

УДК 622.24

DOI: 10.31660/0445-0108-2022-4-77-92

Разработка комплекса высокощелочных рецептур буровых технологических жидкостей для строительства скважин в условиях сероводородной агрессии

С. В. Каменских

*Ухтинский государственный технический университет, Ухта, Россия
skamenskih@ugtu.net*

Аннотация. Бурение и крепление скважин в сероводородсодержащих высокопроницаемых горных породах довольно часто сопровождается сопутствующими осложнениями, такими как поглощения различной интенсивности и дифференциальные прихваты бурильного инструмента, а при снижении противодействия на такие пласты возможны проявления флюидов, содержащих сероводород. Это ухудшает параметры технологических жидкостей и требует приготовления новых порций, вызывая увеличение времени и стоимости строительства скважин. Поэтому разработка буровых технологических жидкостей для повышения эффективности строительства скважин в высокопроницаемых горных породах, вмещающих сероводород, является актуальной задачей. В статье представлены результаты исследований и разработки комплекса высокощелочных рецептур буровых технологических жидкостей, обеспечивающего качественное вскрытие и надежное крепление высокопроницаемых горных пород, содержащих сероводород, с практической реализацией на месторождениях Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции в условиях сероводородной агрессии.

Ключевые слова: комплекс высокощелочных рецептур буровых технологических жидкостей, высокопроницаемые горные породы, поглощение, дифференциальные прихваты, сероводородная агрессия

Для цитирования: Каменских, С. В. Разработка комплекса высокощелочных рецептур буровых технологических жидкостей для строительства скважин в условиях сероводородной агрессии / С. В. Каменских. – DOI 10.31660/0445-0108-2022-4-77-92 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2022. – № 4. – С. 77–92.

Developing a complex of high-alkaline of drilling process fluids formulations to well construction under conditions of hydrogen sulfide aggression

Sergey V. Kamenskikh

*Ukhta State Technical University, Ukhta, Russia
skamenskih@ugtu.net*

Abstract. Drilling and fastening of wells in hydrogen sulfide-containing highly permeable rocks is often accompanied by concomitant complications, such as absorptions of various intensities and differential sticking of the drilling tool, and with a decrease in back pressure on such formations, manifestations of fluids containing hydrogen sulfide. This degrades the parameters of process fluids and requires the preparation of new portions, causing an increase in the time and cost of well construction. Therefore, the development of drilling process fluids to improve the efficiency of well construction in highly permeable rocks containing hydrogen sulfide is an urgent

task. The article presents the results of research and development of a complex of high-alkaline of drilling process fluids formulations, which provides high-quality penetration and reliable fixation of highly permeable rocks containing hydrogen sulfide, with practical implementation at the fields of the Timan-Pechora oil and gas province under conditions of hydrogen sulfide aggression.

Keywords: complex of high-alkaline of drilling process fluids formulations, highly permeable rocks, absorption, differential sticking, hydrogen sulfide aggression

For citation: Kamenskikh, S. V. (2022). Developing a complex of high-alkaline of drilling process fluids formulations to well construction under conditions of hydrogen sulfide aggression. Oil and Gas Studies, (4), pp. 77-92. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2022-4-77-92

Введение

Исследование горно-геологических условий Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (ТПНГП) позволило выявить повышенное содержание сероводорода (H_2S) в высокопроницаемых коллекторах. Анализ результатов исследований ученых и промыслового опыта показывает, что бурение и крепление скважин в подобных условиях сопровождается возникновением сопутствующих осложнений: поглощений [1, 2], дифференциальных прихватов [3, 4] и проявлений флюидов¹, содержащих H_2S [5]. Сероводород одним из первых контактирует с технологическими жидкостями, вызывая ферментативную деструкцию полимерных реагентов, коррозионное разрушение цементного камня, бурильного инструмента и бурового оборудования. Все это приводит к необходимости приготовления новых порций технологических жидкостей или их постоянных обработок химическими реагентами, что увеличивает материальные и временные затраты на строительство скважин. Подобные горно-геологические условия характерны для месторождений ТПНГП (Колвинский мегавал, Косью-Роговская и Денисовская впадины), при бурении и креплении которых наблюдались полные поглощения, дифференциальные прихваты и проявления флюидов, вмещающих H_2S в концентрациях до 6 % об. и выше. Поэтому исследование и разработка рецептов технологических жидкостей для повышения эффективности бурения и крепления высокопроницаемых отложений, содержащих H_2S , является актуальной задачей при строительстве скважин на месторождениях ТПНГП.

Несколько десятилетий ученые² и практические работники [1–7] разрабатывали и совершенствовали составы технологических жидкостей и химических агентов для бурения и крепления скважин в различных горно-геологических условиях. Однако строительство скважин до настоящего времени сопровождается возникновением осложнений и аварий, указывая на недостаточную эффективность применяемых технологических жидкостей. Этот факт предопределяет необходимость проведения комплексных

¹ Бурение глубоких скважин в условиях сероводородной агрессии: обзорная информация. – М.: ВНИИОЭНГ, 1981. – 60 с.

² Там же. С. 28.

научных исследований, направленных на разработку рецептур технологических жидкостей с использованием известных (существующих) химических агентов, обладающих коррозионной устойчивостью к H_2S и кольматирующими свойствами.

Объект и методы исследования

Объект исследования — буровые технологические жидкости и процессы их взаимодействия с агрессивными и высокопроницаемыми средами. Оценка параметров бурового раствора проводилась согласно действующим нормативным стандартам: ГОСТ 33213-2014, ГОСТ 33697-2015. Время ферментативной деструкции высокомолекулярных соединений (ВМС) оценивалось по интенсивности изменения показателя pH с помощью pH-метра после воздействия температуры и давления в ячейках «статерения» вальцовой печи. Оценка влияния сероводорода ($Na_2S + 2HCl = H_2S \uparrow + 2NaCl$) на параметры бурового раствора осуществлялась в герметичной установке. Изучение причин дифференциальных прихватов выполнялось с помощью прихватомера (момент страгивания) согласно РД-39-00147001-773-2004 (приложение 11), приборов КТК-2 (коэффициент липкости фильтрационной корки) в соответствии с требованиями ГОСТ 33213-2014 (приложение ДБ) и СНС-2 (скорость адгезионного взаимодействия) на основании методики RU 1772699. Оценка кольматирующей способности технологических жидкостей осуществлялась на тестере проницаемости согласно ГОСТ 33697-2015 (приложение L). Исследование параметров тампонажного раствора и цементного камня проводилось согласно действующим нормативным стандартам: ГОСТ 26798.1-96, ГОСТ 26798.2-96, ГОСТ 310.3, ГОСТ 310.4. Суффозионная устойчивость оценивалась с помощью установки для определения показателя тампонирующей способности (А.С. 1657614). Прочность контакта цементного камня с ограничивающими поверхностями определялась методом выдавливания цилиндрических образцов из стальной обоймы. Для оценки физико-механических свойств цементного камня (пористость, проницаемость, удельное электрическое сопротивление, время распространения волн) применялись приборы ПИК-ПП (ТУ 4317-002-64359939-2012), Ультразвук (ГОСТ 21153.7-75) и ПетроОм (ГОСТ 25494-82) согласно методикам изучения керна. Коррозионная стойкость цементного камня оценивалась коэффициентом коррозионной стойкости (ККС), определяемым как отношение предела прочности образцов, твердевших в нефти, насыщенной H_2S ($Na_2S + 2HCl = H_2S \uparrow + 2NaCl$) в герметичной установке, к пределу прочности одновременно испытанных контрольных образцов. Отмывающая способность буферных составов оценивалась по изменению объема отфильтрованной буферной жидкости через сформированные фильтрационные корки. Дополнительно проведены исследования в динамических условиях с использованием лабораторной мешалки с регулируемой частотой вращения и весов для оценки массы корки до и после воздействия буферной жидкости.

В экспериментах использовались приборы и оборудование кафедры бурения и центра по исследованию керна Ухтинского государственного технического университета (УГТУ). Апробация и внедрение технологических жидкостей проводились при бурении и креплении нефтяных скважин ТПНГП (забойная температура до 100 °С, коэффициент аномальности 1,03–1,13, проницаемость поровых и каверно-поровых коллекторов 500–700 мД, содержание H_2S до 17,1 % об.).

Экспериментальная часть и результаты исследований

Проведенные на кафедре бурения УГТУ исследования [8–14] позволили разработать составы технологических жидкостей.

1. *Буровая промывочная жидкость.* При углублении скважин промывочные жидкости подвержены влиянию не только природного, но и биогенного сероводорода, который в равной степени ухудшает параметры буровых растворов. В наибольшей степени дестабилизации промывочных жидкостей подвержены ВМС, выполняющие широкий спектр функций в современных рецептурах буровых растворов. Обычно для снижения интенсивности деструкции применяют бактерициды, подавляющие жизнедеятельность бактерий, но наиболее эффективно использование высокощелочных сред [9]. При $pH \geq 9,5$ H_2S практически полностью диссоциирует³ на ионы HS^- и S^{2-} , имеющие низкую токсичность [6, 7].

На кафедре бурения УГТУ проведены исследования ферментативной деструкции полимерных композиций при температурах 20, 60 и 100 °С с использованием отечественных и зарубежных ВМС как с добавками бактерицидов, так и без них. Величина pH регулировалась гидроксидом натрия ($NaOH$) и оксидом кальция (CaO).

Исследования позволили установить следующие закономерности [8].

1. Отечественные полимеры имеют относительно низкую ферментативную устойчивость (2–6 суток при 20 °С) по сравнению с зарубежными ВМС. Наиболее эффективна композиция, включающая Duovis, Dextrid, PAC-R, PAC-LV. По эффективности применения бактерициды располагаются в следующей последовательности (по убыванию): Petro Cide, Biocide-100, биоцидол, квасцы алюмокалиевые.

2. Использование CaO возможно без бактерицида и способствует увеличению устойчивости композиций к деструкции по сравнению с $NaOH$.

3. Нагревание полимерных композиций (до 60 и 100 °С), обработанных бактерицидом и $NaOH$, способствует коррозии стали, которая отсутствует при обработке раствора CaO даже без использования бактерицида.

4. Полимерные композиции с начальным показателем pH , равным 11, дестабилизируются медленнее, чем при значении pH , равном 9. Наибольшая стабильность композиций отмечена при $pH = 12,0–12,5$.

³ Бурение глубоких скважин... С. 45.

Совместно с оценкой времени деградации исследовались реологические параметры полимерных композиций. Анализ полученных зависимостей позволил установить работоспособность полимерных соединений (Duovis, Dextrid, PAC-R, PAC-LV) в высокощелочных средах ($\text{pH} = 12,0\text{--}12,5$).

Установлено, что при повышении температуры с 20 до 100 °С величина pH раствора уменьшается в среднем на 2 ед. Следовательно, показатель pH на поверхности должен быть не менее 12,0–12,5 с целью эффективной нейтрализации H_2S в пластовых условиях щелочностью среды [8].

Разработка состава высокощелочного бурового раствора для бурения в условиях сероводородной агрессии проводилась путем обработки исходной композиции (Duovis, PAC-R, PAC-LV, Dextrid) химическими агентами. Наибольшей ферментативной устойчивостью (13 и 10 суток при 20 и 100 °С) по сравнению с другими испытанными промывочными жидкостями обладает высокощелочной буровой раствор, твердой фазой которого является высокодисперсный карбонатный материал [8].

Исследования параметров высокощелочного бурового раствора в герметичной установке до и после насыщения H_2S (1 и 6 % об.) позволили установить его коррозионную устойчивость к сероводороду [8, 9].

Эксперименты на тестере проницаемости позволили выявить кольматирующие свойства у высокощелочного бурового раствора, способного кольматировать керамические фильтры и образцы керна [9].

Одним из простых и эффективных способов борьбы с коррозией является поддержание высокой щелочности среды, благодаря чему она сохраняется на низком уровне. В результате применение высокощелочного бурового раствора обеспечит слабоинтенсивную коррозию (до 0,1 мм/год), что подтверждается проведенными экспериментами [10].

В итоге проведенные исследования [8–10] позволили разработать рецептуру безглинистого высокощелочного бурового раствора с повышенными кольматирующими свойствами для бурения в агрессивных средах (RU № 2016126737 А), включающую разветвленный биополимер, целлюлозу, модифицированный крахмал, оксид кальция, пеногаситель и высокодисперсный карбонатный материал (табл. 1). Установлено [8–10], что безглинистый высокощелочной буровой раствор (RU № 2016126737 А) обладает структурно-реологическими свойствами, ферментативной и коррозионной устойчивостью к деградации при воздействии биогенного и природного H_2S , антикоррозионными и кольматационными свойствами, обеспечивая качественное вскрытие проницаемых отложений, содержащих сероводород, за счет высокой щелочности ($\text{pH} = 12,0\text{--}12,5$). Низкая материалоемкость состава и отсутствие токсичных агентов делают буровой раствор экономически и экологически более выгодным по сравнению с другими промывочными жидкостями. Высокощелочной буровой раствор апробирован при бурении под эксплуатационную колонну разведочной скважины ТПНГП. Интервал бурения сложен карбонатными породами, осложненными поглощениями, дифференциальными прихватами и присутствием H_2S (1 % об.) в

поровом, каверно-поровом коллекторе проницаемостью 500–600 мД. Бурение интервала прошло без осложнений согласно разработанному регламенту, что подтверждает эффективность использования высокощелочного бурового раствора в агрессивных и проницаемых средах. Экономия эксплуатационных затрат составила 698,4 тыс. руб. в ценах 2011 г.

Таблица 1

Безглинистый высокощелочной буровой раствор

Название агента	Назначение агента	Параметр бурового раствора
Duovis	Структурообразователь	Плотность — 1 010–1 020 кг/м ³ Условная вязкость — 30–60 с ПВ — 7–16 мПа·с СНС _{1/10} — 3–7 / 4–10 Па Фильтрация ≤ 7 см ³ /30 мин рН = 12,0–12,5
PAC-R	Понизитель водоотдачи	
PAC-LV	Понизитель водоотдачи	
Dextrid	Разжижитель	
Defoamer	Пеногаситель	
Оксид кальция	Регулятор рН, кольматант, нейтрализатор H ₂ S	
МК-5	Утяжелитель, кольматант	

2. *Кольматирующая смесь.* На тестере проницаемости проведены исследования кольматирующей способности различных технологических жидкостей [11]. В качестве основы использовалась рецептура разработанного безглинистого высокощелочного бурового раствора (RU № 2016126737 А), которая при обработке биоцидолом (сшиватель) в покое переходит в гелеобразное состояние. Для повышения пластичности и прочности геля в смесь добавляется газблок. Биоцидол, используемый в качестве сшивателя, и газблокатор, обладающий свойствами компаунда, повышают кольматирующую способность смеси за счет затвердевания газблока при нагревании в пласте и связывания ВМС, сшитых биоцидолом, в уплотненные и укрупненные конгломераты, которые качественно кольматируют высокопроницаемые отложения. Оксид кальция, увеличивающий водородный показатель кольматирующей смеси, обеспечивает эффективную нейтрализацию сероводорода в пластовых условиях щелочностью среды и качественную кольматацию проницаемых отложений продуктами реакции H₂S с Ca(OH)₂.

В итоге проведенные исследования позволили разработать рецептуру биополимерной кольматирующей смеси (БПКС) для изоляции высокопроницаемых горных пород, вмещающих H₂S (заявка на изобретение № 2020138560 от 24.11.2020), включающую разветвленный биополимер, целлюлозу, модифицированный крахмал, оксид кальция, биоцидол, газблок и мраморную крошку [11] (табл. 2). Высокая щелочность БПКС (рН = 12,5–13,0) обеспечивает нейтрализацию сероводорода и кольматацию высокопроницаемых отложений продуктами взаимодействия H₂S с Ca(OH)₂ и использования биоцидола с газблоком. Биополимерная кольматирующая смесь трансформируется из высокощелочного бурового раствора (RU № 2016126737 А) путем увеличения концентрации оксида кальция

и обработки биоцидом с газблоком и может использоваться в качестве вязкоупругой порции многофункциональной буферной жидкости. Биополимерная кольматирующая смесь апробирована при ликвидации поглощений в высокопроницаемых карбонатных и терригенных отложениях ТПНГП проницаемостью 500–700 мД. В целом после закачки в поглощающие пласты БПКС в объемах 3–10 м³ отмечались частичные поглощения, которые в дальнейшем не наблюдались. В результате установлено, что смесь позволяет достаточно эффективно ликвидировать поглощения различной интенсивности за счет кольматации высокопроницаемых отложений продуктами взаимодействия H₂S с Ca(OH)₂ и использования биоцидола с газблоком. Экономия эксплуатационных затрат от применения БПКС составила 1 324,8 тыс. руб. в ценах 2012–2018 гг.

Таблица 2

Биополимерная кольматирующая смесь (БПКС)

Состав	Параметр
Duovis	Плотность — 920–960 кг/м ³
Dextrid	Фильтрация ≤ 7 мл/30 мин
PAC-R	ДНС* — 35–85 дПа
PAC-LV	ПВ* — 25–34 мПа·с
CaO	СНС _{1/10} * — 3-8 / 4–10 Па
Газблок	Интенсивность адгезии** — 0,56–2,73 мм/мин
Биоцидол	pH = 12,5–13,0
МК***	

Примечание. * ПВ — пластическая вязкость; ДНС и СНС — динамическое и статическое напряжения сдвига. ** Интенсивность адгезии оценена по методике RU 1772699. *** Используется МК требуемой дисперсности.

3. *Буферная жидкость.* При первичном вскрытии продуктивных пластов буровые компании применяют специальные промывочные системы, формирующие на стенках скважины тонкие и прочные гидрофильные фильтрационные корки, которые проблематично удалить со стенок скважины. Поэтому необходимо применение моющих буферных жидкостей, которые после смывания фильтрационной корки со стенок скважины могут вызвать недоподъем цементного раствора в затрубье. Следовательно, необходимо после отмывания корки создать кольматирующий экран, обеспечивающий качественное сцепление цементного камня со стенками скважины. Присутствие в разрезе высокопроницаемых пластов, содержащих H₂S, предъявляет дополнительные требования к буферным составам. Использовать в таких условиях один буферный состав может оказаться малоэффективно. Поэтому предлагается использовать многофункциональную буферную жидкость, включающую три порции, каждая из которых выполняет определенную функцию.

Моюще-эрозионная порция многофункциональной буферной жидкости разрыхляет (разупрочняет) гидрофильные фильтрационные корки и смывает их со стенок скважины [12].

В качестве второй порции многофункциональной буферной жидкости используется вязкоупругий состав разработанной биополимерной кольматирующей смеси (заявка на изобретение № 2020138560 от 24.11.2020) [12], который вытесняет буровой раствор из ствола скважины, нейтрализует H_2S щелочностью среды и кольматирует высокопроницаемые горные породы. Снижение проницаемости пласта в пристволенной зоне скважины замедляет скорость коррозии цементного камня, находящегося в контакте с агрессивными флюидами. Вязкоупругая порция повышает реакционную емкость «крепи» скважины за счет насыщения высокопроницаемого пласта известью, нейтрализующей H_2S еще до проникновения к цементному камню, повышая тем самым его долговечность, а при возникновении контракции во время твердения вяжущего внутрь тампонажного камня будет всасываться высокощелочная суспензия, содержащая $Ca(OH)_2$, а не агрессивный флюид [13].

В качестве третьей порции буферной жидкости предлагается использовать цемент ПЦТ I-G CC-1 с добавкой газблока при повышенном водосмесевом отношении (1,5–3,0). При цементировании разбавленная тампонажная смесь вымывает и замещает остатки бурового раствора из ствола скважины, повышая прочность сцепления цементного камня с горными породами и обсадной колонной.

В итоге исследован и разработан компонентный состав многофункциональной буферной жидкости (табл. 3), который при турбулентном (или структурном) режиме вытеснения в затрубном пространстве обеспечивает качественную подготовку ствола скважины к цементированию в условиях сероводородной агрессии за счет:

- разупрочнения (разрыхления) и смывания гидрофильных фильтрационных корок с поверхности горных пород;
- вытеснения бурового раствора из ствола скважины и кольматации высокопроницаемых отложений, вмещающих H_2S ;
- вымывания и замещения остатков промывочной жидкости из кольцевого пространства с повышением прочности адгезионного сцепления цементного камня с горными породами и обсадной колонной.

Установлена реологическая совместимость многофункциональной буферной жидкости с буровым раствором и облегченной тампонажной смесью согласно международному стандарту ISO 10426.

4. *Тампонажная смесь.* Согласно анализу научных [5,13] и промысловых исследований, в условиях сероводородной агрессии возможно использовать сульфатостойкий портландцемент ПЦТ I-G CC-1. Поэтому, исходя из опыта крепления скважин в ТПНГП и учитывая возможности буровых компаний, применение сульфатостойких цементов оправдано и возможно в условиях сероводородной агрессии.

Многофункциональная буферная жидкость

Реагент	Характеристика (назначение) реагента
Моюще-эрозионная порция	
КМЦ	Карбоксиметилцеллюлоза (стабилизатор)
НТФ	Нитрилотриметилфосфоновая кислота (отмывающее средство)
CaCl ₂	Неорганический электролит (разрыхление корки)
ГПС	Гранулированное пеностекло (абразив)
Вязкоупругая (вытесняюще-кольматирующая) порция	
Duovis	Биополимер (структурообразователь)
Dextrid	Модифицированный крахмал (разжижитель)
PAC-R	Полианионная целлюлоза (понижители водоотдачи)
PAC-LV	
МК	Мраморная крошка (кольматант)
СаО	Оксид кальция (регулятор pH, нейтрализатор H ₂ S, кольматант)
Газблок	Сульфированный полимер (повышение пластичности геля)
Биоцидол	Четвертичные аммониевые соединения (сшиватель)
Defoamer	Смесь спирта и производных жирных кислот (пеногаситель)
Адгезионно-кольматирующая порция	
ПЦТ I-G	Сульфатостойкий портландцемент (повышение вытесняющей способности)
СС-1	
Газблок	Сульфированный полимер (снижение проницаемости)

Согласно работе [13], «чистый» портландцемент (без добавок) характеризуется повышенным водоотделением и склонностью к усадке, поэтому следует модифицировать его свойства. Для снижения водоотделения и проницаемости камня, а следовательно, увеличения его коррозионной стойкости к H₂S предлагается использовать газблок. На кафедре бурения УГТУ проведены исследования ПЦТ I-G СС-1 без добавок и с добавками газблока [14, 15]. Выявлено, что тампонажные смеси, обработанные газ-блоком, обладают в среднем повышенной на 20 % прочностью и пониженной на 96 % фильтрацией по отношению к базовому цементу ПЦТ I-G СС-1. Пониженное на 46 % водоотделение свидетельствует о седиментационной устойчивости тампонажной смеси.

Для исключения контракционных процессов (усадки) при твердении предлагается использовать добавку расширяющую (ДР). Эксперименты с использованием колец Ле-Шателье показали отсутствие деформационных изменений камня при твердении, указывая на отсутствие контракции при обработке тампонажной смеси ДР-100 в концентрации 1 %.

Для снижения плотности смеси предлагается использовать гранулированное пеностекло (ГПС), которое исследовано на консономатре при давлениях 10–50 МПа и температурах 25–95 °С. Результаты исследований свидетельствуют о возможности использования ГПС в реальных забойных условиях при цементировании.

Для оптимизации состава тампонажной смеси и цементного камня исследованы изменения их технологических параметров при обработке цемента ПЦТ I-G СС-1 гранулированным пеностеклом в различных концентрациях (6, 8, 10, 12 %) и разной дисперсности (0,1–0,3, 0,25–0,5, 0,5–1,0 мкм) [14, 15].

В результате выявлено, что тампонажные смеси с ГПС обладают достаточной подвижностью (180–200 мм), пониженной плотностью (1 550–1 670 кг/м³), фильтрацией (5,5–14,0 см³/30 мин) и прочностью (5,0–9,6 МПа), а также повышенными сроками схватывания по отношению к базовому цементу ПЦТ I-G СС-1. Время загустевания смесей до консистенции 30 и 100 Вс составило, соответственно, 25–30 и 102–116 мин. Пониженное водоотделение (0,8–1,9 см³) и повышенный показатель тампонирующей способности (1,25–1,33) свидетельствуют о седиментационной и суффозионной устойчивости облегченной тампонажной смеси. Прочность адгезионного сцепления цементного камня с ограничивающими поверхностями (114 и 168 мм) составила 1,2–1,7 Н/см².

На кафедре бурения УГТУ оценены прочность на сжатие и коррозионная стойкость цементного камня облегченной тампонажной смеси в нефти, насыщенной в герметичной установке H₂S [14, 15]. Выявлено, что через 2 суток наибольшей прочностью обладает цемент ПЦТ I-G СС-1 без добавок. Через 12 месяцев наибольшая прочность характерна для рецептов с ГПС в концентрациях 6 и 8 % дисперсностью 0,1–0,5 мкм, которая превышает прочность камня ПЦТ I-G СС-1 без добавок, что связано с добавкой газблока, который снижает проницаемость камня и, следовательно, коррозионное влияние H₂S. Аналогичные выводы следуют из анализа ККС (ККС₁₂₋₃₆ = 0,91–1,07), что позволяет использовать облегченные тампонажные смеси при цементировании в условиях сероводородной агрессии. Таким образом, исследованные облегченные тампонажные смеси обладают коррозионной стойкостью к H₂S. Выявлено, что повышение концентрации ГПС от 6 до 12 % и размеров частиц от 0,1 до 1,0 мкм пеностекла уменьшают ККС в среднем на 6–11 %.

В центре по исследованию керна УГТУ оценены физико-механические свойства цементного камня. Анализ результатов исследований позволил установить относительно низкую пористость и проницаемость цементного камня облегченной тампонажной смеси, несколько превышающей параметры базового цемента ПЦТ I-G СС-1, что повышает коррозионную стойкость камня. Дополнительно определены время распространения упругих волн, электрическое сопротивление и прочность образцов в зависимости от дисперсности и концентрации ГПС.

Современные методы геофизических исследований скважин (ГИС) не позволяют в полной мере оценить качество цементирования и физико-механические свойства камня в затрубном пространстве для своевременного принятия решений о текущем ремонте «крепи» скважины. Проведенные исследования [14, 15] позволили установить функциональные связи между

физико-механическими параметрами цементного камня, которые позволяют в пределах полученных изменений параметров прогнозировать текущие характеристики камня (прочность, пористость, проницаемость) в заколонном пространстве по данным геофизических исследований (АКЦ и электрометрия), что дает возможность планировать текущий ремонт скважины.

В результате установлено, что разработанная тампонажная смесь имеет устойчивый фазовый состав, является коррозионностойкой и обладает пониженной плотностью и проницаемостью цементного камня, что позволяет использовать ее при цементировании в интервалах, осложненных поглощениями и присутствием H_2S .

В итоге разработана облегченная коррозионностойкая тампонажная смесь для цементирования скважин в высокопроницаемых горных породах и условиях сероводородной агрессии (RU № 2741890 С2) на основе цемента марки ПЦТ I-G СС-1 (вяжущий материал), синтетического сульфированного полимера (газблок), расширяющей добавки (ДР-100) и гранулированного пеностекла (ГПС) [14, 15]. Газблок, понижающий проницаемость цементного камня и фильтрацию тампонажной смеси, обеспечивает коррозионную стойкость к сероводороду, седиментационную и сульфидную устойчивость. Расширяющая добавка исключает контракционные процессы (усадку) камня при твердении, а гранулированное пеностекло образует прочный облегченный композитный материал, обеспечивающий эффективную изоляцию высокопроницаемых горных пород за счет увеличения адгезионного сцепления камня со стенками поглощающих каналов. Многофункциональная буферная жидкость и облегченная тампонажная смесь апробированы при цементировании второй промежуточной и эксплуатационной обсадных колонн поисковой скважины ТПНГП. Интервалы открытого ствола представлены в основном карбонатными породами, осложненными поглощениями и присутствием H_2S (до 17,1 % об.) в поровом, каверно-поровом коллекторе проницаемостью 600–700 мД. Вторая промежуточная (1-я и 2-я ступени) и эксплуатационная (2-я ступень) обсадные колонны цементировались при турбулентном режиме. Первая ступень эксплуатационной колонны цементировалась при структурном («пробковом») режиме для снижения гидродинамической составляющей на высокопроницаемые пласты. Цементирование обсадных колонн прошло без осложнений согласно разработанным регламентам.

В результате установлено, что многофункциональная буферная жидкость и облегченная тампонажная смесь обеспечили качественную подготовку скважины к цементированию и надежное крепление обсадных колонн в высокопроницаемых отложениях, вмещающих H_2S . Эффективность апробации технологических жидкостей подтверждается увеличением прочности адгезионного сцепления и площади контакта цементного камня с сопрягающими поверхностями на 31 и 46 % соответственно по сравнению с ранее зацементированными скважинами.

Проведенные исследования [8–12, 14, 15] позволили разработать комплекс высокощелочных и трансформируемых рецептур буровых технологических жидкостей (рисунок), повышающий эффективность бурения и крепления высокопроницаемых пластов, вмещающих H_2S [16].

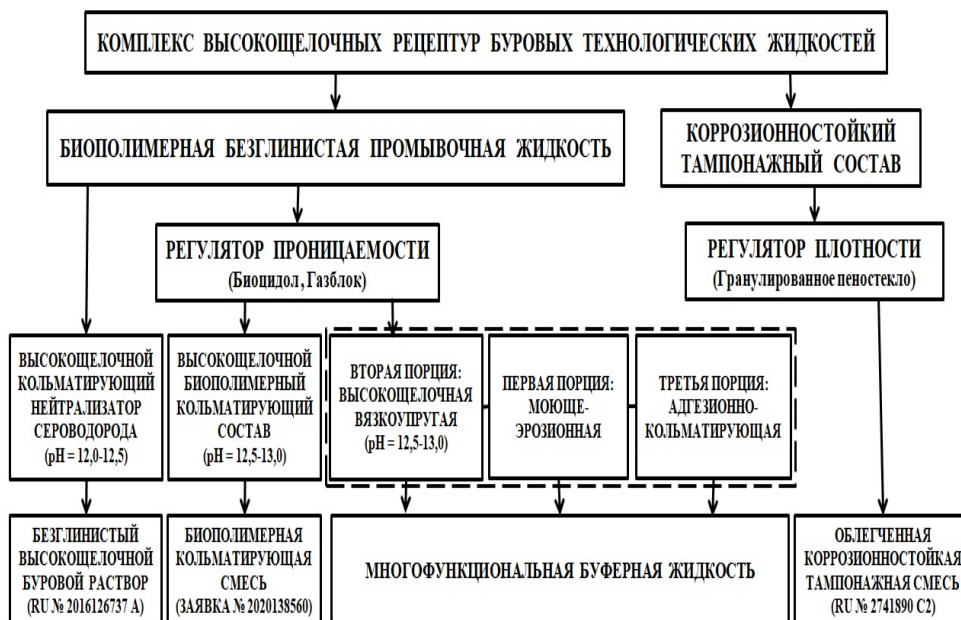


Рисунок. Комплекс высокощелочных и трансформируемых рецептур буровых технологических жидкостей

Этапы использования комплекса буровых технологических жидкостей.

1. Приготовление биополимерной безглинистой промывочной жидкости, включающей разветвленный биополимер, целлюлозу, крахмал, пеногаситель и высокодисперсный карбонатный материал.
2. Превращение биополимерной безглинистой промывочной жидкости в высокощелочной кольматирующий нейтрализатор H_2S путем насыщения оксидом кальция до $pH = 12,0-12,5$.
3. Трансформация высокощелочного кольматирующего нейтрализатора H_2S в высокощелочной биополимерный кольматирующий состав, отвердевающий в поровом и каверно-поровом пространстве коллектора в покое для изоляции высокопроницаемых пластов, содержащих H_2S , путем добавки биоцидола с газблоком.
4. Использование высокощелочного биополимерного кольматирующего состава в качестве вязкоупругой буферной жидкости для кольматации высокопроницаемых отложений, вмещающих H_2S , и вытеснения бурового раствора из ствола скважины, которая при остановке циркуляции превращается в гелеобразную структуру, разделяющую буровой и тампонажный растворы при цементировании.

5. Перевод вязкоупругой порции в многофункциональную буферную жидкость путем расширения ее структуры передовой моюще-эрозионной порцией, отмывающей фильтрационные корки с поверхности пород, и замыкающей адгезионно-кольматирующей порцией, вымывающей и замещающей остатки бурового раствора в стволе скважины.

6. Превращение коррозионностойкого тампонажного состава, включающего сульфатостойкий портландцемент ПЦТ I-G CC-1 в качестве вяжущего, газблок и расширяющую добавку, в облегченную коррозионностойкую тампонажную смесь для понижения гидродинамических давлений на поглощающие пласты путем обработки регулятором плотности (пено-стеклом) при водосмесевом отношении 0,52.

Комплекс высокощелочных и трансформируемых рецептур буровых технологических жидкостей использовался при бурении и креплении боковых стволов на эксплуатационных скважинах ТПНГП. Интервалы бурения и крепления представлены карбонатными породами, осложненными поглощениями, дифференциальными прихватами и присутствием H_2S до 5,8 % об. в поровом, каверно-поровом коллекторе (600–700 мД). Бурение и крепление прошло без осложнений, что подтверждает эффективность разработанного комплекса буровых технологических жидкостей. Экономия эксплуатационных затрат от применения безглинистого высокощелочного бурового раствора (RU № 2016126737 А) составила 28 750 тыс. руб. Использование многофункциональной буферной жидкости и облегченной коррозионностойкой тампонажной смеси (RU № 2741890 С2) увеличило прочность адгезионного сцепления и площадь контакта цементного камня с сопрягаемыми поверхностями в среднем на 31 и 21 % соответственно по сравнению с ранее зацементированными обсадными колоннами.

Выводы

Разработан комплекс высокощелочных и трансформируемых рецептур технологических жидкостей, повышающий эффективность строительства скважин в условиях сероводородной агрессии за счет применения:

- при бурении безглинистого бурового раствора и биополимерной кольматирующей смеси, нейтрализующих сероводород щелочностью среды ($pH = 12-13$) и изолирующих высокопроницаемые отложения продуктами взаимодействия H_2S с $Ca(OH)_2$, и регулятором проницаемости в виде композиции биоцидола с газблоком;
- при креплении многофункциональной буферной жидкости и облегченной коррозионностойкой тампонажной смеси, обеспечивающих качественную подготовку ствола скважины к цементированию и надежное крепление обсадных колонн при турбулентном (или структурном) режиме течения в затрубном пространстве.

Эффективность применения комплекса подтверждена:

- качественной и безаварийной реализацией при промысловой апробации и внедрении на месторождениях ТПНГП;

- экономией эксплуатационных затрат в размере 30 773,2 тыс. руб. в ценах 2011–2022 гг.;

- увеличением прочности адгезионного сцепления и площади контакта цементного камня с сопрягающими поверхностями в среднем на 31 и 34 %.

Комплекс следует использовать при бурении и креплении высокопроницаемых поровых и каверно-поровых коллекторов, вмещающих H_2S , при температурах до 100 °С.

Список источников

1. Ивачев, Л. М. Борьба с поглощением промывочной жидкости при бурении геологоразведочных скважин / Л. М. Ивачев. – Москва : Недра, 1982. – 293 с. – Текст : непосредственный.
2. Крылов, В. И. Изоляция поглощающих пластов в глубоких скважинах / В. И. Крылов. – Москва : Недра, 1980. – 304 с. – Текст : непосредственный.
3. Самотой, А. К. Прихваты колонн при бурении скважин / А. К. Самотой. – Москва : Недра, 1984. – 205 с. – Текст : непосредственный.
4. Ясов, В. Г. Осложнения в бурении : справочное пособие / В. Г. Ясов, М. А. Мыслюк. – Москва : Недра, 1991. – 334 с. – Текст : непосредственный.
5. Булатов, А. И. Заканчивание скважин в условиях проявления сероводорода : учебное пособие / А. И. Булатов, А. П. Крезуб. – Москва : ВНИИОЭНГ, 1986. – 59 с. – Текст : непосредственный.
6. Рязанов, Я. А. Энциклопедия по буровым растворам / Я. А. Рязанов. – Оренбург : Летопись, 2005. – 664 с. – Текст : непосредственный.
7. Рябоконь, С. А. Технологические жидкости для заканчивания и ремонта скважин : монография / С. А. Рябоконь. – 3-е изд., доп. и перераб. – Краснодар, 2016. – 382 с. – Текст : непосредственный.
8. Каменских, С. В. Сравнительная оценка степени влияния сероводорода на свойства полимерных химических реагентов / С. В. Каменских. – Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2015. – № 12. – С. 25–30.
9. Каменских, С. В. Разработка и исследование бурового раствора для безаварийного вскрытия сероводородсодержащих высокопроницаемых горных пород / С. В. Каменских, Н. М. Уляшева. – DOI 10.30713/0130-3872-2019-1-28-34. – Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2019. – № 1. – С. 28–34.
10. Каменских, С. В. Оценка влияния сероводорода на породоразрушающий и бурильный инструмент / С. В. Каменских. – Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2017. – № 3. – С. 21–27.
11. Каменских, С. В. Разработка рецептуры биополимерной кольматирующей смеси для ликвидации поглощений в проницаемых горных породах / С. В. Каменских. – Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2017. – № 7. – С. 15–21.

12. Каменских, С. В. Исследование отмывающей способности буферных жидкостей / С. В. Каменских, Н. М. Уляшева. – DOI 10.30713/0130-3872-2018-3-21-26. – Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2018. – № 3. – С. 21–26.
13. Агзамов, Ф. А. Долговечность тампонажного камня в коррозионно-активных средах / Ф. А. Агзамов, Б. С. Измухамбетов. – Санкт-Петербург : Недра, 2005. – 318 с. – Текст : непосредственный.
14. Вороник, А. М. Разработка и исследование облегченной коррозионностойкой тампонажной смеси для крепления высокопроницаемых горных пород, вмещающих агрессивные флюиды / А. М. Вороник, С. В. Каменских, Н. М. Уляшева. – DOI 10.33285/0130-3872-2020-01(325)-40-45. – Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2020. – № 1 (325). – С. 40–45.
15. Research and development of the lightweight corrosion-resistant cement blend for well cementing in complex geological conditions / S. Kamenskikh, N. Ulyasheva, G. Buslaev [et al.]. – Text : electronic // SPE Russian Petroleum Technology Conference. – Moscow, Russia, October, 15–17, 2018. – URL: <https://doi.org/10.2118/191509-18RPTC-MS>. – Published: October, 15, 2018.
16. Быков, И. Ю. Системный подход к разработке рецептур буровых технологических жидкостей для осложненных горногеологических условий / И. Ю. Быков, С. В. Каменских. – DOI 10.55557/24126497_2022_1_45-49. – Текст : непосредственный // Научный журнал Российского газового общества. – 2022. – № 1 (33). – С. 45–49.

References

1. Ivachev, L. M. (1982). Bor'ba s pogloshcheniem promyvochnoy zhidkosti pri burenii geologorazvedochnykh skvazhin. Moscow, Nedra Publ., 293 p. (In Russian).
2. Krylov, V. I. (1980). Izolyatsiya pogloshchayushchikh plastov v glubokikh skvazhinakh, Nedra Publ., 293 p. (In Russian).
3. Samotoy, A. K. (1984). Prikhvaty kolonn pri burenii skvazhin. Moscow, Nedra Publ., 205 p. (In Russian).
4. Yasov, V. G., & Myslyuk, M. A. (1991). Oslozhneniya v burenii: spravochnoe posobie. Moscow, Nedra Publ., 334 p. (In Russian).
5. Bulatov, A. I., & Krezub, A. P. (1986). Zakanchivanie skvazhin v usloviyakh proyavleniya serovodoroda. Moscow, VNIIOENG Publ., 59 p. (In Russian).
6. Ryazanov, Ya. A. (2005). Entsiklopediya po burovym rastvoram. Orenburg, Letopis'. Publ., 664 p. (In Russian).
7. Ryabokon', S. A. (2016). Tekhnologicheskie zhidkosti dlya zakanchivaniya i remonta skvazhin. 3rd edition, revised and expanded. Krasnodar, 382 p. (In Russian).
8. Kamenskikh, S. V. (2015). Comparative evaluation of the degree of influence of hydrogen sulfide on the properties of polymer chemicals. Construction of Oil and Gas Wells on Land and at Sea, (12), pp. 25-30. (In Russian).
9. Kamenskikh, S. V., & Ulyasheva, N. M. (2019). Development and study of drilling fluid for accident-free opening of hydrogen sulfide-containing highly permeable rocks. Construction of Oil and Gas Wells on Land and at Sea, (1), pp. 28-34. (In Russian). DOI: 10.30713/0130-3872-2019-1-28-34

10. Kamenskikh, S. V. (2017). Evaluation of hydrogen sulfide effect on rock-cutting and drilling tools. Construction of Oil and Gas Wells on Land and at Sea, (3), pp. 21-27. (In Russian).
11. Kamenskikh, S. V. (2017). Development of a biopolymer bridging agent formulation to eliminate the loss of circulation in permeable rocks. Construction of Oil and Gas Wells on Land and at Sea, (7), pp. 15-21. (In Russian).
12. Kamenskikh, S. V., & Ulyasheva, N. M. (2018). A study of the displacement fluids outwashing property. Construction of Oil and Gas Wells on Land and at Sea, (3), pp. 21-26. (In Russian). DOI: 10.30713/0130-3872-2018-3-21-26
13. Agzamov, F. A., & Izmuhambetov, B. S. (2005). Dolgovechnost' tamponazhnogo kamnya v korrozionno-aktivnykh sredakh. St. Petersburg, Nedra Publ., 318 p. (In Russian).
14. Voronik, A. M., Kamenskikh, S. V., & Ulyasheva, N. M. (2020). Development and research of lightweight corrosion-resistant cement slurry for fastening highly permeable rocks containing aggressive fluids. Construction of Oil and Gas Wells on Land and at Sea, (1(325)), pp. 40-45. (In Russian). DOI: 10.33285/0130-3872-2020-01(325)-40-45
15. Kamenskikh, S., Ulyasheva, N., Buslaev, G., Voronik, A., & Rudnitskiy, N. (2018). Research and development of the lightweight corrosion-resistant cement blend for well cementing in complex geological conditions. SPE Russian Petroleum Technology Conference. Moscow, October 15-17, 2018. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/191509-18RPTC-MS>
16. Bykov, I. Yu. & Kamenskikh, S. V. (2022). A systematic approach to the development of formulations of drilling process fluids for complicated mining and geological conditions. Scientific journal of Russian Gas Society, (1(33)), pp. 45-49. (In Russian). DOI: 10.55557/24126497_2022_1_45-49

Информация об авторе

Каменских Сергей Владиславович,
кандидат технических наук, доцент
кафедры бурения, Ухтинский государ-
ственный технический университет,
г. Ухта, skamenskih@ugtu.net

Information about the author

Sergey V. Kamenskikh, Candidate
of Engineering, Associate Professor at the
Department of Drilling, Ukhta State Tech-
nical University, skamenskih@ugtu.net

Статья поступила в редакцию 22.06.2022; одобрена после рецензирования 27.06.2022; принята к публикации 04.07.2022.

The article was submitted 22.06.2022; approved after reviewing 27.06.2022; accepted for publication 04.07.2022.