



Опыт разработки системы раствора на водной основе для применения в условиях сверхвысоких температур и давлений

И.А. СМIRНОВ¹,
руководитель технологической
службы

ismirnov@akros-llc.com

С.В. ПОПОВ¹,
менеджер инновационной
деятельности

spopov@akros-llc.com

Д.А. САПОЖНИКОВ¹,
инженер технологической
службы

dsapozhnikov@akros-llc.com

Д.В. ПАНКОВ²,
начальник отдела

А.В. КУЛИГИН²,
начальник отдела

Р.В. ЧЕРНОВ³,
начальник отдела

¹ООО «АКРОС»
Москва, 117485, РФ

²ПАО «Газпром»
г. Санкт-Петербург,
197229, РФ

³ООО «Газпром добыча
Краснодар»
Краснодар, 350051, РФ

I.A. SMIRNOV¹,
S.V. POPOV¹,
D.A. SAPOZHNIKOV¹,
D.V. PANKOV²,
A.V. KULIGIN²,
R.V. CHERNOV³

¹«AKROS» LLC
Moscow, 117485,
Russian Federation

²«Gazprom» PJSC
St. Petersburg, 197229,
Russian Federation

³«Gazprom Dobycha Krasnodar»
LLC
Krasnodar, 350051,
Russian Federation

Keywords: abnormally high reservoir pressure (AHRP), abnormally high reservoir temperatures (AHRT), NTNR, Krupskaya area, ULTIMUD[®], hydrogen sulfide

Бурение скважин в условиях высоких температур и давлений широко распространено во всем мире. Как правило, для строительства подобных скважин используются системы на основе лигнитов и растворы на углеводородной основе. Горно-геологические условия на поисково-оценочной скважине № 1 Крупской площади более сложные, чем на большинстве НТНР-скважин, потому применение вышеупомянутых систем не гарантирует отсутствие осложнений. Актуальной задачей стало создание системы раствора на водной основе, характеристики которой позволили бы безаварийно закончить строительство скважины № 1 Крупской площади. В статье представлены этапы разработки системы ULTIMUD[®], начиная с выбора базовой рецептуры и заканчивая подбором дополнительных компонентов, позволяющих модифицировать свойства промывочной жидкости для обеспечения максимальной эффективности процесса бурения поисково-оценочной скважины.

Ключевые слова: аномально-высокое пластовое давление (АВПД), аномально-высокие пластовые температуры (АВРТ), НТНР, Крупская площадь, ULTIMUD[®], сероводород

Experience in developing a water-based slurry system for applications under conditions of ultra-high temperatures and pressures

Well drilling under conditions of high temperatures and pressures is widespread throughout the world. As a rule, lignite-based systems and hydrocarbon-based fluids are used for the construction of such wells. Mining and geological conditions at the prospecting and appraisal well No. 1 of the Krupskaya area are more difficult than at most NTNR wells, therefore the use of the above systems does not guarantee the absence of complications. An urgent task was to create a water-based mud system, the characteristics of which would allow the construction of well

No. 1 of the Krupskaya area to be completed without accident. The article presents the stages of development of the ULTIMUD[®] system, starting with the selection of the basic formulation and ending with the selection of additional components that allow modifying the properties of the drilling fluid to ensure maximum efficiency in the process of drilling a prospecting and appraisal well.

Изучение глубоко залегающих горизонтов Западно-Кубанского прогиба и прилегающей к нему с севера Тимашевской ступени проводилось различными организациями в 70–80-х гг. прошлого столетия. Однако, глубокие скважины, пробуренные на различные горизонты мезо-кайнозойских отложений, не позволили выявить новых месторождений углеводородов (УВ) и выполнить оценку перспективности этих горизонтов.

Развитие технологий разведочных работ, в частности, сейсморазведки позволило провести более детальный анализ структуры. В результате, в начале 2000-х гг. было подтверждено наличие в разрезе верхней юры перспективных объектов. Выявленная структура получила название Крупская.

В 2007 г. было начато строительство поисковой скважины 1 Крупская, проектной глубиной более 6000 м. Скважину предполагалось (согласно проектным документам) закончить строительством в 2010 г., но из-за сложных условий проводки скважины,

а также несоответствия горно-геологических условий проектным, бурение скважины было приостановлено.

На сегодняшний день скважина законсервирована при забое более 5000 м. Необходимо провести расконсервацию и бурение двух последних интервалов для достижения проектной глубины.

Для реализации этого проекта технической группой компании «АКРОС» была предложена высокоингибирующая система бурового раствора на водной основе ULTIMUD[®].

Принцип действия ULTIMUD[®] основан на применении высокомолекулярного полярного поверхностно-активного реагента – ULTISTAB[®], который одновременно выполняет функции стабилизатора глинистой суспензии и понизителя фильтрации, а также ингибитора набухания и диспергирования глин.

Помимо высоких ингибирующих свойств система ULTIMUD[®] обладает высокой термостабильностью и толерантностью к загрязнению. Ключевые свойства данной



системы бурового раствора были апробированы при бурении нижних интервалов параметрической скважины Чумпаловская-1 в условиях забойных температур до 170 °С и давлений свыше 1000 атм, а также при строительстве скважины 2Р Астраханского ГКМ, где на секции под II техническую колонну применялся ULTIMUD® высокой плотности с нейтрализатором сероводорода.

Фактические значения реологических параметров растворов, применявшихся на вышеуказанных скважинах, приведены в табл. 1.

Горно-геологические условия проводки нижних интервалов скважины № 1 Крупской площади являются более сложными, соответственно, ставят перед проектной группой задачу поиска технических решений: система бурового раствора должна сохранять стабильность параметров при температуре до 214 °С не менее четырех суток при плотности не менее 2,35 г/см³, а также отвечать требованиям, обозначенным в табл. 2.

Помимо этого, при разработке рецептуры бурового раствора учитывался ряд дополнительных критериев, необходимых для снижения рисков аварийности:

- обеспечение минимальных реологических характеристик бурового раствора с седиментационной устойчивостью (SAG-фактор) системы не более 0,53; данный подход предполагает максимально возможное снижение гидродинамических колебаний в скважине с условием сохранения необходимой седиментационной стабильности;
- необходимость содержания в составе системы эффективного нейтрализатора сероводорода;
- снижение зависимости реологических показателей при низких скоростях сдвига от температуры.

Разработка системы прошла в два этапа: выбор базового состава системы и непосредственно лабораторные испытания для подтверждения теоретических гипотез.

Принципиальный состав системы ULTIMUD® включает в себя:

- бентонит – основной структурообразователь системы;
- ULTISTAB® – основа системы, ингибитор глин и понизитель фильтрации. Оказывает значительное влияние на реологические свойства системы, поэтому важно определять оптимальную концентрацию реагента и его модификаций для каждого конкретного случая;
- соль – тип и концентрация которой позволяют минимизировать концентрацию твердой фазы в растворе, и влияют на реологические характеристики системы;
- утяжелитель. В качестве утяжелителя для системы рассматривался только барит;
- вспомогательные реагенты: нейтрализатор сероводорода, дефлокулянты, смазывающие добавки. Единое требование ко всем вспомогательным веществам – минимальное влияние на параметры системы.

Первым этапом тестов стал подбор оптимальной концентрации структурообразователя – бентонита.

В отличие от классических растворов на основе бентонита или биополимера в системе ULTIMUD® не происходит линейного увеличения всех реологических характеристик с ростом концентрации структурообразователя. Изменение количества бентонита главным образом влияет на показатель пластической вязкости, минимально – на седиментационную устойчивость системы.

На реологические характеристики раствора, помимо бентонита, влияет концентрация и молекулярная масса основного реагента – ULTISTAB®. Для снижения вязкости

Табл. 1. Фактические значения реологических параметров растворов

Параметр	Чумпаловская-1	2Р АГКМ
Плотность, г/см ³	1,97	1,85
Пластическая вязкость, сП (при 80°С)	53	49
ДНС, фунт/100фт ² (при 80°С)	20	12
СНС 10сек/10мин, фунт/100фт ² (при 80°С)	7/9	4/9

Табл. 2. Требования к системе бурового раствора

Параметр	Значение
Пластическая вязкость, сП (при 50°С)	<110
ДНС, фунт/100фт ² (при 50°С)	6–45
СНС 10сек/10мин, фунт/100фт ² (при 50°С)	2–25/2–35
Фильтрация, мл/30мин	<5
SAG-фактор	<0,53

системы была разработана низкомолекулярная модификация продукта, позволяющая минимизировать рост пластической вязкости системы с повышением плотности.

Второй этап испытаний был направлен на оценку эффективного количества и качества добавляемой в раствор соли. Повышение минерализации раствора позволяет уменьшить концентрацию утяжелителя, что является весьма актуальной задачей для промывочной жидкости плотностью 2,35 г/см³. Поскольку компоненты системы ULTIMUD® устойчивы к воздействию солей одно- и двухвалентных металлов, для анализа были выбраны несколько материалов: хлорид калия, хлорид натрия, хлорид кальция и бишофит.

В результате серии испытаний установлено, что оптимальным решением является сочетание хлорида кальция и натрия в примерно равных соотношениях.

Значимым этапом дальнейших исследований являлась оценка термостабильности системы. На данном этапе возникли трудности, связанные с ограничениями существующих методов исследований, а именно – необходимость создания в лабораторных условиях термобарических условий, эквивалентных скважинным. Выражаясь простыми словами, при исследовании термостабильности надо создать в термоячейке избыточное давление, необходимое для предотвращения кипения водной фазы бурового раствора.

В ходе первой серии экспериментов после термостатирования бурового раствора наблюдались негативные изменения – рост фильтрации, снижение седиментационной устойчивости системы. Одной из основных причин изменений являлось снижение давления внутри термоячейки, обеспечить полную герметичность данного оборудования не удалось. Для исключения влияния несовершенных термодинамических условий проведения исследований дальнейшие эксперименты проводили в промышленном автоклаве с возможностью поддержания постоянного избыточного давления. Применение данного подхода позволило сделать следующие выводы:

- 1) ключевой компонент системы ULTISTAB® полностью сохраняет свойства после термостатирования;
- 2) характеристики бурового раствора изменяются после продолжительного термостатирования.

Данные результаты продвинули ход исследований к следующему этапу – глубокому химическому анализу двух других основных компонентов системы – бентонита и барита. В результате исследований были найдены предположительные причины изменения характеристик бурового раствора – содержание в указанных компонентах солей трехвалентных металлов, вступающих в химическую реакцию при высоких температурах.



Рис.1. Внешний вид раствора после термостарения

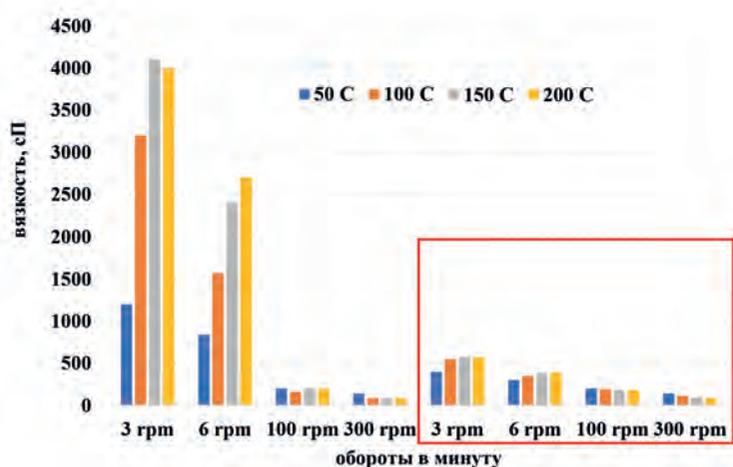


Рис. 2. Зависимость вязкости раствора ULTIMUD® с дефлокулянт от температуры

Табл. 3. Итоговые параметры системы

Параметр	Значения до ТС	Значения после ТС
Плотность, г/см ³	2,38	2,39
Пластическая вязкость, сП (при 50°C)	91	75
ДНС, фунт/100фт ² (при 50°C)	26,8	21,3
СНС 10сек/10мин, фунт/100фт ² (при 50°C)	9,6/10,7	7,5/11,3
Фильтрация, мл/30мин	0,6	3,9
SAG-фактор	0,501	0,501

Итогом этапа подбора основной компонентной рецептуры явилась замена типа бентонита, подбор дополнительных реагентов для нивелирования влияния примесей, содержащихся в утяжелителе и бентонитовой глине.

В результате была подобрана уникальная рецептура бурового раствора, позволяющая сохранить свои свойства после термостарения при температуре 214 °C в течение четырех суток.

Для финальной рецептуры требовалось решение, позволяющее минимизировать эффект зависимости реологических параметров от температуры и позволяющее применить поглотитель сероводорода, минимально влияющий на свойства системы.

При подборе поглотителя сероводорода было решено использовать проверенные и устоявшиеся инженерные решения: поглотитель на основе триазина, соли цинка и двухвалентного железа [1].

Поглотитель сероводорода на основе триазина деградировал при высокой температуре и от его использования

решили отказаться. Продукты на основе солей цинка и двухвалентного железа негативного влияния на свойства раствора до и после термостарения не оказали.

При подборе реагента, регулирующего реологические свойства при высоких температурах, использовался опыт, полученный при решении аналогичных задач при строительстве параметрической скважины Чумпаловская-1.

На рис. 2 представлена зависимость вязкости раствора от температуры для бурового раствора в базовой рецептуре и раствора, обработанного выбранным дефлокулянт.

По окончании лабораторных изысканий по подбору компонентного состава система ULTIMUD® прошла аккредитационные исследования в лаборатории РГУНИГ им. И.М. Губкина для применения при строительстве скважины № 1 Крупской площади.

Итоговые параметры системы (до и после термостарирования при температуре 214 °C в течение 96 часов), отражены в табл. 3.

Таким образом, в результате совместной работы специалистов проектной группы из компании «АКРОС», ПАО «Газпром», ООО «Газпром добыча Краснодар» была разработана система бурового раствора, соответствующая техническим требованиям и технологическим вызовам бурения скважины № 1 Крупской площади.

Успешно завершена разработка рецептуры бурового раствора высокой плотности, выдерживающего длительное воздействие сверхвысоких температур и обладающего устойчивостью к разного рода загрязнителям. Особо стоит отметить толерантность системы к различным солям, позволяющую производить бурение в разрезах с интервалами солевых отложений. Это одно из ключевых преимуществ раствора ULTIMUD® перед широко распространенными промывочными жидкостями для НТНР-скважин на основе лигнитов, вскрытие солевых пластов на которых невозможно [2].

Система потенциально востребована и на других площадях Урало-Поволжского региона, на Камчатке, может быть рекомендована к применению при бурении сверхглубоких разведочных и добывающих скважин в любом регионе страны и за ее пределами.

Литература

1. Каменских С.В., Близиуков В.Ю. Техника и технология строительства скважин в высокопроницаемых горных породах и условиях сероводородной агрессии. - Ухта: УГТУ – 2016. – 116 с.
2. Смирнов И.А. Разработка и внедрение высокоэффективного бурового раствора ULTIMUD на Астраханском ГКМ / Смирнов И., Сапожников Д., Аквилев А., Евдокимов А. // Нефтегазовая вертикаль. – 2021 г. – № 3-4. – С. 40.

References

1. Kamenskikh S.V., Bliznyukov V.Yu. *Tekhnika i tekhnologiya stroitel'stva skvazhin v vysokopronitsayemykh gornyykh porodakh i usloviyakh serovodorodnoy agressii* [Technique and technology of well construction in highly permeable rocks and conditions of hydrogen sulfide aggression] – Ukhta: UGTU Publ., – 2016. – p. 116. (In Russian).
2. Smirnov I.A. *Razrabotka i vnedreniye vysokoeffektivnogo burovogo rastvora ULTIMUD na Astrakhanskom GKM* [Development and implementation of ULTIMUD high-performance drilling mud at the Astrakhan gas condensate field]. Smirnov I., Sapozhnikov D., Akvilev A., Yevdokimov A. // *Neftegazovaya vertikal'* [Oil and gas vertical]. – 2021. – no. 3–4. – pp. 40. (In Russian). ■