

ОБОСНОВАНИЕ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРИМЕНЕНИЯ МОДИФИЦИРОВАННЫХ ЖИДКОСТЕЙ ГЛУШЕНИЯ СКВАЖИН, СОХРАНЯЮЩИХ ПЗП В ПРОЦЕССЕ РЕМОНТНЫХ РАБОТ ПРИ ПРС, КРС

Казакова Л.В., Южанинов П.М., Кондратьев С.А.

ООО «ПермНИПИнефть», г. Пермь, 614600 ул. Ленина, 62,
(3422) 19-06-75

Миков А.И., Кашбиев Г.Г.

ЗАО «ПОЛИЭКС», г. Пермь, 614113, ул. Закамская, 2в
(3422) 53-01-60

Драчук В.Р.

г. Ижевск, ОАО «Удмуртнефть», ул. Краснофлотская, 182
(3412) 48-72-57

Шабалков С.Н.

НГДУ «Воткинскнефть», г. Воткинск, ул. Пугачева, 142
(34145) 63-5-18

Глушение скважин представляет собой комплекс мероприятий по выбору, приготовлению и технологии закачки в скважину специальных жидкостей, обеспечивающих безопасное и безаварийное проведение ремонтных работ.

Глушение каждой скважины, даже в пределах одной площади, требует особого индивидуального подхода, что вызывает необходимость использованием при ремонтных работах таких жидкостей, которые бы способствовали сохранению коллекторских свойств призабойной зоны пласта продуктивных скважин.

Рациональный выбор жидкостей глушения, проведенный с учетом горно-геологических и технических условий работы скважин, способствует предотвращению таких осложнений, как поглощение ЖГ продуктивным пластом, снижение продуктивности скважин в послеремонтный период.

Глушение нефтяных скважин в основном осуществляется пластовыми водами и солевыми растворами, склонными к образованию вязких стойких водонефтяных эмульсий (табл. 1).

Образование эмульсии пластовых вод с нефтями

Место-рождение	Характеристика нефти		Взаимодействие с реагентами					
			Пластовая вода				МЖГ (ГФ-1 с конц. 1%)	
	плотность г/см ³	вязкость мПа.с	плотность г/см ³	межфазное натяжение мН/м	характер эмульсии	вязкость мПа.с	межфазное натяжение мН/м	характер эмульсии
Первомайское	0,905	48,37	1,05	35	плотная	365	0,516	эмульсии
			1,19	30	вязкая эмульсия	296	0,870	не образует
Опалихинское	0,906	39,51	1,05 1,19	20 22	вязкая устойчивая эмульсия	153 132	0,293 0,578	эмульсии не образует

Глубокое проникновение солевых растворов в пласт с образованием эмульсий с нефтями приводит к снижению проницаемости коллектора для фильтрации нефти в послеремонтный период (табл. 2).

Таблица 2

Результаты фильтрации нефти через песчаники

Характеристика образца		Реагент	Проницаемость по нефти		$\Phi_{ос} = K_{прн}^2 / K_{прн}^1$ д.ед.
$K_{пр}$ мД	$K_{пор}$ д.ед.		до воздействия $K_{прн}^1$, мД	после воздействия $K_{прн}^2$, мД	
47,0 44,5	0,126 0,08	пресная вода	8,7 2,0	2,7 0,6	0,31 0,3
115,2	0,174		раствор CaCl ₂ $\rho=1200$ кг/м ³	21,0	13,2
61,0	0,118	пластовая вода+CaCl ₂ $\rho=1180$ кг/м ³	6,2	4,1	0,66
65,5 46,7	0,123 0,06	ГФ-1 (0,1%) пластовая вода+CaCl ₂ $\rho=1180$ кг/м ³	9,9 5,3	9,4 5,44	0,99 1,0

Ухудшение коллекторских свойств пород ПЗП сопровождается длительным периодом освоения и вывода скважин на режим и, соответственно, значительными потерями нефти.

С целью устранения негативного влияния на ПЗП солевых растворов, в ООО «ПермНИПИнефть» разработан химреагент концентрат ГФ-1, небольшие добавки которого в пластовые воды и солевые растворы позволяют снизить межфазное натяжение на границе с нефтями и предотвратить образование эмульсий (табл. 1).

При фильтрации модифицированных жидкостей глушения (МЖГ) в пласт происходит изменение смачиваемости пористой фазы, снижается поверхностное

натяжение МЖГ – порода, уменьшается величина капиллярных сил с одновременным снижением глубины пропитки породы водой, что приводит к сохранению или увеличению проницаемости ПЗП при фильтрации нефти(табл.2).

Промысловые испытания по глушению скважин при ремонтных работах показали высокую эффективность применения ГФ-1 в составе МЖГ по сравнению с пластовой водой (табл. 3).

Таблица 3

Результаты глушения скважин без изменения режима эксплуатации на Ножовской группе месторождений на 1999-2000 гг.

За- лежь	Глушение пластовой водой, $\rho=1,18 \text{ г/см}^3$					Глушение МЖГ с ГФ-1, $\rho=1,18 \text{ г/см}^3$				
	общее кол-во ре- монтов	кол-во ремон- тов с поте- рями	общие потери нефти, т	потери нефти на 1 ре- монт	кол-во сква- жин в б/д	общее кол-во ре- монтов	кол-во ремон- тов с поте- рями	общие потери нефти, т	потери нефти на 1 ре- монт	кол-во сква- жин в б/д
Бш	13	2	142	11	-	-	-	-	-	-
Ясн.	83	24	2375	29	4	2	-	-	-	-
Т	146	58	5633	39	5	6	2	90	15	-
Всего	242	84	8150	34	9	8	2	90	11	-

Из таблицы 3 видно, что из 242 проанализированных ремонтов, проведенных с глушением пластовой водой, на 84 скважинах (34%) наблюдалось снижение продуктивности скважин. Общие потери нефти составили 8150 т или в среднем 34т на один ремонт.

Существенные потери нефти после ремонтов связаны с применением пластовой воды высокой плотности ($\rho=1,18 \text{ г/см}^3$), что создавало дополнительную репрессию на пласт от 5 до 20 МПа и привело к поглощению ЖГ пластом с изменением состояния ПЗП и, как следствие, к увеличению периода выхода скважины на режим после ремонта.

Использование МЖГ ($\rho=1,18 \text{ г/см}^3$) позволило провести ремонты скважин практически без потерь нефти (табл. 3), несмотря на то, что величины репрессии на пласт были в тех же пределах, что и при глушении пластовой водой (рисунок).

О благоприятном влиянии МЖГ на ПЗП свидетельствуют промысловые данные по ремонтным работам, проведенным с глушением МЖГ на ряде скважин месторождений НГДУ Воткинскнефть (ОАО «Удмуртнефть» (табл. 4).

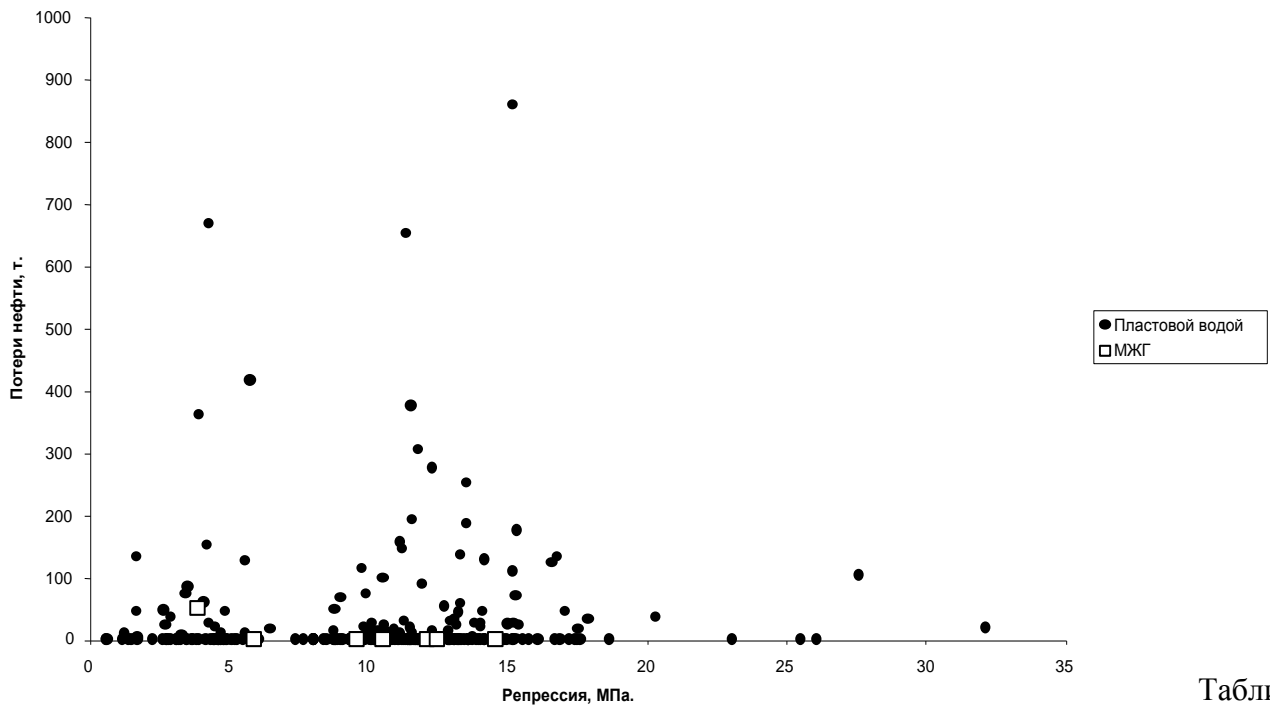


Таблица 4

Рис. Зависимость потерь нефти от репрессии на пласт при глушении.

Результаты глушения скважин МЖГ при ремонтных работах на месторождениях НГДУ Воткинскнефть за 2002 год

№№ ПП	№ скв.	Жидкости глушения				
		пластовая вода	МЖГ			
			время освоения, сут	время освоения, сут	дополнит. прирост нефти, т	срок оку- паемости, мес.
1	225р	3	2	24	0,3	29
2	458	2	1	14	0,4	17
3	204а	2	1	11	0,4	13
4	1596	5	3	4,4	0,7	5
5	1449	3	1	2	1	2
6	388	2	1	4,4	0,6	5
7	1596	5	3	4,4	0,7	5
8	1449	3	1	2	1	2
9	388	2	1	4,4	0,6	5
10	4322	2	2	0	0,8	0
11	514	2	1	4,9	0,6	6
12	1314	3	1	11	0,5	13
13	1351	2	1	3	0,8	4
14	743	2	1	0	0,6	0
15	1989	2	1	2	1	2
16	2080	3	1	8	0,4	10
Среднее		2,7	1,3	6,2	0,65	7,4

Из таблицы 4 видно, что все ремонты проведены без изменения геолого-физических параметров работы скважин. За счет снижения в 2 раза периода выхода скважин на режим добыта дополнительная нефть в среднем 6 т на один ремонт, что позволило получить прибыль 118 тыс.руб.

Химреагент ГФ-1, входящий в состав МЖГ, допущен к применению в нефтяной промышленности, является продуктом крупнотоннажного

производства, выпускается в г. Перми ЗАО «ПОЛИЭКС» в жидкой консистенции, удобной для разведения в технологических минерализованных жидкостях. Химреагент поставляется в металлической или пластиковой таре, не требует особых условий хранения, не застывает до температуры минус 30°C. Реагент не токсичен, не взрывоопасен, технологичен в эксплуатации, устойчив при высоких температурах (90°C), замедляет скорость коррозии стали, расход ГФ-1 составляет 10 л на 1 м³ МЖГ.

МЖГ совместимы с органическими растворителями, используемыми для удаления АСПО, минеральными кислотами и составами на их основе. Промысловые испытания поведены с положительным технологическим эффектом при ремонтах более 1500 скважин месторождений НК ЛУКОЙЛ Пермского Прикамья, АО Варьеганнефть, ЗАО Северная нефть, ОАО Пурнефтегаз, ЗАО Недра Сибири, ОАО Удмуртнефть. В настоящее время глушение скважин при ремонтных работах на месторождениях НК ЛУКОЙЛ Пермского Прикамья проводится с использованием ГФ-1 в составе МЖГ.

Кроме того, МЖГ могут применяться при консервации и ликвидации скважин. Таким образом, использование МЖГ с добавлением ГФ-1 позволяет:

- сохранить коллекторские характеристики пласта;
- исключить затраты, связанные с освоением и выходом на режим скважин в послеремонтный период;
- повысить дебит по нефти и коэффициент продуктивности скважин за счет разрушения водонефтяных эмульсий и улучшения фильтрационных характеристик ПЗП;
- свести к минимуму коррозионное разрушение нефтепромыслового оборудования за счет ингибирующих свойств ГФ-1.