



УДК 622.276

ВЫБОР ЖИДКОСТИ ГЛУШЕНИЯ СКВАЖИН ДЛЯ УСЛОВИЙ МЕСТОРОЖДЕНИЯ УЗЕНЬ

THE CHOICE OF LIQUID OF MUFFLING OF WELLS FOR FIELD UZEN CONDITIONS

Баспаяев Ерлан Танатбергенович

и.о. директора,
АО «КазНИПИМунайгаз»
baspayev_e@kaznipi.kz

Аяпбергенов Ерболат Озарбаевич

специалист,
АО «КазНИПИМунайгаз»
y.ayapbergenov@mail.ru

Рзаева Сабина Джангир

кандидат технических наук,
ведущий научный сотрудник отдела
проектирования воздействия на пласт и ПЗС,
Государственная нефтяная компания
Азербайджанской Республики (SOCAR),
НИПИ «Нефтегаз»
Rsabina73@mail.ru

Аннотация. Для совершенствования технологии глушения, применяемой на скважинах месторождения Узень проведены исследования химических реагентов с учетом физико-химических и коллекторских свойств пласта. На основе комплекса лабораторных исследований выбраны наиболее эффективные составы жидкостей глушения на основе минеральных солей для условий месторождения Узень.

Ключевые слова: жидкость глушения скважин, минеральные соли, норма расхода, скорость коррозии, проницаемость, фильтрация.

Baspayev Yerlan Tanatbergenovich

Acting Director,
AO KazNIPImunayqaz
baspayev_e@kaznipi.kz

Ayapbergenov Yerbolat Ozarbayevich

Specialist,
AO KazNIPImunayqaz
y.ayapbergenov@mail.ru

Rzayeva Sabina Jahangir

Candidate of Technical Sciences,
Design of impacts on the reservoir
and wellbottom zone Department
Leading Researcher,
State Oil Company
of Azerbaijan Republic (SOCAR),
NIPi «Neftegaz»
Rsabina73@mail.ru

Annotation. To improve the technology of well killing used in the wells of the «Uzen» oilfield, chemical reagents were studied considering the physico-chemical and collecting properties of the reservoir. Based on complex of laboratory studies, the most effective compositions of well killing fluids based on mineral salts for the conditions of the «Uzen» deposit were selected.

Keywords: well killing fluid, mineral salts, consumption rate, corrosion rate, permeability, filtration.

В последние годы в развитии нефтяной промышленности наблюдается тенденция снижения уровня добычи нефти, одной из причин которого является несовершенство технологий глушения скважин при вскрытии пластов и проведении ремонтно-восстановительных работ в скважинах.

Как известно, к жидкостям глушения при подземном, капитальном ремонтах и консервации скважин, предъявляются особые требования. Одним из важнейших требований является отсутствие или минимальная степень отрицательного влияния их на коллекторские свойства продуктивных пластов, с которыми они контактируют [1, 2]. Для выполнения указанных требований жидкости глушения должны обладать определёнными для конкретных геологических условий физико-химическими и технологическими свойствами, что достигается тщательным подбором их компонентного состава. С целью совершенствования технологий глушения, применяемых на скважинах месторождения Узень с учетом свойств пласта, необходимо проведение комплексных исследований.

При использовании жидкостей глушения могут возникать ряд осложнений [3, 4]. Поскольку режимы закачки жидкости при глушении скважин и режимы добычи скважин практически никогда не сопоставимы по давлениям и расходу, не исключена возможность, что образовавшиеся отложения после создания депрессии на пласт могут оказаться зацементированными. Это обстоятельство в значительной степени увеличивает время очистки призабойной зоны скважины после ее ввода в эксплуатацию.

Что же касается прифильтровой зоны, то во время глушения скважины поровое пространство пород практически полностью замещается жидкостью глушения. Исключением может быть связанная с поверхностью пленочная пластовая вода. Рассматривая совместное замещение пластовых флюидов в водонасыщенных пластах, следует обратить внимание на тот факт, что основной объем зада-



вочной жидкости на водной основе из-за повышенной подвижности воды поглощается водонасыщенными интервалами. В этой связи режимы вытеснения в нефтенасыщенных пластах становятся менее эффективными с точки зрения отмыва пленочной нефти с поверхности поровых пространств. Таким образом, после глушения скважины в призабойной зоне наблюдается следующая картина флюидонасыщения. В водоносной части пласта в ее прифильтровой области происходит полное замещение пластовой воды жидкостью глушения, в удаленных от фильтра областях возможно существование связанной пластовой воды в виде прерывистой или сплошной пленки. В нефтяной части пласта в прифильтровой области, как правило, наблюдается полное замещение нефти водой глушения. По мере удаления от фильтра происходит замещение поровых объемов с частичным или полным наличием пленочной и заземленной нефти; на фронте вытеснения – частичное заполнение поровых объемов жидкостью глушения с ненарушенной пленочной нефтью на поверхности пор.

Недостатком водных растворов минеральных солей, применяемых в качестве жидкости глушения является их отрицательное влияние на коллекторские свойства продуктивных пластов. Это связано с тем, что поверхностное натяжение на границе с нефтью способствует набуханию глин, а также растворы неорганических солей вызывают коррозию оборудования.

Неправильный выбор жидкости глушения может стать причиной снижения дебита нефти и увеличения обводненности продукции скважины, обусловленных интенсивным поглощением в пласт задавочного реагента. Главной задачей при выборе жидкости глушения является возможность сохранить естественное состояние призабойной зоны продуктивного пласта.

Исследования химических реагентов для глушения скважин были проведены на реальных водах месторождения Узень. Для проведения исследований по подбору составов жидкости глушения были отобраны пробы морской и сточной воды месторождения Узень. Физико-химические характеристики морской и сточной вод месторождения Узень свидетельствуют, что воды месторождения Узень характеризуются как слабые рассолы, по типу Сулина относятся к хлормагниевым и хлоркальциевым, минерализация в пределах 13,6–37,9 г/л, с преимущественным содержанием хлорид-ионов (от 5,78 до 23,6 г/л), рН воды склоняется в сторону кислых сред (6,3). Добываемая продукция содержит углекислоту и значительное количество механических примесей. Морская вода представляет собой минерализованную воду хлор-магниевого типа, которая имеет общую минерализацию 13,6 г/л при плотности 1,009 г/см³. Характеризуется с повышенным содержанием хлорид-ионов и сульфат-ионов 5,8 г/л и 3,4 г/л, соответственно. Содержание ионов кальция оставляет 0,32 г/л, магния – 0,82 г/л, гидрокарбонатов–0,27 мг/л. Водородный показатель (рН) воды равен 7,69.

На современном этапе разработки нефтяных месторождений среди применяемых жидкостей глушения на водной основе, основная роль принадлежит водным растворам минеральных солей. Жидкости глушения на водной основе являются наиболее технологичными, не токсичными и экологически безопасными. Для проведения лабораторных исследований были взяты образцы реагентов для жидкости глушения на основе минеральных солей. Все исследуемые образцы являются продукцией промышленного производства.

Для проведения экспериментальных исследований использовались:

– солевой состав для приготовления жидкости глушения ТИТАН – оптимизированный твердый гранулированный сыпучий состав на основе смеси неорганических солей.

– комплексный модифицированный состав для щадящего глушения скважин (КМСЩГС), марки А и Б, включающий все необходимые компоненты для приготовления модифицированной жидкости глушения скважин. Комплексный продукт представляет собой специально разработанную смесь, содержащую в своем составе солевую композицию, гидрофобизирующий ПАВ и ингибирующие добавки (ингибитор коррозии-бактерицид, ингибитор солеотложений), который предназначен для приготовления модифицированной жидкости глушения.

– составы серии SEVEROL WK основываются на водно-солевой основе с применением различных растворимых утяжелителей, с добавлением гидрофобизирующих присадок, а также ингибитора коррозии и солеотложений.

– техническая соль (ТОО «Оймаша») представляет собой кристаллический сыпучий минерал, большую часть в составе которого занимает хлорид натрия (96–97 %), остальную часть составляют различные примеси.

– сухие солевые системы ТЖС марки ТЖС-НФ предназначены для приготовления технологических жидкостей, применяемых в нефтедобывающей промышленности для глушения и ремонта скважин.

В настоящее время для глушения скважин на месторождении Узень применяются сухие солевые системы марки Na-ЖГ, марки А. Жидкость глушения скважины приготавливается путем добавления в морскую воду сухих солевых систем.

Для сведения к минимуму отрицательного воздействия жидкости глушения на пласт были проведены лабораторные исследования на совместимость рассолов исследуемых минеральных солей для жидкостей глушения скважин и пластовой воды месторождения Узень.



Эффективность применяемой технологии в значительной степени определяется свойствами используемых реагентов. Выбор реагентов осуществлялся с учетом индивидуальных особенностей и состояния разработки конкретного месторождения. Исходные рассолы готовились на основе морской и сточной воды месторождения Узень.

В лабораторных условиях проведены исследования по определению расходной нормы исследуемых минеральных солей и их плотности; совместимости исследуемых рассолов с соляной кислотой и с пластовой водой месторождения Узень и массы образовавшегося осадка (таблица 1). Также проведены исследования по определению в исследуемых солях массовой доли ионов щелочно-земельных металлов, в пересчете на ионы кальция. Большое содержание кальция в составе солей для ЖГ дает возможность предположить о большом риске образования сульфатных и карбонатных солей. Применение подобных солей в составе рассолов ЖГ не исключает процесса фильтрации в пласт, где при контакте с пластовыми водами возможно выпадение солей.

Основной задачей при глушении скважин является выбор жидкости с необходимой плотностью. Следует отметить, наибольшая плотность 2004,39 кг/м³ достигается у реагента SEVEROL WK-55 при расходе 657,8 кг/т на основе морской воды. По требованиям склонности к слеживаемости: исследуемые минеральные соли имеют комки соли размером менее 1 см в диаметре, в некоторых образцах комки отсутствуют, что указывает на «не склонность к слеживанию». Также тестируемые образцы минеральных солей отвечают требованиям по совместимости с ингибированной соляной кислотой, применяемой на месторождении Узень.

Одним из важных свойств жидкости глушения является ее низкая коррозионная активность. Согласно [4] скорость коррозии стали марки Ст.3 не должна превышать 0,1–0,12 мм в год. Как видно из таблицы, скорости коррозии приведенных растворов не превышают допустимый предел (0,1–0,12 мм/год). Проведенными исследованиями по совместимости солевых рассолов с пластовыми водами хлоркальциевого типа месторождения Узень установлено, что солевые составы хорошо растворимы и совместимы. В данных смесях наблюдается образование слабо мутных рассолов без видимых твердых частиц. Количество осадкообразования составляет менее 131 мг/л. Следует отметить, что при смешении с пластовой водой осадкообразование применяемой технической соли Na-ЖГ равна 131 мг/л. Результаты комплексных лабораторных исследований обобщены в таблице 1.

Для выполнения исследований с целью оценки влияния жидкостей глушения на фильтрационные свойства были выбраны керны из скважин № 9109 и № 9181 месторождения Узень. Для проведения фильтрационных исследований отобраны цилиндрические образцы параллельно напластованию диаметром 3,81 см и длиной 5 см. Стандартные комплекс исследований образцов керна включает определение минералогической плотности, открытой пористости, проницаемости по газу и макроскопическое описание. При подготовке к стандартным исследованиям предварительно очищенные и высушенные до постоянного веса образцы керна взвешивались на аналитических весах с точностью до 0,001 г, длина и диаметр измерялась с помощью цифрового штангенциркуля до 5 раз с определением средних значений размера образца. Определение объема минерального скелета с расчетом открытой пористости проводилось на порозиметре установки UltraPorePerm 500 с применением гелия. Непосредственно перед замерами проводилась калибровка прибора.

Для оценки влияния жидкости глушения на фильтрационные свойства пород (ФЕС) по результатам стандартного комплекса исследований было отобрано 11 цилиндрических образцов с наиболее одинаковыми ФЕС. ФЕС отобранных образцов следующие: минералогическая плотность образцов составляет 2,65 г/см³, открытая пористость составляла в среднем 21 %, а проницаемость для газа 330×10^{-3} мкм².

Образцы насыщались моделью пластовой воды в установке для насыщения образцов керна ПИК-СК компании ЗАО «ГеоЛогика». По данным химических анализов пластовых вод минерализация модели пластовой воды была принята равной 143 г/л. Далее образцы керна были помещены в кернадержатель фильтрационной установки «ПИК-ОФП-FD», где моделировались пластовые условия, соответствующие условиям месторождения Узень. Затем была закачана модель пластовой нефти до достижения остаточной водонасыщенности. Образцы выдерживались при пластовых условиях в течение 3-х недель для восстановления смачиваемости с минимальной динамикой модели пластовой нефти 2 поровых объема в неделю. После чего был определен коэффициент проницаемости по нефти. При проведении экспериментальных исследований направление движения пластовых жидкостей и жидкостей глушения совпадало с направлением фильтрации флюидов в реальной скважине.

Особенное значение имеет способность жидкости глушения сохранять и не ухудшать фильтрационные свойства пласта, в частности, фазовую проницаемость для нефти. Для рассматриваемых жидкостей глушения проводились экспериментальные исследования по фильтрации разных вод с добавлением солевых композиций.

После создания начальной нефтенасыщенности в образцах, в 1-м цикле прокачивались выбранные жидкости глушения с обратного торца образца в количестве 2 поровых объема с продолжи-



тельностью 4 часа. Затем через другой торец образца фильтровали 110 мл модели нефти. После установления равномерного дифференциального давления измерялась проницаемость образца для нефти. Аналогичным образом было проведено моделирование 2-ого цикла глушения, но циркуляция жидкости глушения на торце образца продолжалась в течение 24 часов. Для каждого образца определялось ухудшение фильтрационных свойств породы. В таблице 2 представлены результаты выполненных исследований по всем полученным химическим реагентам по оценке влияния на ФЕС пород. Согласно таблице, получены следующие результаты: наихудшее влияние на фильтрационные свойства пород отмечается при закачке морской воды – 8,3 %, продолжительность воздействия – 24 часа; при фильтрации базового реагента (NaCl), приготовленного на основе морской воды фильтрационные свойства пород ухудшаются на 4,6 %; также значительному ухудшению на уровне базового реагента приводит использование реагента ТЖС НФ, приготовленный на сточной воде; влияние остальных реагентов на фильтрационные свойства пород изменяются в пределах 0,5–3,0 %.

В экспериментальных исследованиях определялась после фильтрации какого количества нефти происходит восстановление проницаемости образцов. На рисунке 1 представлены необходимые объемы фильтрации нефти для восстановления проницаемости (согласно табл. 2) после использования жидкостей глушения. Согласно выполненным исследованиям получено, что при фильтрации нефти в пределах 1–2 поровых объема проницаемость восстанавливается по реагентам: морская вода, базовый реагент на основе сточной и морской вод, SEVEROL WK-51, и ТИТАН. После использования реагентов SEVEROL WK-55, ТК Оймаша, КМСЦГС марка А и ТЖС-НФ, приготовленных на сточных водах месторождения Узень необходимый объем фильтрации нефти для восстановления проницаемости пород составил 2,6 поровых объема.

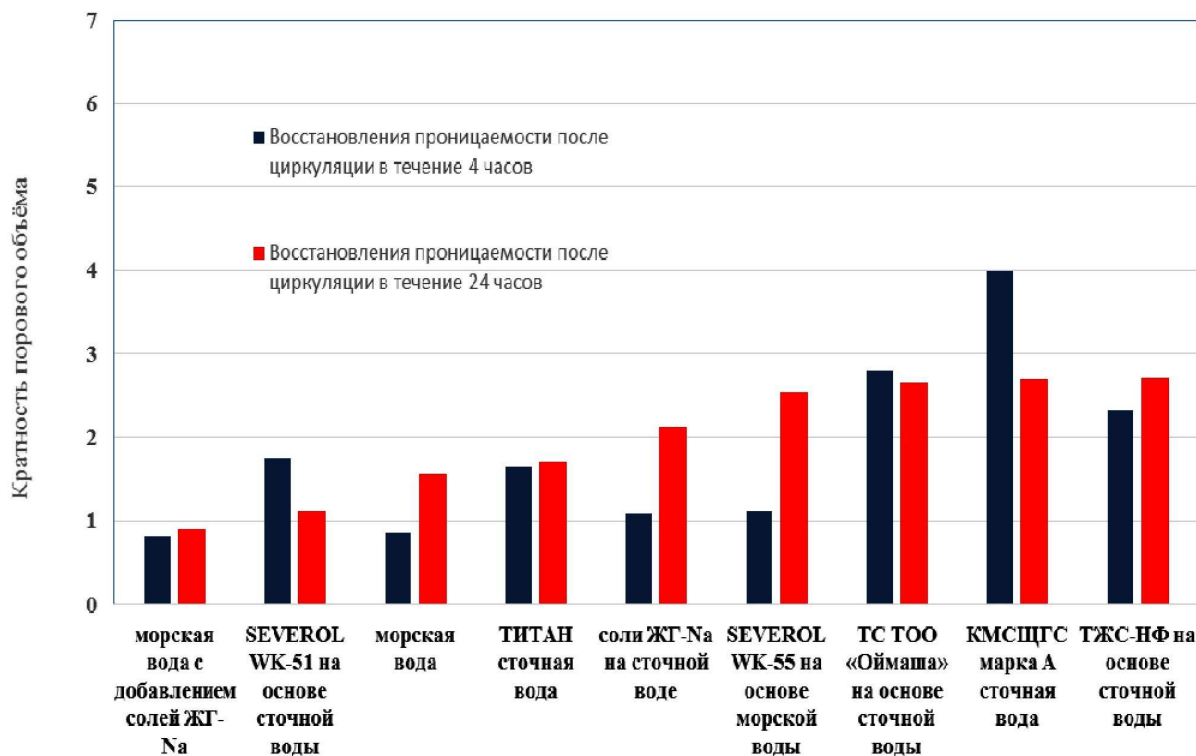


Рисунок 1 – Необходимый объем фильтрации нефти для восстановления проницаемости после использования жидкостей глушения

Выводы

1. На основе проведенных лабораторных исследований жидкостей глушения на основе минеральных солей наилучшие результаты показали солевые композиции:

- SEVEROL WK-51 на сточной воде;
- SEVEROL WK-55 на морской воде;
- ТК Оймаша на сточной воде;
- КМСЦГС марка А на сточной воде;

2. Рекомендуется проведение опытно-промысловых испытаний жидкостей глушения скважин из вышеуказанных солевых композиций.



Таблица 1 – Результаты лабораторных исследований жидкости глушения на основе минеральных солей

Наименование показателя	Наименование и марка солевых композиций											
	ЖГ-На (базовый)	ТИТАН		КМСЦГС		Техническая соль «Оймаша»		Сухие солевые системы ТЖС марки ТЖС-НФ		SEVEROL WK-55		SEVEROL WK-51
		морск	сточ	марка А	марка Б	морск	сточ	морск	сточ	морск	сточ	морск
тип воды	морск	сточ	сточ	сточ	морск	сточ	морск	сточ	морск	сточ	морск	сточ
влажность, %	0,13	0,08	0,06	0,05	1,12	1,12	7,91	7,91	1,46	1,46	1,17	1,17
массовая доля нерастворимых веществ, %	1,43	0,04	0,04	0,04	0,45	0,45	0,3	0,3	0,01	0,01	0,05	0,05
массовая доля щелочно-земельных веществ, %	0	0,00	0,1	0,1	0	0	9,6	9,6	16,9	16,9	0	0
расход соли для насыщения, кг/т	263,12	433,97	276,58	262,6	242,22	229,52	360,93	360,93	730,86	669,43	413,98	413,98
плотность насыщенного раствора при 20 °С, кг/м ³	1206,1	1377,10	1239,7	1231,5	1207,2	1206,3	1212,6	1212,6	2648,4	2652,5	1532	1532
норма расхода кг/т	236,81	390,57	248,93	236,34	218	206,57	324,84	324,84	657,77	602,49	372,58	372,58
плотность раствора при 20°С, кг/м ³	1182,5	1334,88	1225,5	1214,7	1170,7	1173,5	1194,5	1194,5	2004,4	1864,6	1413,6	1413,6
температура застывания, °С	-21	-14	-24	-21	-14	-14	-28	-28	-40	-40	-30	-30
слеживаемость	-	-	-	-	-	-	не склонен к слеживанию	не склонен к слеживанию	-	-	-	-
скорость коррозии, мм/год	0,0325	0,1081	0,0269	0,0062	0,0154	0,0186	0,0175	0,0175	0,0103	0,0065	0,0076	0,0076
совместимость с соляной кислотой	-	-	-	-	-	-	без изменений	без изменений	-	-	-	-
совместимость с пластовой водой м. Узень (визуально)	мутный раствор белого цвета	прозрачная смесь	мутный раствор желтого цвета	мутный раствор желтого цвета	мутный раствор белого цвета	мутный раствор белого цвета	осадок бурого цвета	осадок бурого цвета	мутный раствор белого цвета	прозрачная смесь	мутный раствор бурого цвета	мутный раствор бурого цвета
выпавшего осадка, мг/л	131	<5	131	<5	62,6	41,25	119,05	119,05	<5	<5	88,3	88,3

Таблица 2 – Результаты изменения проницаемости для нефти по всем реагентам

Продолжительность времени циркуляции жидкости глушения на торце образца	Ухудшение проницаемости пород для нефти после закачки жидкости глушения, %							
	ЖГ-На на морской воде (базовый)	SEVEROL WK-51 на сточной воде	морская вода	ТИТАН на сточной воде	ЖГ-На на сточной воде	SEVEROL WK-55 на морской воде	КМСЦГС марка А на сточной воде	ТЖС-НФ на сточной воде
4 часа	2,1	1,3	2,1	2,2	2,6	1,2	1,5	4,6
24 часа	4,6 (12 часов)	0,5	8,3	2,3	2,5	2,3	1,2	4,9

**Литература:**

1. Рябоконт С.А. Технологические жидкости для заканчивания и ремонта скважин. – Краснодар, 2009. – Издание второе. – 337 с.
2. Петров Н.А. Повышение качества заканчивания скважин с полимиктовыми коллекторами нефти : учеб. пособие / УГНТУ. – Уфа, 2010. – 68 с.
3. Гладков П.Д., Рогачев М.К. Выбор технологической жидкости для глушения скважин перед подземным ремонтом на Приобском нефтяном месторождении // Нефтегазовое дело. – 2012. – № 2. – С. 175–182.
4. Пат. РФ 2075594. Способ глушения скважин / А.Х. Мирзаджанзаде, А.Х. Шахвердиев, О.А. Чукчеев, Р.Г. Ибрагимов, Г.М. Панахов, Б.А. Сулейманов и др. – 1997.

References:

1. Ryabokon S.A. Technological liquids for completion and repair of wells. – Krasnodar, 2009. – Edition second. – 337 p.
2. Petrov N.A. Improvement of quality of completion of wells with polymictic collectors of oil : studies. grant / UGNTU. – Ufa, 2010. – 68 p.
3. Gladkov P.D., Rogachyov M.K. The choice of technological liquid for muffling of wells before underground repair on the Priobskoye oil field // Oil and gas business. – 2012. – No. 2. – P. 175–182.
4. Pat. Russian Federation 2075594. A way of muffling of wells / A.H. Mirzadzhanzade, A.H. Shakhverdiyev, O.A. Chukcheev, R.G. Ibragimov, G.M. Panakhov, B.A. Suleymanov, etc. – 1997.