



УДК 622.245.422

## ПОВЫШЕНИЕ КАЧЕСТВА БУРЕНИЯ СКВАЖИН В ИСТОЩЁННЫХ, ПОГЛОЩАЮЩИХ ЗОНАХ



### QUALITY DRILLING OF WELLS IN WASTE, ABSORBING ZONES

**Мамедов Анар Сиясет оглы**

научный сотрудник,  
НИИ «Геотехнологические Проблемы Нефти, Газа и Химия»,  
Республика Азербайджан  
anar209@mail.ru

**Mammadov Anar Siyaset oglu**

Researcher,  
Research Institute «Geotechnological  
Problems of Oil, Gas and Chemistry»,  
Azerbaijan  
anar209@mail.ru

**Аннотация.** Опыты бурения скважин в зонах, где происходит поглощение, показывают, что причиной поглощения является чрезмерно избыточное забойное давление, создаваемое буровым раствором. Бурение скважин в этих зонах с традиционно известными буровыми растворами являются нерентабельными. Лучшим способом бурения скважин в истощённых, поглощающих зонах, является применение бурового раствора, содержащего микропузырьки. Обычно буровой раствор такого типа получают введением в циркулирующий раствор ПАВ.

**Annotation.** Drilling experiments in areas where absorption occurs, the reason for the absorption is the excessively high bottomhole pressure created by the drilling fluid. Drilling wells in these areas with traditionally known drilling fluids is unprofitable. The best way to drill wells in depleted, absorbing zones is to use a drilling fluid containing micro bubbles. Typically, this type of drilling fluid is prepared by incorporating a surfactant into the circulating fluid.

**Ключевые слова:** бурение скважин, буровой раствор, бентонитовая суспензия, микропенообразующий состав, забойное давление.

**Keywords:** well drilling, drilling mud, bentonite suspension, microbubble composition, bottomhole pressure.

На нефтяных месторождениях Азербайджана около 60 % нефти остаётся в недрах старых, истощённых нефтяных пластов. Для извлечения этих нефтей более доступным и эффективным способом является бурение новых скважин. Однако, нередко, все это является неэффективным. Основными причинами этого является сильное поглощение бурового раствора [1, 2]. Поглощение бурового раствора, как правило, всегда требует высоких затрат на его устранение. Опыты бурения скважин в зонах, где происходит поглощение, показывают, что причиной поглощения является чрезмерно избыточное забойное давление, создаваемое буровым раствором. Бурение скважин в этих зонах с традиционно известными буровыми растворами нерентабельны.

Лучшим способом бурения скважин в истощённых, поглощающих зонах, является применение бурового раствора, содержащего микропузырьки. Обычно буровой раствор такого типа получают введением в циркулирующий раствор ПАВ.

Нами разработан новый вид бурового раствора, синтезированный из продуктов, образующихся при обработке нефтепродуктов. Компонентный реагент условно назван МПС (микропенообразующий состав). Некоторые показатели бурового раствора, обработанного реагентом МПС, показан в таблице. Перед исследованием буровой раствор, обработанный реагентом МПС, интенсивно перемешивался в мешалке. В качестве бурового раствора использовалась 6 %-ная бентонитовая суспензия, обработанная КМЦ. Как видно, кратность  $\beta = V_1/V_0$  увеличивается с повышением содержания реагента в растворе. При этом увеличивается коэффициент вспенивания  $k_v = \rho_1/\rho_2$ .

Следует отметить, что разработанный новый тип бурового раствора, позволит вести массовые буровые работы на площадях, имеющих аномально низкие пластовые давления.

**Таблица** – Многоцелевой раствор на основе микропенного состава (МПС) ( $n = 2500$  об/мин,  $t = 5$  мин.)

№	Состав раствора, %				Показания пенообразования раствора					
	Бентонит	КМЦ	МПС (НСЦМ + МЛСП)	Вода	$\rho_0$ , кг/ м <sup>3</sup>	$T_{100/200}$ , сек.	кратность			Стойкость, час
							$V_0$ , см <sup>3</sup>	$V_1$ , см <sup>3</sup>	$\beta = \frac{V_1}{V_0}$	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	6	0,5	–	ост. вода	1050	1,00	500	500	1	–
2	6	0,5	1 (25 НСЦМ+75МЛСП)	–	915	1,13	500	1370	2,74	>12
3	6	0,5	2 (25 НСЦМ +75 МЛСП)	–	340	2,57	500	1770	3,54	>12



Окончание таблицы

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
4	6	0,5	$\frac{3}{(25 \text{ НСЦМ} + 75 \text{ МЛСП})}$	–	664	1,64	500	850	1,70	>24
5	6	0,5	$\frac{1}{(75 \text{ НСЦМ} + 25 \text{ МЛСП})}$	–	810	1,30	500	775	1,55	>24
6	6	0,5	$\frac{0,5}{(50 \text{ НСЦМ} + 50 \text{ МЛСП})}$	–	731	1,44	500	710	1,42	>24
7	6	0,5	$\frac{1}{(50 \text{ НСЦМ} + 50 \text{ МЛСП})}$	–	650	1,62	500	850	1,70	>24

**Литература**

1. Расулов С.Р., Мамедов А.С., Зейналов Н.Э. Использование поверхностно активных веществ при бурении скважин в истощенных пластах // Известие вузов. Горный журнал. – 2018. – № 7. – С. 21–27.
2. Расулов С.Р., Зейналов Н.Э., Мамедов А.С. Предупреждение поглощений бурового раствора в скважинах при аномально низких пластовых условиях // Материалы межрегионального семинара «Рассохинские чтения». – Ухта, 2012. – С. 269.

**References**

1. Rasulov S.R., Mamedov A.S., Zeynalov N.E. Use of the surface active substances at well drilling in the exhausted formations // Notice of universities. Mining magazine. – 2018. – № 7. – P. 21–27.
2. Rasulov S.R., Zeynalov N.E., Mamedov A.S. Drilling mud absorption prevention in the wells at the abnormally low formation conditions // Proc. of the interregional seminar «Rasokhin readings». – Ukhta, 2012. – P. 269.