



CENTRAL ASIAN JOURNAL OF THEORETICAL AND APPLIED SCIENCES

Volume: 02 Issue: 09 | Sep 2021 ISSN: 2660-5317

Разработка И Исследование Солестойкого Реагента В Основе Из Местного Сырья На Месторождение Алан Сквжина № 202

Н.Н. Ёдгаров, Ш.А. Каримов, А.А. Абдиназаров

Ташкентский государственный технический университет имени Ислама Каримова

Received 17th Jun 2021, Accepted 4th Jul 2021, Online 04th Sep 2021

Аннотация: В данной статье приведена характеристика одной из важных задач, разработки рецептур буровых растворов. При бурение агрессивний среди всегда получается проблемный вопросы с буровим раствором, а также нехватка химического реагенты. В этом статей рассмотрен ряд вопрос как агрессивной среди, поливалентных катионов и устойчивых к действию высоких температур при проводке скважин на площадях и месторождениях в Республике, кроме того как влияет разработанные растворов в горно-геологического услови. Разработанные растворы использован и получен результатов на Чорджоуской ступени Бишкентского прогиба Бухаро-Хивинском нефтегазового области. Это вопросы били на некоторые площадях и месторождения как Алан, Денгизкуль, Уртабулак, Кукдумалак, Култак и др.

Ключевые слова: хемоген, модифицированный реагент, АВПД, МКР, КМЦ, ПАН на основе местного сырья, определена основные параметры получения реагента и исследованы влияние реагента МКР на технологических свойств пресного и соляного бурового раствора.

Из фактических промысловых материалов видно, что значительную часть геологического разреза многих нефтегазаносных районов Узбекистана составляют хемогенные породы. Они встречаются в виде соленых куполов, почек прослоев каменной соли, гипсов и ангидритов. Реже включается в глино-песчаные породы [1-8]. Известно что отложения хемогенных пород являются хорошими покрывками для скопления углеводородов, по этому объем бурения на подсолевых отложениях увеличивается.

В основном хемогенные породы приурочены к отложениям верхней коры (Киммеридж-титан).

В Амударинской и Афгано-Таджикской впадинах и неогена в Ферганской впадине. В Амударинской впадине хемогенные породы залегают в виде почек на глубинах 1000-3000 м мощностью от 50-1200 м с чередующимися прослоями хлоридов и сульфатов [9-14].

На Чорджоуской ступени Бишкентского прогиба впадине принято различать верхние и нижние соли каменной соли, разделяющиеся гипсо-ангидритовым слоем. На некоторых площадях (Алан, Денгизкуль, Уртабулак, Кукдумалак, Култак и др.) этой почки отложений нередко встречаются линза рассола рапы. По составу рапа представляет собой рассол хлоридно-натриево-кальциевых и хлоридно-калиево-магниевых солей с минерализацией 300-670 г/л и плотностью при 20⁰С 1280-1380 кг/м³.

Одной из важных задач разработки рецептур буровых растворов выдерживающих агрессию поливалентных катионов и устойчивых к действию высоких температур при проводке скважин на площадях и месторождениях с содержанием соленосных отложений с аномально высокие пластовые давление (АВПД) являются выбор солеустойчивого химического реагента на основе местного сырья [15-19]. В связи с этим нами проведены исследования создание солеустойчивого реагента на основе отхода производств нитронного волокна. Омылением отхода в щелочном среде при температуре 97⁰С дальнейшим проведение дополимеризации присутствии окислительно-восстановительного инициатора нами были получены модифицированный реагент акриловых полимеров условным названием МКР. Исследования влияния реагента МКР на водные суспензии глины показали, что по эффективности стабилизирующего действия МКР превосходят даже КМЦ – один из самых эффективных реагентов, применяемых в буровой растворе. Реагент МКР является неполного омыления продукта ПАН, а в щелочном растворе представляет собой густую пастообразную массу кремового цвета. Он легко разбавляется водой, образуя вязкие растворы даже при малой концентрации [20-23].

Оптимальные условия получения реагента МКР определяется в зависимости от степени омыления и соотношения используемых компонентов. С ростом времени омыления (до 4 часов) сначала увеличивается одновременно и молекулярная масса и степень гидролиза, затем лишь молекулярная масса. Максимальная стабилизирующий эффект МКР достигается при соотношении ПАН:щелочь, равном 1:0,8 и временем омыления 4 часа. Реагент МКР содержит 7–10% азота при различных соотношениях амидных, циклических, имидных, карбоксильных, карбоксилатных функциональных групп. Молекулярная масса равна ~50000. Увеличение молекулярной массы полимера приводит к усилению межмолекулярных контактов с соседними макромолекулами и к возникновению в растворе устойчивых вторичных образований – агрегатов или ассоциатов макромолекул [24]. При этом увеличивается вязкость среды, вследствие структурообразования макромолекул МКР, связывающих значительное количество воды, можно рассматривать как дополнительный фактор коллоидной устойчивости глинистой суспензии в присутствии реагента К-9М. Реагент МКР в минерализованных БР резко снижает водоотдачу и предельное СНС. С ростом концентрации МКР в буровом растворе выше 0,5% водоотдача и предельное СНС продолжает снижаться в отличие от действия хим реагентов, где эти показатели возрастают. Введение 1% (на сухое вещество) реагента МКР в насыщенный раствором NaCl раствор при бурении скважин №5 Северный Камаша позволило эффективно снизить водоотдачу раствора (0,03-0,05 м³) при сохранении значения СНС в допустимых пределах (0,0018–0,0075 мгс/м³). Эти показатели раствора сохранились в течение 12 суток без дополнительных обработок. За это время было пробурено 100 м солевого и 14 м ангидрита силикатов. В зависимости от минерализации растворов добавки МКР составляют от 0,1 до 1% (на сухое вещество) от объема раствора. Реагент МКР совместим со всемирными реагентами применяемыми для обработки бурового раствора. Для обработки глинистой суспензии в зависимости от минерализации добавка МКР составляет до 2,0% (на сухое вещество) от объема глинистого раствора. Влияние нового реагента МКР на свойства бентонитоглинистого раствора Навбахарского месторождения и различных минеральных солей приведена в табл. 1.

Табл.1. Технологические параметры состава Навбахарского глинистого раствора (8%, в объеме 200 мл).

№	Состав глинистого раствора					Технологические параметры глинистого раствора					
	МКР	К-4	NaCl	CaCl ₂	MgCl ₂	γ , кг/м ³	T ₁₀₀ , с	B, см ³ /30ми	К мм	pH	T ⁰ C
1	-	-	-	-	-	1060	22	25	3	6,5	120
2	0,1	-	-	-	-	1060	37	21	2,5	7,5	120
3	0,5	-	-	-	-	1060	45	12	1,5	8	120
4	1,0	-	-	-	-	1070	48	3	0,3	8,5	120
5	1,0	-	10	-	-	1090	43	5	0,5	8,5	120
6	1,0	-	15	-	-	1100	40	6	0,5	8,5	120
7	1,0	-	25	-	-	1120	38	13	1,5	8	120
8	2,0	-	25	1	1	1130	61	12	1,5	8	120
9	-	2,0	25	1	1	1140	68	11	1,5	8,5	120

Из данных табл.1. видно что технологические показатели пресного и соленого бентонитового глинистого раствора при нагревании до 120⁰C в течение 3 часов в автоклаве в присутствии хлоридов натрия и кальция в пределах норм по сравнению с полимерным реагентом К-4 (заводской). Таким образом, разработан модифицированный реагент МКР на основе местного сырья, определены основные параметры получения реагента и исследованы влияние реагента МКР на технологических свойствах пресного и соляного бурового раствора [25]. На основании полученных результатов исследование можно сделать вывод что реагент МКР имеет широкие области применения при бурении глубоких скважин как реагент для:

- безглинистых полимерных буровых растворов с низкой вязкостью и высокими ингибирующими свойствами при бурении набухающих глин; возможно полное насыщение раствора солями одновалентных металлов;
- малоглинистые полимерные буровые растворы, допускающие насыщение их хлоридами натрия и калия, а также магния;
- утяжеленные глинистые растворы;
- изоляционные составы, ВУСы;
- полимерные системы для заводнения с целью поддержания пластового давления.

Литература

1. Мамаджанов У.Д., Турапов М.К. Опыт промышленного применения реагентов на основе акрилатов // «Бурение». 1964. № 9. – С.22-26
2. Миркомиллов Т.М., Мухаммадгалиев Б.А. Применение отходов карбоксиметилцеллюлозы для стабилизации буровых растворов // Узбекский журнал нефти и газа. Ташкент, 1998. №3 – С. 26-28.
3. Ёдгаров Н.кн. «Химические реагенты и материалы для нефтегазовой промышленности» - Ташкент, Voris. 2009. 529с.

4. Иносаридзе Е.М. Инженерно-геологическая классификация глинистых пород и гидратообразующие буровые растворы для бурения // Нефтегазовое дело. – 2010. №1 58 - 61с.
5. А.М. Муртазаев. Разработка методов повышения надёжности изоляции нефтяных и газовых пластов с высокими давлением и температурой // Диссертация канд.тех.наук. Инст. «УзЛИТИнефтегаз». –Т.: 2004 г. 18 с.
6. А.Г. Гурджиев, Ш.Ш. Шаисхаков и др. Возможности регулирования технологические свойства тампонажных и буровых растворов // Узбекский журнал нефти и газа. №2, 1999. -С. 11-12.
7. Потапов А.Г. К вопросу о геомеханическом моделировании при бурении скважин // Научно-технический сборник «Вести газовой науки», 2014. № 4 (20).-С.69-74.
8. Горонович С.Н. Методы обеспечения совместимых интервалов бурения / С.Н. Горонович. – М.: Газпром экспо, 2009. – 255 с.
9. Пат. 2373251 Российская Федерация, МПК С09К8/467. Состав для изоляции зон поглощений [Текст] / В.И. Днистрянский, А.Н. Мокшаев, С.Н. Горонович, П.Ф. Цыцымушкин, В.С. Петров, В.В. Романов, В.А. Широков, В.Н. Степанов, А.В. Ефимов. – № 2008100744/03; заявл. 09.01.2008; опубл. 20.11.2009.
10. Акрамов, Б. Ш., Умедов, Ш. Х., Хайитов, О. Г., Нуриддинов, Ж. Ф. У., Хамроев, У., & Зияева, Н. (2019). Инновационная технология разработки нефтегазовых залежей. Наука, техника и образование, (1 (54)).
11. Хайитов, О. Г., Набиева, Н. К., & Махмудов, Ш. Н. (2013). Оценка степени влияния плотности сетки скважин на коэффициент нефтеизвлечения подгазовых нефтяных залежей. *Известия высших учебных заведений. Горный журнал*, (6), 46-50.
12. Khayitov, O. G. (2020). Evolution Of Petroleum Stratum Efficiency By-Multi-Factor Regression Analysis. *The American Journal of Engineering and Technology*, 2(08), 79-84.
13. Агзамов, А. А., & Хайитов, О. Г. (2016). Оценка степени влияния деформации коллектора на коэффициент продуктивности скважин месторождения Северный Уртабулак. *Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал)*, (9).
14. Акрамов, Б. Ш., ХАЙИТОВ, О., & ЖАЗЫКБАЕВ, К. (2010). Экспериментальное исследование химического выщелачивания нефти из нефтяных пластов. *Известия высших учебных заведений. Горный журнал*, (4), 25-28.
15. Акрамов, Б. Ш., Хайитов, О. Г., & Табылганов, М. К. (2010). Методы уточнения начальных и остаточных извлекаемых запасов нефти по данным разработки на поздней стадии. *Известия высших учебных заведений. Горный журнал*, (2), 20-24.
16. G'afurovich, K. O. (2020). Current State And Ways To Improve The Efficiency Of Field Development In The South-Eastern Part Of The Bukhara-Khiva Region. *The American Journal of Applied sciences*, 2(09), 194-206.
17. Акрамов, Б. Ш., Хайитов, О. Г., Нуриддинов, Ж. Ф., & Мирзакулова, М. Н. (2019). Инновации в разработке месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. *Сборник научных статей по итогам работы Международного научного форума*, 139.
18. Акрамов, Б. Ш., Умедов, Ш. Х., Хайитов, О. Г., Нуриддинов, Ж. Ф. У., & Мирзакулова, М. Н. К. (2019). Использование промысловых данных для определения запасов нефти залежей,

разрабатываемых при водонапорном режиме. *Проблемы современной науки и образования*, (10 (143)).

19. Хайитов, О. Г., Каршиев, А. Х., & Хамраев, Б. Ш. (2018). Анализ эффективности бурения горизонтальных скважин на месторождении " южный кемачи". *Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал)*, (8).
20. Хайитов, О. Г., Каршиев, А. Х., & Хамраев, Б. Ш. (2018). Анализ эффективности бурения горизонтальных скважин на месторождении " южный кемачи". *Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал)*, (8).
21. Хайитов, О. Г., & Агзамова, Х. А. (2011). Техничко-экономическая и экологическая эффективность утилизации попутного нефтяного газа. *Известия высших учебных заведений. Горный журнал*, (1), 38-43.
22. Агзамов, А. А., & Хайитов, О. Г. (2010). Обоснование метода увеличения коэффициента извлечения нефти на основе обработки геологопромысловых данных. *Известия высших учебных заведений. Горный журнал*, (8), 47-51.
23. G'afurovich, K. O. (2020). Modern State And Methods Of Enhancing The Productivity Of Field Progress In The South-Eastern Part Of Bukhara-Khiva Region. *The American Journal of Social Science and Education Innovations*, 2(09), 423-432.
24. G'afurovich, K. O. (2020). Modern State And Methods Of Enhancing The Productivity Of Field Progress In The South-Eastern Part Of Bukhara-Khiva Region. *The American Journal of Social Science and Education Innovations*, 2(09), 423-432.
25. Хайитов, О., Умирзоков, А., & Бекмуродов, А. (2020). О применении методов подсчета запасов газа в месторождении северный гузар. *Збірник наукових праць ЛОГОС*, 56-59.