

УДК 336.13

Шахноза Мирсаатова Хикматуллаевна

Заместитель директора УНПП «Burg‘ichi biznes»

Азизжон Арипов Аброржонович

Ведущий специалист в ООО «MAXSUS BOSHQARMASI-75»

Отабек Эшмуродов Ражабович

Докторант ТашГТУ

Шерали Умедов Халлокович

Профессор кафедры «Машины и оборудование нефтегазовой промышленности и систем трубопроводного транспорта», д.т.н., проф.

**ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ОСЛОЖНЕНИЙ ПО
УХОДУ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ В ПЛАСТ ПРИ БУРЕНИИ
СКВАЖИН**

Аннотация. В статье приведены сравнительные анализы разработанных буровых растворов с многофункциональными свойствами для предупреждения геологических осложнений. В качестве, которого, был выбран реагент под условным названием УМС. Буровые растворы на основе мраморной пудры, шорсуйской глины, а также баритового концентрата, обработанные реагентом УМС, сохраняли свои первоначальные технологические параметры при длительном взаимодействии с глинистыми отложениями.

Ключевые слова: нефть, газ, площадь, предупреждение, бурение, геологические осложнения, буровые растворы, пористые породы, водоприток, газопроявление, осложнение, вязкость.

Shakhnoza Mirsaatova HIKMATULLAYEVNA

Deputy Director of the ESPE "Burg'ichi biznes"

Azizjon Aripov ABRORZHONOVICH

The leading specialist in MAXSUS BOSHQARMASI-75 LLC

Otabek Eshmurodov RAZHABOVICH

Doctoral student of TASHSTU

Sherali Umedov HALLOKOVICH

Professor of the Department of "Machinery and Equipment of the Oil and Gas industry and Pipeline transport systems", Doctor of Technical Sciences,

Professor

PREVENTION OF GEOLOGICAL COMPLICATIONS IN THE CARE OF DRILLING FLUIDS IN THE FORMATION DURING DRILLING

Annotation. The article presents comparative analyses of the developed drilling fluids with multifunctional properties to prevent geological complications. As which, a reagent was chosen under the conditional name UMS. Drilling fluids based on marble powder, Shorsu clay, and barite concentrate treated with the UMS reagent retained their original technological parameters during prolonged interaction with clay deposits.

Keywords: oil, gas, area, prevention, drilling, geological complications, drilling fluids, porous rocks, water inflow, gas occurrence, complication, viscosity.

В республике в условиях роста потребности в нефти и газа из года в год требует поиска новых площадей, открытия новых месторождений и бурения новых скважин для увеличения добычи углеводородного сырья. Для

этого необходимо уделять большое внимание развитию и внедрению передовых современных технологий и программных комплексов по предупреждению геологических осложнений и безаварийной проводке скважины. Исходя из этого, разработка буровых растворов с многофункциональными свойствами, а также создание новых технологий с целью предупреждения геологических осложнений в горно-геологических условиях имеет большое научное и практическое значение при строительстве скважин.

Геологический осложнений тесно связан с геологическими, технологическими, физико-химическими и другими факторами. Пористые породы, естественные и искусственно созданные трещины, кавернозные поры отслеживаются в пластах горных пород. Поры, соединенные между собой, образуют поровые каналы, по которым продвигаются флюиды и пластовые воды. Исходя из размера пор, скорость фильтруемых флюидов различна [1, 3].

Уход бурового раствора в продуктивных пластах происходит под давлением. Давление пласта в новых неопискованных скважинах способствует уходу бурового раствора, который происходит часто из-за превышения гидростатического давления. Недоопределение давления пласта приводит к различным осложнениям. Разработанная авторами [6, 7, 8] тампонажный смесь на основе «микросферы» и полимера была рекомендована для ликвидации ухода жидкости в продуктивных горизонтах.

При возникновении катастрофического поглощения, водопритоков, обводнения скважин без газопроявления, установка цементных мостов путем доставки тампонажного раствора на контейнере, спускаемом на каротажном кабеле, с последующим сливом раствора в зону ухода дали положительные результаты [1, 3, 7, 8].

Значительным является открытие месторождения нефти и газа в Сурхандарьинской нефтегазоносной области, хотя горно-геологическое

строительство этого района сложное и сильноизменчивое. Выявление закономерностей расположения стратиграфических слоев и их распространение вызывает определенные трудности, так как территория осложнена разнообразными видами тектонических нарушений. Однако интерес к изучению геологического строения и нефтегазоперспективности этого региона привлекло в него множество иностранных инвестиций [1, 2].

Так, например, при бурении скв.1 месторождения «25 лет независимости РУз» на глубине 275 м была встречена зона ухода буровых растворов. Буровой раствор имел плотность $1,30 \text{ г}/\text{см}^3$ и условную вязкость 45 с. Интенсивность ухода составляла $15 \text{ м}^3/\text{ч}$. Со снижением плотности раствора до $1,15 \text{ г}/\text{см}^3$ уже не наблюдалось ухода раствора. Скважину пробурили до глубины 497 м, спустив и зацементировав кондуктор диаметром 299 мм. После обвязки устья скважины противовыбросовым оборудованием продолжили углубление скважины [4]. Для предупреждении геологических осложнений нам были выбранные реагент под условным названием УМС, используемые в процессе бурения скважин, представляют собой высокомолекулярные органические высокогидрофильные соединения, в основном, растворимые в воде и образующие вязкие растворы, которые состоят из длинных макромолекул [2, 5].

Изучена плотностный характеристики и условной вязкости промывочной жидкости, приготовленной на основе пресной воды и влияние на этот процесс облегченного реагента УМС. Результаты исследования приведены на рис.1-3.

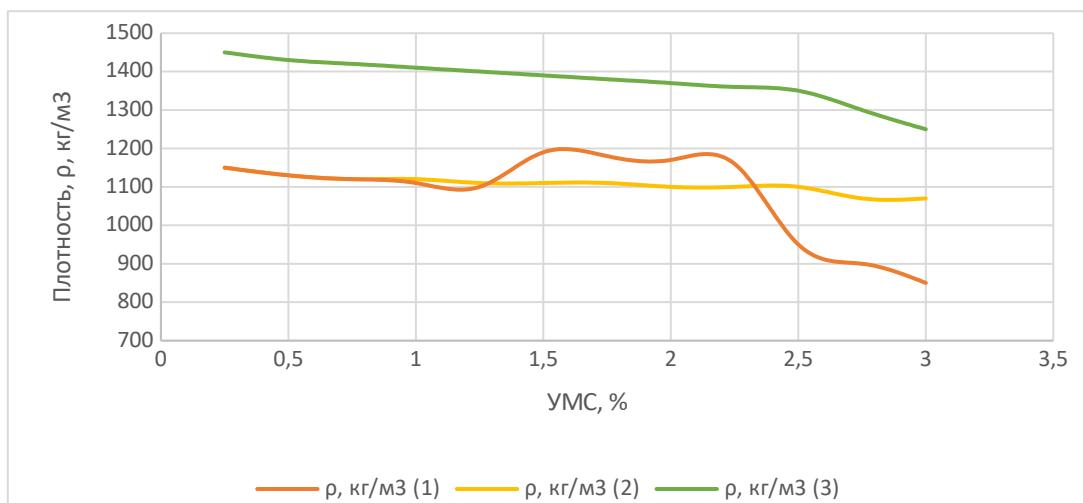


Рис. 1. Зависимость плотности буровых растворов с различными добавками с применением УМС:
1 – с мраморной пудрой; 2 – с шорсуйской глиной; 3 – с баритовым концентратом

Это объясняется тем, что на фильтрационной корке поровые каналы закупориваются дисперсными частицами смазывающей добавки, а также появлением на поверхности смазки в виде тонкой пленки.

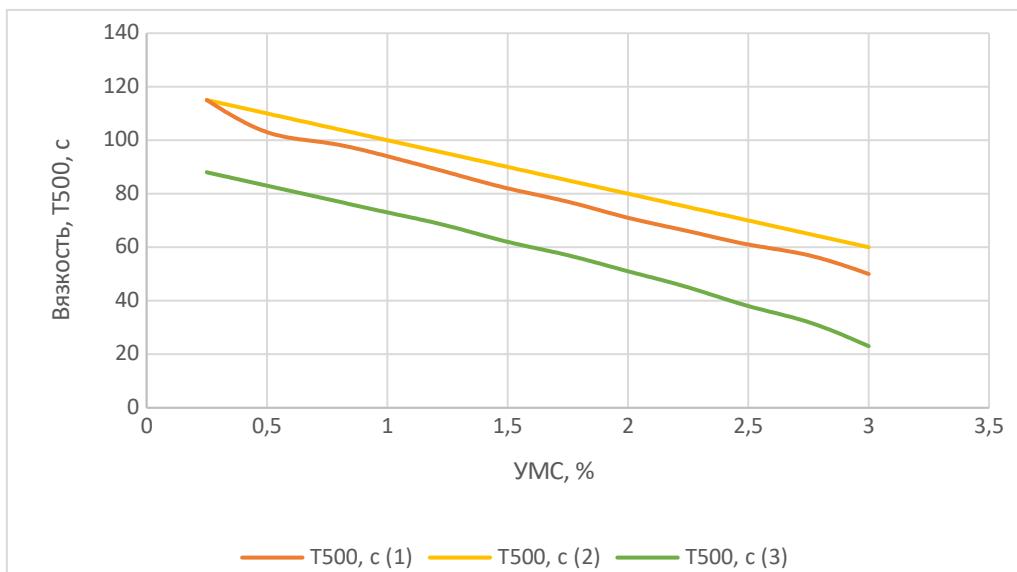


Рис. 2. Зависимости вязкости буровых растворов различными добавками с применением УМС:
1 – с мраморной пудрой; 2 – с шорсуйской глиной; 3 – с баритовым концентратом

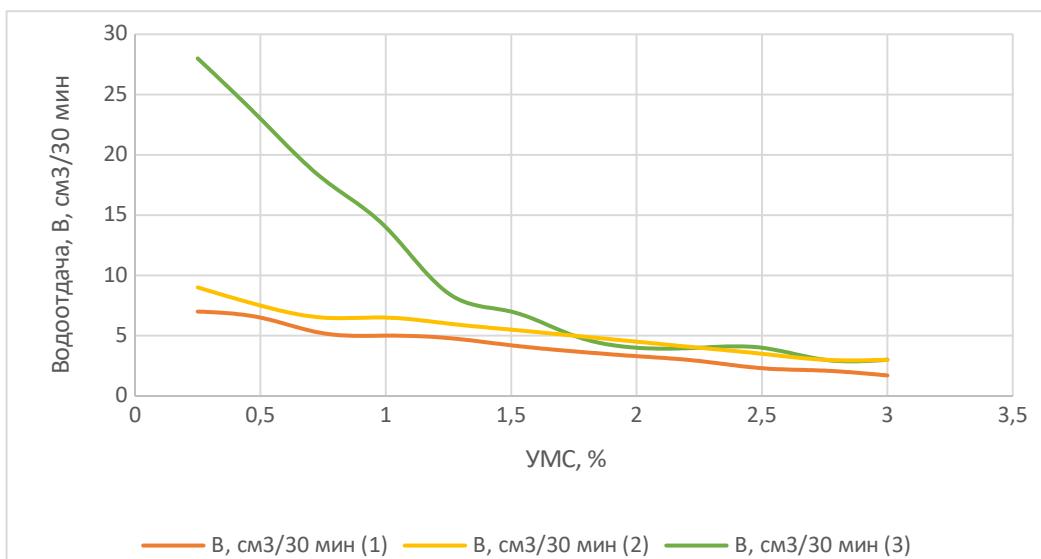


Рис. 3. Зависимости водоотдачи буровых растворов различными добавками с применением УМС:

1 – с мраморной пудрой; 2 – с шорсуйской глиной; 3 – с баритовым концентратом

Разработанный буровой раствор содержит в себе реагент УМС, который повышает их стабильность в процессе бурения скважин, а также при добавке в раствор реагента 0,5 и 3,0% начальная плотность снизилась соответственно от 950 до 700 кг/м³. При увеличении концентрации УМС плотность уменьшается и вязкостные характеристики значительно возрастают, который обеспечивает высокое стабилизирующее действие при длительном отстою бурового раствора, а также снижает плотностный характеристике от 0,95 до 0,7г/см³.

Буровые растворы на основе мраморной пудры, шорсуйской глины, а также баритового концентрата, обработанные реагентом УМС, сохраняют свои первоначальные технологические параметры при длительном взаимодействии с глинистыми отложениями и её можно рекомендовать для применения бурового раствора при прохождении геологических осложнений.

ИСПОЛЬЗОВАННЫЕ ИСТОЧНИКИ:

1. Мирсаатова Ш.Х., Нуритдинов Ж.Ф., Комилов Т.О., Акрамов Б.Ш. Исследование процесса осложнений, связанных с уходом промывочных жидкостей в палеогеновые отложения // Сборник материалов XIV Международных научных Надировских чтений «Яркий пример преемственности научных традиций и верности профессии». – Атырау, Казахстан, 25 февраля 2022 г. – Атырау, 2022. – С. 71 – 76.

2. Мирсаатова Ш.Х., Рахимов К.А., Умедов Ш.Х. Влияния нового реагента УМС-1 на свойства нормальной промывочной жидкости // «Нефть ва газ сохасида кадрлар тайёрлаш сифатини оширишда таълим ва ишлаб чикириш кластерининг ахамияти» Илмий-амалий конференцияси. – Карши, 2023. – С.560 – 562.

3. Окюлов И.Г., Рахимов А.А., Мирсаатова Ш.Х. Не устойчивость стенок

скважин при бурении глинистых отложений // Вестник НУУз. – Ташкент, 2022. – С. 271 – 273.

4. Рахимов К.А., Мирсаатова Ш.Х. Снижение репрессии на пласт выбором конструкции скважин // «O’zbekiston neft va gaz» илмий-техника журнали. – Ташкент, 2022. – №1. – С. 64 – 66.

5. Рахманбердиев Г.Р., Юсупов Н., Умедов Ш.Х., Юсупходжаева Э. Синтез водорастворимого смешанного эфира целлюлозы для стабилизации буровых растворов // Проблемы и перспективы развития нефтяной промышленности Казахстана: Тезисы докладов Международной конференции

– Алматы, 2005. – С. 112 – 113.

6. Турицына М.В. Оценка перспективности применения газожидкостных смесей на месторождениях с аномально-низкими пластовыми давлениями /Турицына М.В., Яковлев А.А. // Научный вестник МГГУ. – 2012. – №6(27). –С. 117 – 123.

7. Умедов Ш.Х., Акрамов Б.Ш., Рахимов К.А., Нуриддинов Ж.Ф., Мирсаатова Ш.Х. Полимерные тампонажные смеси для предотвращения ухода бурового раствора в отложения с высокими фильтрационными свойствами // Современные технологии: проблемы и тенденции развития. Монография. – Петрозаводск: МЦНП «Новая наука», 2021. –С.119–136.
8. Умедов Ш.Х., Гаибназаров С.Б., Комилов Т.О., Маманов Б.Ф., Рузманов Ф.И., Мирсаатова Ш.Х. Контейнер для доставки тампонажной смеси в зону осложнения скважины. Патент. 16.07.2021; № IAP 06550.
9. Golfier F., Bazin B., Lenonnand R, Quintard M. Core-scale description of porous media dissolution during acid injection – Part 1: theoretical development// Computational and Applied Mathematics. Vol. 23. 2004 – № 2 – 3. P. 173 – 194.