Научная статья
Original article
УДК 622.244.47

РАЗРАБОТКА УТЯЖЕЛЕННОГО РАСТВОРА ДЛЯ БУРЕНИЯ РАПОНОСНЫХ ПЛАСТОВ КОВЫКТИНСКОГО ГКМ

DEVELOPMENT OF A WEIGHTED SLURRY FOR DRILLING RAPO-BEARING FORMATIONS OF THE KOVYKTA GCF

Шаритдинов Артём Флюрович, студент магистратуры 2 курс, факультет «Горно-нефтяной», Уфимский государственный нефтяной технический университет, Россия, г. Уфа
Латыпов Алмаз Дамирович, студент 4 курс, факультет «Горно-нефтяной», Уфимский государственный нефтяной технический университет, Россия, г. Уфа
Ишмеев Артур Камилевич, студент 4 курс, факультет «Горно-нефтяной», Уфимский государственный нефтяной технический университет, Россия, г. Уфа

Sharitdinov Artem Flyurovich, graduate student 2nd year student, Faculty of Mining and Oil, Ufa state petroleum technological university, Russia, Ufa
Latypov Almaz Damirovich, Student 4th year student, Mining and Oil Faculty, Ufa state petroleum technological university, Russia, Ufa
Ishmeev Artur Kamilevich, Student 4th year student, Mining and Oil Faculty, Ufa state petroleum technological university, Russia, Ufa

Аннотация: Статья посвящена разработке утяжеленного раствора для бурения рапоносных пластов. Рапопроявление, как и любой другой вид проявлений, возникает лишь в случае превышения пластового забойного давления над скважинным.

Соответственно необходимо, чтобы соблюдалось условие репрессии в скважине. Оно создается буровым раствором, в частности его плотностью. Учитывая специфику и условия ее залегания на Ковыктинском ГКМ, были сделаны разработки специального бурового раствора, который сможет применяться как для бурения всего потенциального рапоносного интервала изначально, так и для глушения непредвиденного рапопроявления в виде утяжеленного, замещающего основной раствор в скважине.

S u m m a r y : The article is dedicated to the development of a weighted mud for drilling rape-bearing formations. Brine intrusion, like any other type of manifestations, occurs only in the case of excess of the reservoir downhole over the borehole. Accordingly, it is necessary that the condition of repression in the well be observed. It is created by the drilling fluid, in particular its density. Taking into account the specifics and conditions of its occurrence at the Kovykta gas condensate field, a special drilling fluid was developed, which can be used both for drilling the entire potential brine-bearing interval initially, and for killing an unexpected brine occurrence in the form of a weighted one replacing the main fluid in the well.

Ключевые слова: Утяжеленный раствор, соленасыщенный полимерный раствор, раствор на углеводородной основе, рапопроявление, рапоносные пласты, осложненные геологические условия.

Keywords: Weighted slurry, salt-saturated polymer mud, hydrocarbon-based mud, brine intrusion, rape-bearing layers, complicated geological conditions.

Ярким примером рапопроявлений является уникальное Ковыктинское газоконденсатное месторождение (КГКМ).

В разрезе КГКМ условно выделяют 3 структурных комплекса [1]: надсолевой (до кровли литвинцевской свиты), солевой (до кровли мотской свиты) и подсолевой (состоит из сульфатно-карбонатного подкомплекса).

На данном месторождении рапоносные горизонты совпадают с интервалами аномально высоких пластовых давлений (1600-2500) м. Наибольший коэффициент аномальности 1,92 встречается в христофоровском пласте. Соответственно, для их

бурения необходим утяжеленный буровой раствор (плотностью ρ=2.0 г/см^3 с учетом ЭЦП), который также был бы устойчив к высокоминеральной агрессии.

На основе проведенного анализа состояния проблемы и учитывая те факты, что для предотвращения течения и растворения солей в растворе повышают плотность очистного агента, применяют нерастворимые среды, подавляют растворимость одной соли в другой путем перенасыщения промывочной жидкости [2], предлагается рассмотреть два типа раствора: соленасыщенный полимерный и на углеводородной основе.

При разработке соленасыщенного полимерного раствора, его необходимо искусственно «засолонить», используя ту соль, которая представлена в рапе Ковыктинского ГКМ.

В процессе исследований было заготовлено 6 составов растворов на полимерной основе (таблица 1). В составы №1 и 3 в пресную воду сначала добавлялись соли согласно их максимальным растворимостям. В раствор № 3 каустическая сода (NaOH) добавлялась перед вводом соли, а в растворе №1 – после. Далее вводились биополимер (ксантановая смола) и КМЦ для придания структурно-механических и фильтрационных свойств соответственно. Кроме того, в раствор также был введен полиакриаламид (ПАА) для понижения водоотдачи раствора и как эффективный инкапсулятор для ингибирования глин в пропластках солей.

Таблица 1.

Компонентный состав полимерных растворов

Состав	№1	№2	№3	№4	№5	№6
Вода, мл	500	500	500	500	500	500
NaOH, г	до pH=9-10 (в среднем 2-3)					
КМЦ, г	3	8,5	10	5	5	5
Ксантановая смола, г	2,5	4	3	1	1	1
ПАА, г	0	2,5	1	0,5	0,2	0,05
CaCl2, г	300	300	300	300	500	300
MgCl2, г	60	60	60	60	60	60
Барит, г	до ρ=1,95 г/см3 (в среднем 550)					

Как видно из таблицы 1, в составе №2 концентрация вводимых полимеров была завышена и раствор получился слишком высоковязким, поэтому он был снят с дальнейших исследований. В состав №5 было добавлено повышенное количество соли, что в дальнейшем негативно себя проявило в завышении реологических параметров. Такой эффект возникает из-за присутствия в растворе твердой фазы не растворившейся части соли.

После получения однородной структуры раствора за счет его перемешивания, замеряется плотность и вводится в раствор необходимое количество барита и тщательно перемешивается.

В качестве основы РУО были проанализированы два типа масла: ВМГЗ ВолгаОйл и Gazpromneft Drilline 2 (таблица 2). Первое масло является минеральным с плотностью 820 кг/м^3 повышенной вязкости, второе – синтетическим маловязким материалом плотностью 780 кг/м^3. На основе этих двух масел было приготовлено по 4 различных состава

Таблица 2.

Компонентный состав РУО

	Масло ВМГЗ ВолгаОйл				Gazpromneft Drilline 2			
Состав	№7	№8	№9	№10	№11	№12	№13	№14
Масло, мл	500	500	500	500	500	500	500	500
Органобентонит, г	6	10	10	6	6	10	10	6
Эмульгатор «Полиойлчек Стаб-ДТ», мл	10	10	8	10	10	10	8	10
Эмульгатор «Полиэмульсан», мл	0	14	12	15	0	14	12	15
Модификатор реологии «Полиойлчек ВИС», мл	2,5	4	4	4	2,5	4	4	4
Понизитель фильтрации «Полиойлчек фильтр», мл	2,5	4	4	2	2,5	4	4	2
Гидрофобизатор, мл	5	6	6	4	5	6	6	4
CaCl2, г	6	80	30	20	6	80	30	20
Вода, мл	15	200	75	50	15	200	75	50

	Масло ВМГЗ ВолгаОйл				Gazpromneft Drilline 2			
Состав	№7	№8	№9	№10	№11	№12	№13	№14
Ca(OH)2, г	20	20	20	20	20	20	20	20
Барит, г	До ρ=1,95 г/см3 (в среднем 1000)							

В результате приготовления образцов раствора были получены следующие результаты:

1) в составах №7 и 11 из-за малого объема вводимой воды не возникало необходимой структуры для удержания утяжелителя (в среднем СНС10мин ≈ 0,77 Па). Поэтому они были сняты с дальнейших исследований;

2) в составах №12-14 реология растворов была слишком мала для удержания утяжелителя (в среднем СНС10мин ≈ 0,51 Па). Поэтому были сняты с дальнейших исследований;

3) составы №8-10 оказались успешными и потому были оставлены для дальнейшего исследования. Кроме того, учитывая то, что базовое масло ВМГЗ ВолгаОйл имеет большую плотность и вязкость и, при этом, меньшую стоимость, потребуется меньшее количество утяжелителя, чем для Gazpromneft Drilline 2. До введения барита, плотность эмульсии с минеральным маслом в среднем составляла 0,95-0,97 г/см^3.

Далее были исследованы основные технические параметры разработанных как полимерных растворов, так и РУО.

Для оценки полученных растворов результаты исследований представлены в таблице 3.

Таблица 3.

Результаты исследований параметров разработанных составов

	РУО			Полимерный		
Измеряемый параметр	№8	№9	№10	№4	№5	№6
Плотность ρ, г/см3	1,95					
600 об/мин, град	244	211	184	281	280	227
300 об/мин, град	151	123	98	176	184	139

	РУО			Полимерный		
Измеряемый параметр	№8	№9	№10	№4	№5	№6
200 об/мин, град	116	92	73	130	136	104
100 об/мин, град	75	57	37	82	82	63
6 об/мин, град	22	12	7	11	10	8
3 об/мин, град	18	9	5	7	6	5
3 об/мин 10 сек, град	18	9	5	7	7	5
3 об/мин 10 мин, град	21	12	6	10	8	6
СНС10сек, Па	9,2	4,6	2,5	3,6	3,6	2,5
СНС10мин, Па	10,7	6,13	3,1	5,11	4,1	3,1
Пластическая вязкость, мПа·с	93	88	86	105	96	88
ДНС, Па	27,8	16,8	5,7	50,3	42,1	24,4
Суточный отстой, %	3	2	2,5	1	<1	1,5
Стабильность, г/см3	0,06	0,08	0,1	0,026	0,03	0,035
Электростабильность, В	>500	>500	>500	-	-	-
Фильтрация, см3/30 мин	0	0	0	0,5	3	7,4
Коэффициент трения корки	0,14	0,136	0,131	0,083	0,069	0,057

При сравнении показателей ДНС, СНС10мин и пластической вязкости РУО при различном объемном содержании рассола в эмульсии, можно сделать вывод о том, что все три параметра стабильно растут при увеличении объема вводимой водной фазы.

Анализируя зависимость ДНС, СНС10мин и пластической вязкости полимерного раствора от объемного содержания ПАА, можно сделать заключение, что чем больше концентрация ПАА, тем выше эти параметры. А фильтрация, наоборот, снижается.

Анализируя полученные результаты (таблица 3), можно сделать следующие выводы:

- для обоих типов растворов получились высокие реологические показатели, однако для РУО они все-таки несколько ниже;

- для РУО очевидно уменьшение реологических показателей в составах с меньшим содержанием водной фазы;

- учитывая сегодняшний опыт бурения рапоносных интервалов на Ковыктинском ГКМ, величина пластической вязкости допускается 100 мПа·с. Минимальное ее значение соответствует составу №9;

- наиболее приемлемая величина ДНС у состава №10, хоть она и превышает рекомендуемое (2 Па);

- минимальные значения СНС10мин характерны для растворов №10 и 6 и не превышают рекомендуемое (5 Па);

- для всех составов значение суточного отстоя соответствует норме (менее 3%), однако у полимерных оно ниже;

- величина стабильности превышает норму у всех РУО (более 0,05 г/см^3), а для полимерных составов находится в допустимом диапазоне;

- электростабильность эмульсии имеет хорошие высокие показатели;

- кроме того, фильтрация всех составов РУО показала нулевые значения, а для полимерного состава №6 она превысила норму (5 см^3/30 мин);

- коэффициент трения меньше критического значение (0,2).

Литература

1. Аверкина Е.В. Анализ рапопроявляющих скважин на газоконденсатных месторождениях Иркутской области // Известия Сибирского отделения Секции наук о Земле РАЕН. №2. С.152-157.
2. Деминская Н.Г. Анализ использования ингибирующих растворов и пути их совершенствования в условиях сульфатно-галлоидной агрессии // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2010. №8. С. 26-28.
3. Семенякин, В.С. Распознание причин развития проявлений на ранней стадии их возникновения при бурении // Вестник АГТУ. – г. Астрахань. – 2004. №4 (23). С. 107-111.
4. Старощук А.В., Семенякин В.С. Причины рапо-, нефте-, и газопроявлений при бурении скважин на утяжеленных буровых растворах // Нефтяное хозяйство. 2011. №4. С. 90-93.

5. Тирон Д.В. Совершенствование технологии эмульсивонных растворов для бурения скважин в условиях повышенных забойных температур: Дис. канд. тех. наук. – Ухта: УГТУ. 2017. С. 114.
6. Ушивцева Л.Ф. Гидрогеологическая характеристика зон рапопроявлений Астраханского свода // Геология, география и глобальная энергия. 2019. №4 (75). С. 106-115.

Literature

1. Averkina E.V. Analysis of brine-producing wells in gas condensate fields of the Irkutsk region // Proceedings of the Siberian Branch of the Section of Earth Sciences of the Russian Academy of Natural Sciences. No. 2. P. 152-157.
2. Deminskaya N.G. Analysis of the use of inhibitory solutions and ways to improve them in the conditions of sulfate-haloid aggression // Construction of oil and gas wells on land and at sea. 2010. No. 8. P. 26-28.
3. Semenyakin, V.S. Recognition of the reasons for the development of manifestations at an early stage of their occurrence during drilling // Vestnik ASTU. - Astrakhan. 2004. No. 4 (23). P. 107-111.
4. Staroshchuk A.V., Semenyakin V.S. Causes of rapo-, oil-, and gas shows during drilling of wells on weighted drilling fluids // Neftyanoe khozyaystvo. - 2011. No. 4. P. 90-93.
5. Tiron D.V. Improving the technology of emulsion solutions for drilling wells at elevated bottomhole temperatures: Dis. cand. those. Sciences. - Ukhta: USTU. 2017. P. 114.
6. Ushivtseva L.F. Hydrogeological characteristics of the zones of brine manifestations of the Astrakhan arch // Geology, geography and global energy. 2019. No. 4 (75). P. 106-115.

© Шаритдинов А.Ф., Латыпов А.Д., Ишмеев А.К. 2022 Научно-образовательный журнал для студентов и преподавателей «StudNet» №5/2022.

Для цитирования: Шаритдинов А.Ф., Латыпов А.Д., Ишмеев А.К. РАЗРАБОТКА УТЯЖЕЛЕННОГО РАСТВОРА ДЛЯ БУРЕНИЯ РАПОНОСНЫХ ПЛАСТОВ КОВЫКТИНСКОГО ГКМ// Научно-образовательный журнал для студентов и преподавателей «StudNet» №5/2022.