УДК 622. 244. 442

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ ЖИДКОСТЕЙ ГЛУШЕНИЯ ДЛЯ РАЗЛИЧНЫХ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ И ПРИМЕР РАЗРАБОТКИ ЖИДКОСТИ ГЛУШЕНИЯ С ПЛОТНОСТЬЮ 2,07 Г/СМ^3

–––––––

TECHNOLOGICAL FEATURES OF THE DEVELOPMENT OF MUFFLING LIQUIDS FOR DIFFERENT GEOLOGICAL CONDITIONS AND DESIGN SAMPLE OF MUFFLING LIQUID WITH A DENSITY OF 2.07 G/SM^3

Кошелев Владимир Николаевич
доктор технических наук, директор,
НИЦ НПК «Проектный инжиниринг»

Маслов Валентин Владимирович
кандидат технических наук,
генеральный директор
НПК «Проектный инжиниринг»

Ченикова Наталья Алексеевна
кандидат технических наук,
заведующий лабораторией
ООО НПК «ЭКС БУР»

Аннотация. В статье приведены принципиальные подходы к проектированию жидкостей глушения для различных горно-геологических условий и других влияющих факторов, обеспечивающих высокую технологичность процесса и сохранения ФЕС продуктивных пластов. Приведен пример разработки высокоэффективной жидкости глушения (ЖГ) с плотностью 2,07 г/см^3 для глушения скважин с АВПД.

Ключевые слова: глушение скважин, принципы выбора технологических свойств, жидкости глушения на основе солевых композиций.

Koshelev Vladimir Nikolaevich
Doctor of technical sciences, Director,
SRC SIC «Design engineering»

Maslov Valentin Vladimirovich
Candidate of technical sciences,
General director
SPC «Design engineering»

Chenikova Natalya Alekseevna
Candidate of technical sciences,
Head of the laboratory
LTD company NPK «EXBUR»

Annotation. In the article the principal approaches to the design of muffling liquids for different geological conditions and other influencing factors, providing high manufacturability of the process and save FES of productive layers. An example of the development of highly efficient muffling liquids (ML) with a density of 2.07 g/cm^3 for killing of wells with abnormally high pressure.

Keywords: muffling of wells, selection of the technological properties of muffling liquid based on the salt compositions.

Общеизвестно, что технологические характеристики жидкостей глушения оказывают существенное влияние на эффективность освоения скважины и дальнейшую ее продуктивность. Управление эффективностью может быть осуществлено только через разработку технологических требований применительно к геолого-техническим условиям конкретной скважины (или группы скважин).

Анализ практики работ по заканчиванию скважин показывает, что большинство ТЗ на жидкости глушения не содержат полного набора ключевых технологических характеристик, а включенные характеристики не всегда количественно нормированы и допускают вариативность значений.

Промысловые исследования показывают, что применение чистых водных растворов различных солей при глушении скважин с целью их последующего ремонта или вторичного вскрытия пластов приводит к значительному ухудшению коллекторских свойств пород призабойной зоны пласта. Это, в свою очередь, приводит к более длительному (до 8–10 суток), затрудненному их освоению и, соответственно, значительным потерям углеводородного сырья. При этом, чем ниже проницаемость пласта, тем хуже процесс освоения скважины.

В этой ситуации представляется необходимой научно-техническая работа по двум направлениям:

1) разработка и обоснование требований к жидкостям перфорации и глушения применительно к конкретным геолого-техническим условиям (перечень нормируемых технологических характеристик и выбором уровня их значений – норм);

2) разработка технологических решений, удовлетворяющих утвержденным Заказчиком требованиям к жидкостям перфорации и глушения.

В соответствии с «Правилами ведения ремонтных работ в скважинах» РД 153-39-023-97 жидкости глушения должны обладать следующими свойствами и отвечать требованиям:

- жидкость глушения должна быть химически инертна к горным породам, составляющим коллектор, совместима с пластовыми флюидами и должна исключать необратимую кольматацию пор пласта твердыми частицами;
- фильтрат жидкости глушения должен обладать ингибирующим действием на глинистые частицы, предотвращая их набухание при любом значении pH пластовой воды;

- жидкость глушения не должна образовывать водных барьеров и должна способствовать гидрофобизации поверхности коллектора и снижению капиллярных давлений в порах пласта за счет уменьшения межфазного натяжения на границе раздела фаз «жидкость глушения – пластовый флюид»;
- жидкость глушения не должна образовывать стойких водонефтяных эмульсий первого и второго рода;
- вязкостные структурно-механические свойства жидкости глушения должны регулироваться с целью предотвращения поглощения ее продуктивным пластом;
- жидкость глушения должна обладать низким коррозионным воздействием на скважинное оборудование. Скорость коррозии стали не должна превышать 0,10–0,12 мм/год;
- жидкость глушения должна быть термостабильной при высоких температурах и быть морозоустойчивой в зимних условиях;
- жидкость глушения должна быть не горючей, взрыво-пожаробезопасной, нетоксичной;
- жидкость глушения должна быть технологична в приготовлении и использовании;
- технологические свойства жидкости глушения должны регулироваться;
- на месторождениях с наличием сероводорода жидкости глушения должны содержать нейтрализатор сероводорода.

Помимо перечисленных требований для скважин с нормальным и повышенным пластовым давлением дополнительно необходимо учитывать:

- регулируемая высокая плотность 1,01–2,30 г/см^3;
- индифферентность и нейтрализующая способность к кислым компонентам природного газа;
- седиментационная устойчивость;
- отсутствие кислотонерастворимой твердой фазы;
- минимальная способность к кристаллизации при понижении температуры в скважине.

Из перечисленного перечня требований к жидкостям глушения некоторые являются чисто качественными, а некоторые требуют количественной расшифровки.

К примеру, то, что жидкость глушения должна обладать ингибирующим действием на склонность глинистой составляющей коллектора к гидратации, имеет смысл только в сильно заглинизированных и низкопроницаемых коллекторах. По опыту оценки влияния показателя увлажняющей способности растворов на изменение гидравлического радиуса фильтрации в гранулярных коллекторах можно утверждать, что при величине его менее 2,5 см/час практически в любом коллекторе влияние водной фазы на изменение радиуса фильтрации будет незначительным.

Требования по температуре замерзания (кристаллизации) в скважине приведены исходя из условия возможности прокачивания жидкости после долгого нахождения в скважине в зоне залегания многолетнемерзлых пород, которые имеют температуру в среднем минус 4 ºС.

Вышеперечисленные требования могут реализовываться или не быть важными в тех или иных геолого-технических условиях. Поэтому в таблице 1 приведены качественно-количественные характеристики жидкостей глушения и определяющие их условия в скважине и пласте для усредненных условий Западной Сибири.

Рассмотрим конкретный пример разработки жидкости глушения для условий продуктивных пластов Западно-Юрхаровского ЛУ компании НОВАТЭК.

Исходные требования к рассолу определены техническим заданием, выдержки из которого приведены ниже (табл. 2.).

При разработке ЖГ необходимо учитывать и другие горно-геологические и технологические факторы как скважины, так и района применения.

Важными факторами являются пористость и проницаемость коллектора, вид пластового флюида, конструкция скважины и скважинное оборудование с точки зрения расчета гидравлики процесса глушения, погодные аномалии в зоне проведения работ и т.д.

Исходя из вышесказанного, нами при разработке рецептуры ЖГ указанной плотности дополнительно были приняты во внимание следующие факторы:

- коллектор пористый гранулярный;
- пластовый флюид – конденсат;
- проницаемость от 0,1 до 10 мД;
- глинистость пласта в пределах 7 %;
- мощность интервала ММП – 450 м;
- минимальная зимняя температура до минус 50 ºС;
- время контакта ЖГ с пластом до 10 суток;
- глушение проводится через колонну НКТ.

Эти дополнительные данные обуславливают применение жидкости глушения с минимальной величиной межфазного натяжения на границе с конденсатом, низкая проницаемость и повышенная глинистость обуславливают использование высокоингибированных рассолов. Наличие мощной зоны ММП и необходимость использования ЖГ в зимних условиях с ограничением постоянного обогрева емкостей требует выбора состава с низкой температурой кристаллизации, а продолжительное воздействие ЖГ на скважинное оборудование предполагает применение специальных средств защиты его от коррозии.

Таблица 1 – Требования к жидкостям глушения

№№	Показатель	Условия для реализации							
		Давление в пласте		Тип пластового флюида		Глинистость пласта,%		Проницаемость, мкм^{2}10^{-3}	
		АНПД	АВПД	нефть	газ	≤ 5 %	≥ 5 %	≤ 50	≥ 100
1	Плотность, г/см^3	≤ 1,0	1,01–2,3	+	+				
2	Скорость увлажнения, см/час	+	+	+	+	4,0–6,5	≤ 2,5	+	Не важно
3	Устойчивость к кислым газам	+	+	+	+	+	+	+	+
4	Термостабильность, ºС	+	+	+	+	+	+	+	+
5	Коррозия промыслового оборудования, мм/год	≤ 0,12	≤ 0,12	≤ 0,12	≤ 0,12	≤ 0,12	≤ 0,12	≤ 0,12	≤ 0,12
6	Наличие ПАВ гидрофобизаторов	+	+	+	-	+	+	+	+
7	Регулируемая фильтрация + ВТВД, см^3 /30 мин.	≤ 5,0	≤ 15,0	≤ 15,0	≤ 20,0	Не важно	≤15,0	≤ 15,0	≤ 20,0
8	Регулируемая реология	+	+	+	+	+	+	+	+
9	Кислото растворимая твердая фаза	+	+					+	Важно +
10	Низкая вязкость фильтрата	+	+	+	+	+	+	Важно +	+
11	Седиментационная устойчивость	Важно +	Важно +	+	+	+	+	+	Важно +
12	Температура кристаллизации, ºС	≤ –5	≤ –5	≤ –5	≤ –5	≤ –5	≤ –5	≤ –5	≤ –5
13	Отсутствие осадкообразования	+	+	+	+	+	+	Важно +	+
14	Низкая устойчивость эмульсий с пластовым флюидом	+	+	Важно +	+	+	+	Важно +	+
15	Пожаровзрывобезопасность	+	+	+	+	+	+	+	+
16	Технологичность в приготовлении и использовании	+	+	+	+	+	+	+	+
17	Длительная устойчивость	+	+	+	+	+	+	+	+

Таблица 2

1	Вид строительства	Проведение испытаний пласта $Ю_2$
2	Район, пункт строительства	Россия, ЯНАО, Надымский район
3	Месторождение, участок	Западно-Юрхаровский ЛУ
4	Номер скважины	135
5	Пластовая температура	125 °С
6	Пластовое давление	78,5 МПа
7	Глубина пласта	4070 м
8	Необходимая плотность жидкости глушения	2,07 г/см^3
9	Необходимый объем ЖГ	220 м^3

Общеизвестно, что получение солевого рассола с плотностью более 2,0 г/см^3 возможно при использовании бромида цинка, формиата цезия или их комбинации с бромидом кальция [1]. Возможно применение и тройных композиций различных солей, но основой все равно являются эти две соли. Поэтому необходимо было выбрать такую комбинацию солей, которая при прочих равных условиях (получение необходимой плотности) обладала и большинством положительных качеств, приведенных в таблице 1.

Из литературных источников известно [1], что рассол бромида кальция имеет сложную зависимость температуры кристаллизации от плотности (рис. 1).

Рисунок 1 – Зависимость температуры кристаллизации рассола бромистого кальция от плотности

Поэтому для комбинации с бромидом цинка (основная соль композиции) и получения композиционного рассола с низкой температурой замерзания нужно выбирать рассол кальция с минимальной температурой кристаллизации.

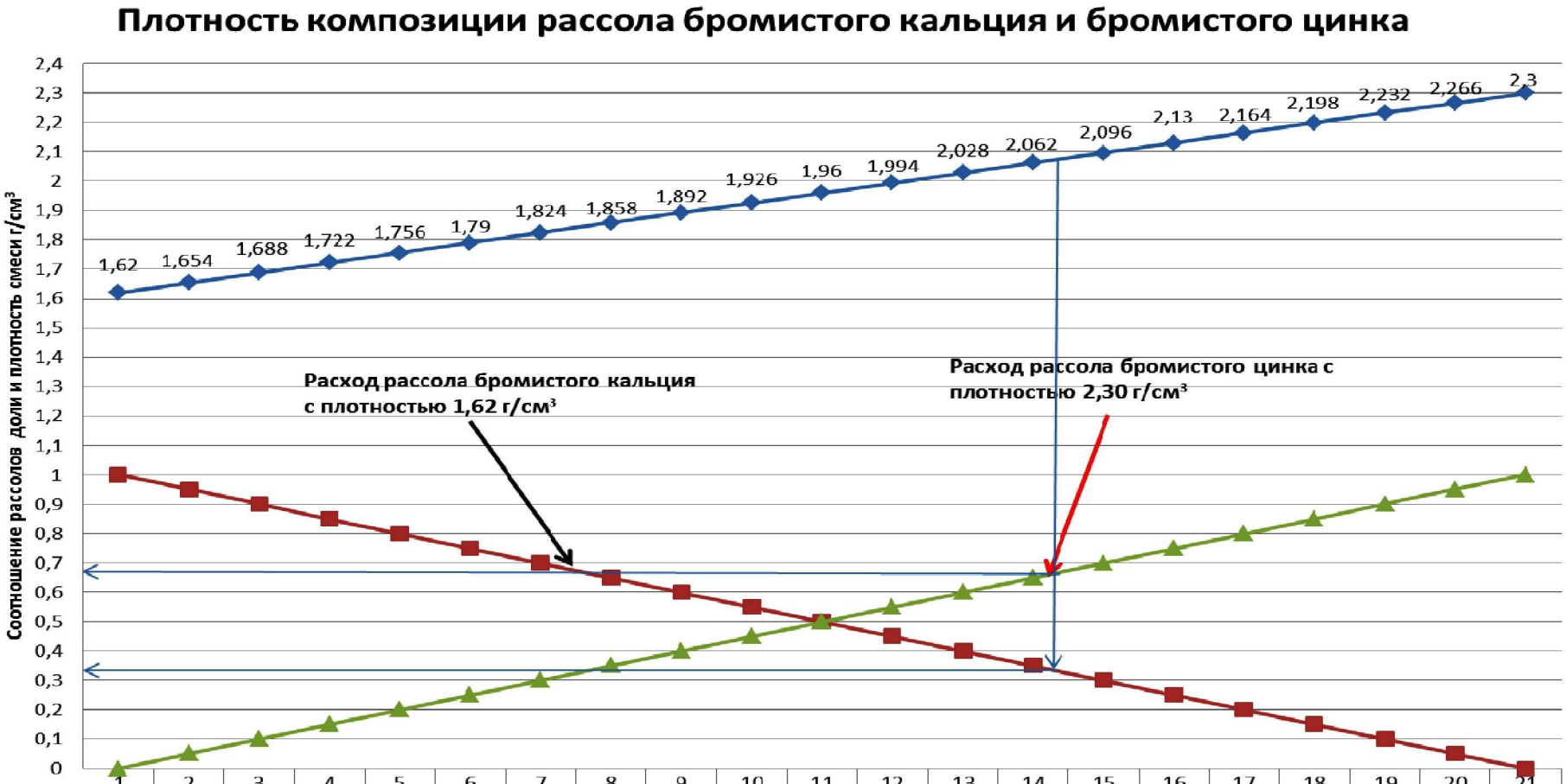
Рассол бромида цинка в условиях, близких к насыщению, имеет небольшую отрицательную температуру замерзания, и предельное насыщение невыгодно из-за значительного повышения вязкости жидкости. Следовательно, наилучшим выбором является комбинация рассола бромида цинка с плотностью 2,25–2,30 г/см^3 и бромида цинка с плотностью 1,60–1,65 г/см^3.

Первоначально были проверены утяжеляющие способности растворов солей отдельно друг от друга и скорости их растворения. И бромид кальция, и бромид цинка показали стандартную утяжеляющую способность. Бромид кальция утяжелился до 1,85 г/см^3, а бромид цинка до 2,33 г/см^3. Скорость растворения соли показали хорошую, при этом оба рассола разогревались до 45–50 ºС.

Смешение рассолов, как наиболее простую технологию приготовления композиции, проводили при комнатной температуре. По разработанному графику (рис. 2) проводили смешения и проверяли точность получения конечной плотности рассола. Далее рассол помещали в морозильную камеру и определяли температуру кристаллизации. При достижимой температуре минус 18 ºС композиционный рассол подвижность не потерял. Раствор в морозильной камере после выдержки в течение 23 часов визуально не изменился – однородный, прозрачный, очень подвижный.

Для возможности расчета гидравлических сопротивлений при закачке жидкости глушения и оценки поведения рассола при длительном стоянии в скважине оценили изменение реологии системы в диапазоне температур от отрицательных до положительных.

К 383 мл раствора бромида цинка (2,258 г/см^3) добавили 130 мл раствора бромида кальция (1,618 г/см^3). Плотность при 20 ºС равна 2,077 г/см^3, раствор однородный, прозрачный, pH = 3. После выдержки в течение суток в морозильной камере при температуре –15 ºС – раствор остался подвижным. Плотность раствора смеси солей составляет 2,077 г/см^3.



	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Ряд1	1,62	1,654	1,688	1,722	1,756	1,79	1,824	1,858	1,892	1,926	1,96	1,994	2,028	2,062	2,096	2,13	2,164	2,198	2,232	2,266	2,3
Ряд2	1	0,95	0,9	0,85	0,8	0,75	0,7	0,65	0,6	0,55	0,5	0,45	0,4	0,35	0,3	0,25	0,2	0,15	0,1	0,05	0
Ряд3	0	0,05	0,1	0,15	0,2	0,25	0,3	0,35	0,4	0,45	0,5	0,55	0,6	0,65	0,7	0,75	0,8	0,85	0,9	0,95	1

Рисунок 2 – График соотношения рассола бромида цинка и бромида кальция для получения рассолов различной плотности

Замер реологических свойств рассола показал следующие результаты:

Показания Fann $\varphi_{600/300}$	T, ºC	η, мПа · с	τ , дПа
36/18	–6,5	18	0
33/17	–3,5	16	4,8
30,5/16	–1	14,5	7,2
29/15	0	14	4,8
24/12,5	5	11,5	4,8
22/11	7	11	0
20,5/11	10	9,5	7,2
17/9	15	8	4,8
15,5/8	20	7,5	2,4
8/5	45	3	9,6
6/4	60	2	9,6

Из данных видно, что во всем диапазоне температур раствор обладает нормальными реологическими характеристиками, что позволяет его использовать в условиях вечной мерзлоты (–4 ºС) и низких отрицательных температур. Добиться замерзания раствора в холодильной камере не удалось.

Растворы композиции бромид цинка – бромид кальция как электролиты сравнительно сильные коррозионно-активные системы. Вместе с тем, наличие пассивирующего влияния ионов цинка приводит в определенной степени к нивелированию их коррозионной агрессивности. Особенно это относится к низким температурам. При температуре 25 ºС скорость коррозии Ст3 в растворе $ZnBr_2$ (21 %) – $CaBr_2$ (51 %) не превышает 0,07 мм/год. Увеличение температуры процесса коррозии и разбавление раствора водой увеличивают скорость растворения металла. При температуре 90 ºС скорость коррозии может достигать 0,6 мм/год – при отсутствии защиты в зависимости от состава композиции.

Наш подход к исследованиям заключался в оценке сравнительных характеристик скорости коррозии металлической пластинки в солевом составе без ингибитора и разработанной композиции с ингибитором. В таблице 3 приведены данные по исследованию скорости коррозии в различные периоды от часов до 8 суток. По этим данным видно, что скорость коррозии нового состава несколько ниже базового солевого комплекса. С течением времени скорость коррозии падает как в наших экспериментах в нормальных условиях, так и при температуре.

Таблица 3 – Исследование скорости коррозии металлической пластинки в водных растворах смеси тяжелых солей ρ = 2,07 г/см^3

№№ пп	Реагент	Время, час.	Вес пластины P, г	ΔP, г	Общая площадь пластины S, м^2	Время, час.	Скорость коррозии, г/м^2 · час
1	Бромиды 2,07	0	57,023	0	0,004426	0	0
		8		0	0,004426	8	0
		24		0,04	0,004426	24	0,376562735
		48		0,07	0,004426	48	0,329492393
		72	56,9036	0,1198	0,004426	72	0,375935131
		192	56,8921	0,1309	0,004426	192	0,154037694
2	Бромиды 2,07 + + ингибитор	0	60,0253	0	0,004626	0	0
		8		0	0,004626	8	0
		24		0,04	0,004626	24	0,360282461
		48		0,06	0,004626	48	0,270211846
		72	59,9367	0,0886	0,004626	72	0,266008551
		192	59,9174	0,1079	0,004626	192	0,121482742

Конечная рецептура жидкости глушения была названа Flosalt-2 и помимо солевой композиции имела в составе ингибитор коррозии и ПАВ для снижения межфазного натяжения.

Проверка качества сохранения ФЕС продуктивного пласта Юрхаровского месторождения (пласт $Ю_2$) проводилась на основе анализа коэффициента восстановления проницаемости продуктивного пласта после воздействия жидкости глушения с плотностью 2,07 г/см^3 различного состава с использованием аналитических зависимостей и программного средства «Раствор-1».

Исходные требования к рассолу определены техническим заданием, выдержки из которого приведены выше.

В качестве исходной информации для аналитической оценки ФЕС использовались данные, полученные из отчета лабораторно-аналитического центра Многопрофильного научного предприятия «ГЕОДАТА».

Представителями Заказчика были доставлены образцы 4 растворов глушения. Идентификация исследуемых образцов приведена в таблице ниже.

Таблица 4 – Идентификация исследуемых образцов

№ раствора	Наименование	Заявитель
1	ZINC BROMIDE/CALCIUM BROMIDE	Компания «Halliburton»
2	Раствор глушения с добавлением Safecor, SafeScav CA	ООО «Технологическая Компания «Schlumberger»
3	СГС-18 (водный раствор) ТУ 2458-002-84422077-2008	НПП «Ростэктехнологии»
4	Flosalt-2 (Флосалт)	НПК «Проектный Инжиниринг»

В соответствии с техническим заданием были определены технологические свойства рассолов. Результаты анализа приведены в табл. 5. Эти данные были использованы в предлагаемых ниже расчетах.

Дополнительно были приняты следующие технологические характеристики растворов и геологическая информация о предполагаемых пластах:

- пластовое давление 78 МПа;
- пластовая температура – 125 ºС;
- глубина залегания продуктивного пласта – 4070 м;
- проницаемость пласта – 0,001 и 0,01 мкм^2;
- пористость пласта – 0,13 доли ед.;
- глинистость пласта – 0,07 доли ед.;
- время контакта ЖГ с пластом – 1, 3, 5 и 10 суток.

Дополнительные характеристики ЖГ:

- показатель ингибирующей активности ЖГ – принято 0,01 м/час (очень высоко ингибирующие) для всех составов;
- плотность – 2,07 г/см^3 для всех составов;
- показатель фильтрации 25 см^3 за 30 мин. при 20 ºС и перепаде 0,1 МПа для всех составов.

Расчет показателя восстановления проницаемости β и показателя гидродинамического совершенства скважины ОП рассчитывались по формулам [2]:

- коэффициент восстановления проницаемости, %:

$$\beta_1 = 100 \cdot e^{\frac{0{,}2\sigma_t \cdot \cos\theta_t}{r_{эф} \cdot \mathrm{grad}P}};$$

- для безглинистых ЖГ:

$$\mathrm{grad}P = \frac{\Delta P - \frac{0{,}017 \cdot \tau_o'' \cdot R_ф}{\sqrt{K}}}{R_ф \cdot \ln R_ф / R_c};$$

- определение отношения продуктивностей (ОП), доли ед.:

$$ОП = \left[1 + \left(\frac{100}{\beta} - 1\right) \cdot \frac{\ln R_ф / R_c}{2\pi}\right]^{-1}.$$

Процедура оценки качества технологии глушения состоит из нескольких последовательных шагов:

- определения параметров ЖГ в забойных условиях;
- расчета радиуса обводнения скважины и изменения гидродинамического радиуса фильтрационных каналов;
- определения градиента давления на границе зоны обводнения;
- оценки коэффициента восстановления проницаемости и последующего определения коэффициента ОП.

Таблица 5 – Физико-химические свойства растворов глушения

№ р-ра	Наименование пробы	Определяемые показатели								
		Водородный показатель, ед. pH	Плотность при 20 °С, г/см^3	Кинематическая вязкость, мм^2/с			Температура помутнения, ºС	Температура начала кристаллизации, ºС	Температура застывания, ºС	Межфазное поверхностное натяжение, дин/см
				20 °С	30 °С	50 °С				
1	ZINC BROMIDE/CALCIUM BROMIDE 2.07 SG	3,2	2,0862	5,543	4,313	2,899	–10	–22	–36	23,52
2	Раствор глушения с добавлением Safecor, SafeScavCA	1,7	2,3206	11,97	8,632	5,039	–4	–15	–24	13,89
3	СГС-18 (водный раствор)	3,0	2,1021	59,90	38,19	18,41	–11	отсутствует	–47	25,47
4	Flosalt-2 (Флосалт)	2,6	2,0834	4,252	3,154	1,979	ниже –60	ниже –60	ниже –60	5,37

Таблица 6 – Оценка изменение ФЭС продуктивного пласта после воздействия ЖГ различного состава

Время контакта с пластом, проницаемость мкм^2		Жидкость глушения, показатели ФЕС пластов											
		ZINC BROMIDE / CALCIUM BROMIDE 2.07 SG			Раствор глушения с добавлением Safecor, SafeScav CA			СГС-18 (водный раствор)			Flosalt-2 (Флосалт)		
		R, м	β, %	ОП	R, м	β, %	ОП	R, м	β, %	ОП	R, м	β, %	ОП
1 сутки	0,001	0,488	0,4	0,017	0,488	6,2	0,210	0,488	0,3	0,014	0,488	51,2	0,807
	0,01	0,488	19,1	0,484	0,488	44,5	0,764	0,488	17,7	0,462	0,488	81,6	0,946
3 суток	0,001	0,841	0	0	0,841	0,2	0,07	0,841	0	0	0,841	23,4	0,491
	0,01	0,841	2,7	0,082	0,841	17,1	0,398	0,841	2,7	0,081	0,841	64,2	0,850
5 суток	0,001	1,084	0	0	1,084	0	0,01	1,084	0	0	1,084	12,8	0,298
	0,01	1,084	0,6	0,018	1,084	8,2	0,207	1,084	0,6	0,17	1,084	53,5	0,768
10 суток	0,001	1,532	0	0	1,532	0	0	1,532	0	0	1,532	3,9	0,094
	0,01	1,532	0	0	1,532	1,9	0,048	1,532	0	0	1,532	37,2	0,603

Таблица 7 – Результаты коррозионных испытаний металлических пластин в растворах глушения

Кол-во суток	Среда	Среднее значение потери массы, г		Средняя скорость коррозии, г/м^2 · ч		Утонение образца, мм/год	
		атм. усл.	пласт. усл.	атм. усл.	пласт.усл.	атм. усл.	пласт. усл.
1	ZINC BROMIDE/CALCIUM BROMIDE 2.07 SG	0,017	0,013	1,55	1,18	1,73	1,31
5		0,036	0,027	0,68	0,51	0,76	0,57
10		0,043	0,039	0,41	0,37	0,46	0,41
1	Раствор глушения с добавлением Safecor, SafeScav CA	0,024	0,019	2,18	1,73	2,43	1,93
5		0,104	0,059	1,96	1,11	2,18	1,24
10		0,124	0,094	1,17	0,89	1,30	0,99
1	СГС-18 (водный раствор)	0,007	0,005	0,64	0,45	0,71	0,50
5		0,010	0,008	0,19	0,15	0,21	0,17
10		0,011	0,013	0,10	0,12	0,11	0,13
1	Flosalt-2 (Флосалт)	0,003	0,002	0,27	0,18	0,30	0,20
5		0,005	0,003	0,09	0,06	0,10	0,07
10		0,008	0,004	0,08	0,04	0,09	0,04

В таблице 6 приведены расчеты этих показателей.

Из данных таблицы видно, что с уменьшением величины межфазного натяжения жидкости глушения растет сохранность фильтрационно-емкостных свойств пластов.

Уже при 5 сутках контакта жидкостей глушения на основе СГС-18 и смеси солей без ПАВ не обеспечивают сохранение значимых величин показателей ОП и β, а при 10 сутках ни один состав, кроме Flosalt-2, не может применяться.

Из проведенных исследований и расчетов видно, что жидкость глушения Flosalt-2 обладает минимальной реологией, минимальной температурой кристаллизации и обеспечивает сохранение потенциальной продуктивности пластов.

Помимо этого в лабораторно-аналитическом центре Многопрофильного научного предприятия «ГЕОДАТА» проведены и коррозионные исследования рассолов (табл. 7), которые также подтвердили хорошее качество жидкостей глушения на основе Flosalt-2.

Выбранные и разработанные требования к жидкостям глушения, методология проведения исследований и знания о возможных взаимодействиях различных технологических жидкостей с породами продуктивных пластов позволяют целенаправленно разрабатывать рецептуры жидкостей глушения различного состава, достаточно полно соответствующих качественному заканчиванию скважин.

Литература:

1. Пособие по буровым растворам Baroid Fluid Services / Исправленное издание. – 1997. – 1 августа.
2. Рябоконь С.А., Пеньков А.И., Кошелев В.Н., Куксов А.К., Бадовская В.И. Комплекс технологий, обеспечивающий высокое качество заканчивания скважин // Нефтяное хозяйство. – 2000. – № 2. – С. 16–22.

References:

1. Manual on drilling mud Baroid Fluid Services / the Revised edition. – 1997. – August 1.
2. Raybokon S.A., Penkov A.I., Koshelev V.N., Kuksov A.K., Badovskaya V.I. Complex of technologies, providing high quality of completion of wells // Oil economy. – 2000. – No. 2. – P. 16–22.