершенствования составов буровых растворов, к которым относятся, например, **рецептуры высокоингибированных буровых растворов TBR-MudMax и TBR-NounGel**, прошедшие испытания в лабораториях «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть», «БашНИПИнефть» ПАО АНК «Башнефть» и «КогалымНИПИнефть» ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь». Испытания подтвердили, что подобранные рецептуры могут обеспечить удержание кыновских глин от осыпания при строительстве горизонтальных скважин на девон. Также подтверждены их выраженные псевдопластичные, выносящие свойства и устойчивость к солевой агрессии.

В 2021 г. проведены успешные испытания усовершенствованной версии классического гипсоизвесткового раствора **ГИБР-3** – бурового раствора на формиате натрия, представляющего собой модификацию безглинистого биополимерсолевого ингибированного бурового раствора. В ходе строительства скважин установлено, что буровой раствор ГИБР-3 имеет широкий диапазон регулирования параметров, а также высокую степень ингибирования, тем самым удовлетворяя требованиям, предъявляемым в настоящее время к растворам многоцелевого использования. Параметры бурового раствора являются стабильными и соответствуют регламентируемым значениям. Его состав самодостаточен и устойчив к биоразложению, избыточные компоненты отсутствуют. Нормы расхода компонентов достаточны и способны сохранять стабильность системы при разбавлении водной фазой до 10 %. Также буровой раствор ГИБР-3 способен легко восстанавливать первоначальные параметры после обработки материалами, входящими в состав системы.

Работы по совершенствованию ингибированных буровых растворов для бурения в интервалах неустойчивых аргиллитовых пород ведутся и в филиале ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени. В результате проведенных научных изысканий разработана рецептура ингибирующего бурового раствора на водной основе с применением **комплексного реагента Polysil Potassium** (патент РФ № 2755108), что позволило повысить технико-экономические показатели строительства сложных скважин.

Альтернативу «классическим» ингибирующим системам предлагают разработчики составов **HPWBM** (High Performanced Water Based Mud) – высокоэффективных систем на водной основе. Сервисные компании предлагают различные составы таких систем, но основное, что их объединяет, – это способность справляться с целым комплексом проблем бурения одновременно, благодаря специально подобранному спектру компонентов, от-

вечающих за контроль стабильности ствола скважины, снижение трения, контроль наработки и т.д. Такой состав раствора обеспечивает контроль уровня ингибирования гидратации глин, безопасность, экологичность процесса бурения, выполнение других функций. Необходимо отметить, что системы HPWBM – наглядный пример, характеризующий наметившуюся тенденцию в процессах оптимизации технологических жидкостей, – тяготение к развитию многофункциональности составов буровых растворов, к совмещению в одной жидкости нескольких свойств для одновременного решения комплекса технологических задач.

Качественное улучшение свойств буровых растворов на водной основе может быть достигнуто также переводом их в прямые эмульсии. Для создания буровых эмульсий первого рода в ООО «Химпром» был разработан **эмульгатор Neodirect-emul**, формирующий эмульсию Пикеринга, в стабилизации которой помимо основного эмульгатора участвуют микродисперсные твердые частицы (бентонит, микрорамор и пр.), закрепляющиеся на границе «масло – вода». При наработке коллоидной глинистой фазы происходит дополнительная стабилизация раствора твердыми частицами – связанные монослои коллоидных частиц создают для капель эмульсии механические и стерические барьеры. Применение эмульсии первого рода в качестве бурового раствора позволяет предотвратить диспергирование глинистых пород и улучшить очистку скважины от выбуренной породы, повысить устойчивость аргиллито-глинистых пород и снизить риск осыпей в процессе углубления скважины (в т.ч. при долговременных простоях), сократить количество фильтрационных потерь, повысить стабильность бурового раствора во времени.

РЕГУЛИРОВАНИЕ СВОЙСТВ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Нередко чередование пород в геологическом разрезе при бурении вызывает необходимость в изменении некоторых функций бурового раствора. Чтобы не заменять раствор, его свойства регулируют в процессе бурения на подходе к соответствующему интервалу. От правильного выбора типа и свойств раствора зависят скорость и качество строительства скважин [4]. Для конкретных условий бурения определяются набор основных функций раствора и те свойства, которые обеспечат их выполнение. Оптимальный подбор рецептур раствора и регулирование его свойств – задача, не теряющая своей актуальности, от решения которой во многом зависит успешность бурения.

Буровые растворы, как известно, – это многофазные дисперсные системы, твердая фаза в которых представлена частицами глинопорошка или утяжелителя. При строительстве скважин часто возникают проблемы с наработкой твердой фазы раствора, что влечет за собой трудности с регулированием реологических свойств составов. Чрезмерно высокие реологические свойства

становятся причиной увеличения эквивалентной циркуляционной плотности, возникновения нежелательных знакопеременных нагрузок на стенки ствола скважины и проявления других негативных факторов. Поэтому постоянно совершенствуются добавки, регулирующие вязкость глинистых растворов. Для этой цели предназначен, например, реагент ООО НПП «БУРИНТЕХ» «СИНСИЛ», позволяющий регулировать вязкостные свойства буровых растворов. Эта добавка представляет собой водный раствор поверхностно-активных веществ со вспомогательными компонентами, оказывающими разжижающее действие на буровой раствор, препятствующими налипанию глинистого шлама на сетки вибросит, предотвращающими сальникообразование на долоте и элементах КНБК.

В состав глинистых растворов часто входят реагенты на основе **модифицированных лигносульфонатов – феррохромлигносульфонаты (ФХЛС)**. Однако возможность их применения ограничивается рядом негативных факторов: содержанием токсичного хрома, наличием пенообразующей способности, а также снижением объемов и качества основного источника сырья. Усовершенствовать ингибиторы на основе ФХЛС смогли научные сотрудники ФГБОУ ВО «УГНТУ». Ими разработан реагент ФХЛС-2М, обеспечивающий эффективное снижение показателей вязкости (до 60 %) и фильтрации. Сегодня реагент выпускается в промышленных масштабах для буровых предприятий РФ и других стран, что приобретает высокую актуальность в условиях необходимости импортозамещения [5].

УЛУЧШЕНИЕ ПРОТИВОИЗНОСНЫХ И АНТИФРИКЦИОННЫХ СВОЙСТВ РАСТВОРОВ

Безаварийность строительства скважин сложного профиля зависит от многих факторов, не последнюю роль в которых играют свойства промывочной жидкости, способствующие достижению оптимального значения коэффициента трения при бурении. Для улучшения смазывающей способности раствора в него традиционно добавляют различные смазывающие добавки, а кроме того графит и даже сырую нефть. Но усложнение условий бурения требует создания новых высокоэффективных добавок, способных снижать коэффициенты трения и предотвращать любые виды прихватов, а также сальникообразование. В последнее десятилетие возросло число исследований, посвященных способам снижения риска прихватов бурильных и обсадных труб, что представляет несомненный интерес для специалистов буровых компаний [6].

Широкий ассортимент смазочных добавок для различных условий применения имеется у ООО НПП «БУРИНТЕХ». В частности, предлагаются многочисленные варианты **смазочной добавки «Лубрикант БУРИНТЕХ (БЛ)»**. Разработаны и апробированы рецептуры для различных условий применения. Высокую эффективность для освобождения от прихвата показывает **«БУРИНТЕХ Антистик»** – комплексный противоприхватный реагент для освобождения колонны от дифференциального прихвата. Представляет собой смесь присадок и про-

изводных жирных кислот в углеводородном носителе. Дегидратирует и разрушает глинистую фильтрационную корку, создавая каналы для прохода жидкости и уравнивания давления, смачивает и смазывает бурильную колонну для снижения сил трения и крутящего момента, облегчая расхаживание и освобождение колонны.

Улучшенными антифрикционными свойствами обладает экологичная **смазывающая добавка «Биолуб Green»** (ГК «Миррико»). Рецепт «Биолуб Green» снижает трение в контакте «металл – металл» и липкость фильтрационной корки, сокращает расход смазывающей добавки, оптимизирует смазывающие свойства как в малоглинистых, так и в загрязненных, утяжеленных буровых растворах. На всех объектах внедрения смазывающей добавки «Биолуб Green» при бурении наклонно направленных, горизонтальных скважин был подтвержден высокий коэффициент скольжения при спуске обсадных колонн и хвостовиков.

Улучшение свойств пресных и минерализованных буровых растворов, применяемых при бурении вертикальных и наклонно направленных участков нефтяных и газовых скважин, эффективное снижение коэффициента трения, существенное уменьшение опасности возникновения дифференциальных прихватов, облегчение движения бурового инструмента, увеличение срока службы буровых долот обеспечивает **смазочная добавка «ТИТАН-ЭКО»** группы компаний «Титан», обладающая высокими противоизносными и антикоррозионными свойствами. Добавка не вызывает пенообразования и кроме снижения коэффициента трения улучшает параметры основных технологических свойств буровых растворов.

При бурении в интервале пластичных легко гидратируемых, высококоллоидальных глин и не до конца сформированных глинистых сланцев (чаще всего под кондуктор и первую промежуточную колонну) на породоразрушающем инструменте и КНБК образуются сальники. Сальникообразование также может привести к серьезным осложнениям при бурении. Несмотря на относительную проработанность мер по предупреждению сальникообразования и достаточно высокий уровень используемых технологий работа по совершенствованию способов профилактики сальникообразования не прекращается. Не одно десятилетие деятельность по улучшению характеристик противосальниковых добавок и выработке рекомендаций по их применению ведет, к примеру, ООО «НПК «Спецбурматериалы», специалисты которого занимаются изучением свойств и разработкой обширного спектра реагентов для бурения. По заявлению производителя, снижение момента трения на 50 % и риска возникновения прихвата на 70 % обеспечивает реагент этой компании **«Полиантифрик»** – противосальниковая добавка, представляющая собой композицию поверхностно-активных веществ с различными присадками. В процессе исследований были выявлены дополнительные противоприхватные свойства данного реагента. Добавка обладает повышенными

адгезионными свойствами к металлическим поверхностям. За счет образования на них защитной пленки препятствует налипанию глин на буровой инструмент и колонну бурильных труб, эффективно снижает усталостный износ бурового инструмента. Реагент «Полиантифрик» не содержит в своем составе органических растворителей, относительно безопасен для окружающей среды. Специально подобранную композицию поверхностно-активных веществ представляет собой еще один реагент ООО «НПК «Спецбурматериалы» – «Полидегленд», также обладающий противосальниковыми свойствами. Добавка снижает адгезию глинистых частиц к металлическим поверхностям бурильной колонны, позволяет уменьшить сальникообразование на долоте и элементах КНБК, повысить механическую скорость бурения.

СНИЖЕНИЕ РИСКОВ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ОСЛОЖНЕНИЙ: РАСШИРЕНИЕ ВОЗМОЖНОСТЕЙ

Оптимальное решение при выборе системы бурового раствора – один из наиболее важных факторов, влияющих на эффективность процессов строительства скважин в целом и предотвращение осложнений в частности. Разработчики систем буровых растворов сходятся во мнении, что никаких готовых универсальных решений в этой области не существует. Поиск действенных методов решения проблем осложнений осуществляется в разных направлениях. Оптимизации буровых составов во многом способствует сегодня цифровизация производственных процессов строительства скважин.

Очень важным аспектом при выборе состава буровых растворов является снижение рисков возникновения осложнений при бурении. Для этой цели используется **программный продукт «РН-СИГМА»**, разработанный специалистами «РН-БашНИПИнефть» (ПАО «НК «Роснефть»). «РН-СИГМА» позволяет построить геомеханическую модель устойчивости ствола скважины, оценить риски поглощений бурового раствора, обрушения стенки скважины, притока пластовой жидкости в скважину и образования магистральной трещины. Помогает подобрать плотность бурового раствора, необходимую для сохранения устойчивости ствола скважины. В числе прочего благодаря «РН-СИГМА» пользователям доступна оценка рисков пескопроявлений и разрушения цементного кольца в процессе эксплуатации скважины.

В качестве примера успешного применения цифровых технологий для снижения рисков бурения можно привести российские автоматизированные системы интеллектуального бурения **АСИБ «iDrill»** и **АСИБ «iDrill»-Горизонт**, предлагаемые ООО «Интегра-Технологии» ГК «Интегра». Системы обеспечивают увеличение механической скорости проходки, снижение биения, вибрации и износа элементов КНБК и бурильной колонны, улучшают показатели работы забойного двигателя, увеличивают срок службы долота и, как следствие, снижают количество незапланированных СПО. Системы также улучшают качество ство-

ла скважины (снижение извилистости) и обеспечивают дохождение бурильной колонны и нагрузки на долото до забоя в горизонтальных скважинах.

В целях снижения количества аварийности и несчастных случаев на производстве в ГК «Интегра» успешно прошли опытно-промышленные испытания **системы видеоаналитики SmartRig**. Система SmartRig является цифровым новшеством в области искусственного интеллекта. Система SmartRig посредством видеокамер, установленных на буровой установке, обеспечивает незамедлительное распознавание «нерегламентированного действия», регистрацию этого нарушения и немедленное уведомление лиц, ответственных за промышленную безопасность и соблюдение технологических регламентов.

С помощью цифровых решений реализуется также оптимизация подбора кольматантов. Индивидуальный подбор кольматанта под заданный размер пор коллектора позволяет осуществлять **программный пакет OptiBridge™**, в котором используется один из самых эффективных на сегодняшний день методов подбора фракционного состава кольматанта – теория идеальной упаковки.

Аналогичную функцию выполняет **программа MarCS Engineer®** ООО НИИЦ «Недра-тест». Правильный подбор фракционного состава кольматанта минимизирует загрязнение продуктивного пласта во время бурения, а также снижает риск дифференциального прихвата бурильного инструмента и обсадных колонн. Эффективность подбора утяжелителей бурового раствора при помощи MarCS Engineer® на основе предложенных моделей подтверждена лабораторными исследованиями и промышленной практикой. Широкий спектр возможностей предусмотрен в **DiPC Engineer®** – прикладном программном обеспечении тех же разработчиков ООО НИИЦ «Недра-тест», позволяющем произвести гидравлический расчет промывки при бурении скважины любой геометрии и конфигурации. Алгоритмы расчетов основаны на методиках Е.Г. Леонова и В.И. Исаева для различных реологических моделей промывочной жидкости. DiPC Engineer® можно использовать как расчетный инструмент для прогнозирования эквивалентной циркуляционной плотности бурового раствора и других процессов.

Следует отметить, что существенный вклад в совершенствование составов буровых растворов и технологических жидкостей для борьбы с осложнениями вносят также профильные вузы, обладающие серьезным инновационным потенциалом. Значимых результатов им помогают добиваться компании, имеющие мощные исследовательские базы и производственные участки для апробации новых разработок. Например, специалисты научного Центра «Арктика» Санкт-Петербургского горного университета совместно с коллегами из Института «Газпром ВНИИГАЗ» осуществляют разработку **систем сшивателей и технологии изоляции рапосодержащих пластов** при бурении скважин Ковыктинского газоконденсатного месторождения. Функция новых реагентов для бурения высокоагрессивных солевых пластов в ситуации,

когда сильноминерализованная вода затрудняет процесс безаварийного их вскрытия, – изолировать осложненный участок, чтобы обеспечить надежную и долговечную крепь скважины [7].

Научно-исследовательская деятельность профильных вузов поддерживается грантами государственных научных фондов, научными программами федерального и регионального уровней. Серьезное исследование по изучению течений и реологии **многокомпонентных нанофлюидов**, их фрикционных характеристик, процессов многофазной фильтрации и вытеснения, межфазного натяжения и смачиваемости проведено ИНИГ СФУ. В результате экспериментов, финансируемых Российским научным фондом, было установлено, что добавка наносупензий и наноэмульсий в буровой раствор приводит к значительному улучшению свойств буровых растворов. Добавление наночастиц в буровые растворы уменьшает трение между обсадной колонной и стенкой ствола скважины. Испытания нанодобавок к буровым растворам на углеводородной основе, таких как наночастицы оксида алюминия, оксида титана и оксида кремния, показали, что очень важным параметром оказывается их концентрация. Концентрации менее 0,2 мас. % были признаны оптимальными. Более высокие концентрации могут привести к повышенному износу и большему коэффициенту трения.

Важный вклад в совершенствование составов буровых растворов вносят исследователи ГБОУ ВО АГНИ. Одна из последних значимых разработок кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин» ГБОУ ВО АГНИ – полимер-эмульсионный **буровой раствор АГНИ-DRILL**, в котором улучшенные смазочные свойства достигаются за счет комплексной добавки **Uni-drill** в сочетании с эффективными смазочными добавками [8]. Испытания раствора показали, что АГНИ-DRILL обладает рядом характеристик, имеющих важное практическое значение: помимо прямой функции – ингибирования глин, обеспечивающей устойчивость стенок скважин без образования эрозионных раз-

мывов, раствор снижает коэффициент трения более чем в два раза, что значительно понижает степень прихватов в монтмориллонитовых глинах.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Анализ информации о разработках последних лет в области сопровождения буровых растворов показал, что поиск эффективных рецептур технологических жидкостей для предупреждения и ликвидации осложнений при бурении базируется на современных достижениях науки и техники. Все чаще при подборе оптимальных составов буровых растворов применяются цифровые и интеллектуальные решения, способные учитывать уникальные геологические особенности каждого разреза и подбирать оптимальный состав бурового раствора на основе анализа накопленных данных. Создатели новых рецептур буровых жидкостей отмечают, что готового универсального решения в области подбора буровых растворов не существует. Тем не менее разработка составов, наделенных комплексом разноплановых функций и качеств, – тренд, наметившийся в последнее время в процессах оптимизации рецептур буровых растворов.

Уже создаются технологии, обеспечивающие совмещение в одном буровом растворе множества эффективных рабочих свойств, позволяющих добиваться высоких технико-экономических показателей бурения, снижающих затраты на строительство скважины и нивелирующих негативное воздействие на окружающую среду.

У авторов подобных эффективных технологий оптимизации буровых растворов, работы которых не вошли в данный обзор, есть возможность представить свои разработки в ходе мероприятий по актуальным проблемам инженерного сопровождения технологических жидкостей, организуемых Специализированным институтом по технологии бурения в области строительства и реконструкции скважин (СИТ БУРЕНИЕ) ООО «СамараНИПИнефть» (ПАО «НК «Роснефть»).

ИСПОЛЬЗОВАННЫЕ ИСТОЧНИКИ

1. Ноздря В.И. Специальные технологические составы для строительства и ремонта скважин в осложненных условиях / В.И. Ноздря, Б.А. Мартынов, А.П. Степанович, И.А. Бутко // НГН. – 2019. – № 6. – С. 45.
2. Инновационные решения и передовой опыт в области инжиниринга бурения: Открытая профессиональная полемика // НГН. – 2021. – № 2. – С. 22.
3. Попов С.Г. Исследование и разработка технологии применения реверсивно-инвертируемых эмульсионных промывочных жидкостей при бурении скважин: специальность 25.00.15 Технология бурения и освоения скважин: автореф. дис. ... канд. техн. наук / С.Г. Попов. – ФГБОУ ВО «УГНТУ». – Уфа, 2016. – С. 22–23.
4. Бабаян Э.В. Буровые технологии / Э.В. Бабаян. – 2-е изд., доп. – Краснодар: Совет. Кубань, 2009. – С. 149. – Текст: непосредственный.
5. Патент РФ №2574659 Способ получения реагентов для обработки буровых растворов / Ф.Х. Кудашева, Р.Н. Гимаев, А.Д. Бадикова, И.Н. Кулешова, И.А. Четвертнева, Л.П. Комкова; заявл. 12.01.2015; опубл. 10.02.2016.
6. Янгиров Ф.Н. Совершенствование смазочных добавок к буровым растворам / Ф.Н. Янгиров, А.Р. Яхин, Л.Д. Михеев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2016. – № 4 (106). – С. 21–27.
7. Ратников М. Горный университет создаст для «Газпрома» уникальные растворы для повышения эффективности добычи / М. Ратников. – Текст: электронный // Форпост Северо-Запад: [сайт]. – 2021. – 9 сент. – URL: <https://forpost-sz.ru/geo/nedra/2021-09-09/gornyj-universitet-sozdast-dlya-gazproma-unikalnye-rastvory-dlya-povysheniya> (дата обращения: 11.02.2022).
8. Хузина Л.Б. АГНИ-DRILL – комплексный буровой раствор для бурения кыновских аргиллитов / Л. Б. Хузина, Р. А. Усманов, С. И. Голубь // Нефть и газ. – 2016. – № 3. – С. 110–114.