

НОВЫЕ ПОЛИМЕРНЫЕ КОМПОЗИЦИИ ДЛЯ ВСКРЫТИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПЛАСТОВ С АНОМАЛЬНО НИЗКИМИ ДАВЛЕНИЯМИ

¹*Журабек Туронович Бозоров, доцент, PhD. Университет экономики и педагогики, Карши, Узбекистан*

²*Акрам Холмуминович Эргашев, ассистент, Термезский государственный университет инженерии и агротехнологий, г.Термез, Узбекистан*

NEW POLYMER COMPOSITIONS FOR DISCONNECTING OIL AND GAS FORMATIONS WITH ABNORMALLY LOW PRESSURES

¹*J.T. Bozorov, Associate Professor, PhD, University of Economics and Pedagogy, Karshi, Uzbekistan*

²*A.X. Ergashev, Assistant, Termez State University of Engineering and Agricultural Technologies, Termez, Uzbekistan*

Аннотация

В статье освещены материалы о вскрытии нефтегазовых пластов аномально низкими давлениями на примере месторождений Узбекистана. Также использование буровых растворов при этих условиях для промывки скважин, особенно повсеместное применение полимерно-глинистых растворов.

Изучены применения этих малоглинистых буровых растворов при вскрытии пластов с низкими аномальными давлениями и установлено, что на площадях в процессе первичного вскрытия продуктивного пласта было отмечено интенсивное проявление углеводородов, поглощения бурового раствора и т.д.

Abstract

The article covers materials on the opening of oil and gas formations with abnormally low pressures using the example of the fields of Uzbekistan. In addition, the use of drilling fluids under these conditions for washing wells, especially the widespread use of polymer-clay solutions.

The use of these low-clay drilling fluids in opening formations with low abnormal pressures was studied and it was found that in the areas during the primary opening of the productive formation, an intensive manifestation of hydrocarbons, absorption of the drilling fluid, etc. was noted.

Ключевые слова: *аномальное, пласт, давление, вскрытие, буровой раствор, вязкость, бурения, скважина, промывка, полимер, композиция.*

Keywords: *abnormal, formation, pressure, opening, drilling mud, viscosity, drilling, well, flushing, polymer, composition.*

В условиях Узбекистана для промывки скважин повсеместно применяются полимерно-глинистые растворы. Практика применения малоглинистых буровых растворов при вскрытии пластов с аномально низкими пластовыми давлениями (АНПД) показала, что на площадях в процессе первичного вскрытия продуктивного пласта было отмечено интенсивное проявление углеводородов, поглощения бурового раствора и т.д.

Наличие твердой фазы глинистых суспензий наиболее существенно проявляется для коллекторов, имеющих исходную проницаемость выше $0,2-0,3 \text{ мкм}^2$ [1, с.2].

Как известно, при выборе буровых растворов для первичного и вторичного вскрытия продуктивных пластов к ним предъявляются следующие требования:

1. Обеспечение их плотности;
2. Химическая совместимость с породой и пластовыми флюидами.

Для приготовления недиспергирующих полимерных буровых растворов используют в основном полимерные добавки двух типов: двойного свойства (бифункциональные) и селективные полимерные реагенты полученных на основе крахмала и модификатора. При этом объемная доля глинистых частиц в твердой фазе недиспергирующего полимерной композиции должна составлять не более 4%.

Качество бурового раствора на основе модифицированного природного полимера и глины считается удовлетворительным, не только при малом содержании глинистого компонента её твердой фазы, но и при минимально возможном отношении содержания частиц выбуренной породы в твердой фазе бурового раствора [2, с.76].

Нами в лабораторных условиях были проведены тестовые испытания малоглинистого полимерного бурового раствора на основе ПК-1.

В качестве полимерной добавки мы использовали два функциональных реагентов, т.е. ПК-1 и в качестве коагулирующего агента мраморный порошок (МП) с гранулометрическим составом класса 0,2-10,0 микрон со средневзвешенным средним размером частиц 3мкм.

Эти исследования были проведены с целью выбору составов промывочных растворов для вскрытия продуктивных горизонтов с АНПД, т.е. сохранению фильтрационной характеристики пород в при забойной зоне скважин.

В табл.1 приведены результаты сравнения реагента ПК-1 с другими известными полимерными реагентами.

В качестве контрольного бурового раствора была принята 4 % - ная бентонитовая суспензия.

Как видно из табл.1, расход реагента ПК-1 для приготовления малоглинистой композиции значительно меньше по сравнению с используемыми на производстве реагентами как КМЦ-500, К-4 и УЩР при

этом технологические свойства бурового раствора на основе полимерной композиции ПК-1 выше чем, по сравнению с остальными композициями.

Таблица.1

Сравнительные данные технологических параметров бурового раствора в зависимости от природы полимерной композиции

№ п/п	Состав бурового раствора	ρ , кг/м ³	T ₅₀₀ , сек	Ф, см ³ /30 мин	К, Мм	pH
1	№1-4%-ная бентонитовая суспензия	1030	18	21,5	2,0	8,0
2	№1+0,25% ПК-1	1030	60	6,0	1,0	9,0
3	№1+0,5% ПК-1	1030	90	5,0	0,8	9,5
4	№1+1,0% ПК-1	1030	140	4,0	0,5	10
5	№1+0,5% КМЦ-85/600	1030	32	12,5	1,7	8,0
6	№1+1,0 % КМЦ-85/600	1030	38	10,0	1,0	8,0
7	№1+2,0% КМЦ-85/600	1030	90	8,0	0,5	8,0
8	№1+0,5% К-4	1030	35	18	6,0	9,0
9	№1+1,0 % К-4	1030	60	8	4,0	9,5
10	№1+2% К-4 +1% Na ₂ CO ₃	1030	120	8	2,5	11
11	№2+1% УЦР	1030	28	6	2,0	9,0
12	№2+3% УЦР	1030	44	8	1,5	9,5

Это свидетельствует о высокой структурообразующей способности и реологических свойств полимерного реагента ПК-1. Дальнейшие лабораторные исследования были направлены к уменьшению нерастворимой в кислоте твердой фазы бурового раствора [3, с.63].

В связи с этим бентонитовая фракция в буровом растворе было уменьшена до 2 %. Для обеспечения требуемой плотности бурового раствора была добавлена мраморная пудра, являющаяся отходом каменно-обрабатывающей промышленности и содержащая в своем составе до 95 % CaCO₃.

Для получения полимерно-глинистого бурового раствора сначала приготавливается 2%-ная суспензия бентонитовой глины, а затем стабилизируется с полимерным реагентом ПК-1 и вводится мраморная пудра до 5 % от общего объема раствора.

На основе полученных результатов исследований в зависимости от состава и условий тестовых опытов рецептур буровых растворов с использованием малоглинистой суспензии подготовленной из мраморной крошки и ПК-1 рекомендуется в качестве промывочного раствора для вскрытия продуктивных пластов с аномально низкими пластовыми давлениями. Кроме того, входящий в состав раствора мраморная пудра легко растворяется при соляно-кислотной обработке пласта.

Компонентный состав и основные показатели полимерно-глинистых буровых растворов приводятся в табл.2.

Таблица.2

Состав и основные свойства малоглинистого промывочного раствора

№ п/п	Компонентный состав бурового раствора	ρ , кг/м ³	T ₅₀₀ , Сек	Φ , см ³ /30 мин		К, мм	рН	Сут. отстой, %
				$\Phi_{ст}$	$\Phi_{дин}$			
1	№1-4% бентонитовая суспензия	1010	16	25,0	46	1,5	8,5	2
2	№1+0,5% ПК-1+5% МП	1040	80	4,0	23	1,0	9,0	0
3	№1+1% ПК-1+5% МП	1040	90	2,0	20	0,5	9,0	0
4	№1+1,5% ПК-1+5% МП	1040	95	1,0	12	1,0	9,0	0

Однако, нерастворимые твердые фазы и частицы полимера, находящиеся в составе бурового раствора, проникают в пласт и вызывают снижение его проницаемости. Проникая в капилляры пласта, реагент ПК-1 за счет своих свободных связей и большого электрического заряда адсорбируется на стенках скважины, закупоривая каналы. Влияние реагента ПК-1 на проницаемость песчаного образца определялось на специальной установке [4, с.198].

При смешивании промывочного раствора с полимерным реагентом в более мелкие поры породы проникают частицы широкого фракционного состава вплоть до коллоидно-дисперсных. Чем разнообразнее их размеры, тем быстрее закупориваются поры и тем плотнее их упаковка в капилляре пласта.

При этом изодиаметральная форма частиц при условии их деформируемости способствует более плотной упаковке во внутри поровом кольматационном слое, а также позволяет образовать большее число контактов по периметру каждой частицы, что обуславливает рост прочности экрана.

В случаях, когда проницаемость песчаника на глубинах 2400-2500 м составляет 0,05-0,2 D и пористость 19 %, применение карбонатно-глинистого полимерного раствора дает желаемый результат.

Показатель динамической фильтрации измеряли в соответствии с НД 00158758-261-2004 на динамическом фильтр-прессе модели 170-50 при температуре 80⁰С и перепаде давления 3,5 МПа с использованием керамических дисков с одинаковой проницаемостью.

При фильтрации этого раствора через песчаник образуется плотный непроницаемый кольматационный экран небольшой толщины, выдерживающий высокие давления. За счет надежной кольматации призабойной зоны максимально сохраняются коллекторские свойства пласта.

Применение полимерной композиции с низкой концентрацией твердой фазы позволяют предотвратить осыпи и обвалы и частично поглощение за счет образования прочных сетчатых структур неустойчивых пород, слагающих стенки скважин, а также способствуют увеличению проходки на долото, повышению скорости бурения, сокращению затрат времени на строительство скважин [5, с.86].

Таким образом, по результатам тестовых испытаний малоглинистый полимерный буровой раствор на основе ПК-1 с добавкой наполнителя мраморного порошка (МП) рекомендован для вскрытия Сенонских продуктивных отложений, т.е. нефтегазовых пластов с аномально низкими давлениями на примере месторождениях Узбекистана.

ЛИТЕРАТУРА

1. Sharipov, K., & Bozorov, J. (2021, September). Key factors reducing energy consumption in gas supply. In *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science* (Vol. 839, No. 4, p. 042083). IOP Publishing.

2. Булатов А.И., Рябченко В.И., Сухарев С.С. Основы физикохимии промысловых жидкостей и тампонажных растворов. М.: Недра, 2008. – 176 с.

3. Базаров Ж.Т. Получение пав на основе фракций жирных кислот хлопкового соапстока и их применение в буровых растворах. Дисс. на соискание ученой степени доктора философии (PhD) по техн.наук, Ташкент, 2018. -129 с.

4. Тошев Ш.О., Артыкова Р.Р. (2014) Особенности получения утяжеленных буровых растворов для вскрытия продуктивных пластов // Материалы республиканской научно-практической конференции «Актуальные проблемы химической технологии». Бухара, С.197-199.

5. J.A. Khalilov, D.K. Nazarbekova, B.N. Nurtoyev / Technical and technological solutions to increase the productivity of oil and gas wells / *European Journal of Emerging Technology and Discoveries* ISSN (E): 2938-3617 Volume 2, Issue 9, September – 2024.