

УДК 622.276.63

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЛИЯНИЯ ЖИДКОСТИ ГЛУШЕНИЯ НА СНИЖЕНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК КАРБОНАТНЫХ ГОРНЫХ ПОРОД ПРИ ОСВОЕНИИ СКВАЖИН

Сентемов Андрей Алексеевич¹,
sentemov.a.a@yandex.ru

Дорфман Михаил Борисович¹,
m.dorfman@narfu.ru

¹ Северный (Арктический) федеральный университет им. М.В. Ломоносова,
Россия, 163002, г. Архангельск, набережная Северной Двины, 17.

Актуальность. Проведение ремонтных операций в добывающих и нагнетательных скважинах при неправильно подобранных компонентах жидкостей глушения может привести к существенному снижению проницаемости призабойной зоны пласта. Сохранение фильтрационно-емкостных свойств пород вблизи скважин при их глушении для проведения текущих ремонтов и последующего освоения является одной из актуальных проблем при эксплуатации фонда скважин в настоящее время.

Цель: изучить влияние различных добавок в составе жидкостей глушения на фильтрационно-емкостные свойства пласта и выявить подходы по предотвращению осложнений при ремонтах скважин.

Методы: эмпирические и аналитические методы. В лабораторных условиях определялся химический состав, оптическая плотность и коэффициент светопропускания жидкостей глушения и пластовой воды. Моделирование фильтрации пластовых флюидов выполнялось на установке исследования керн.

Результаты. Основной причиной снижения проницаемости призабойной зоны при глушении скважин в Тимано-Печорской нефтегазовой провинции является высокое содержание ионов железа в пластовых водах. Следует отметить, что воды фанерского горизонта содержат 60–70 мг/л железа. Для решения проблемы ухудшения фильтрационных характеристик призабойной зоны необходимо значительно снизить содержание железа в жидкости глушения или предотвратить его выпадение. Анализ результатов изменения оптической плотности растворов позволяет говорить об эффективности применения оксиэтилдидифосфоновой кислоты и композиции АКСИС-КС для осветления и стабилизации жидкости глушения с содержанием гидратируемых ионов железа до 70 мг/л. На основании проведенных фильтрационных экспериментов для снижения негативного влияния растворенного железа на проницаемость пласта можно рекомендовать к использованию стабилизатор железа оксиэтилдидифосфоновой кислоты в концентрации 2,0 % (при содержании ионов железа до 70 мг/л) и гидрофобизатор комплексного действия Нефтенол-К в концентрации 1 %.

Ключевые слова:

Жидкость глушения, проницаемость, призабойная зона пласта, карбонатный коллектор, соединения железа.

Введение

Сохранение фильтрационно-емкостных свойств пород призабойной зоны пласта (ПЗП) нефтяных скважин при их глушении перед проведением текущих ремонтов и последующим освоением является одной из актуальных проблем при эксплуатации фонда скважин в настоящее время.

В процессе глушения скважин при воздействии технологических жидкостей на продуктивный пласт происходит внутрискважинная коагуляция коллектора по причине ряда микропроцессов. На ухудшение проницаемости влияет набухание глинистых пород. Вследствие действия капиллярных сил при вытеснении несмешивающихся жидкостей в поровом пространстве возникает эффект «водной блокады». При взаимодействии технологических и пластовых жидкостей могут образовываться высоковязкие водонефтяные эмульсии и нерастворимые осадки. Твёрдые частицы, проникающие в пласт вместе с технологическими жидкостями, могут закупоривать поры и каналы. Жидкость глушения может образовывать плёнку на поверхности зёрен породы коллектора и уменьшать поперечное сечение каналов [1, 2]. Снижение проницаемости при глушении скважин обусловлено вышеуказанными процессами. Ухудшение фильтрационно-емкостных свойств ПЗП отрицательно влияет

на добычные способности скважин. В большей степени это проявляется на месторождениях нефти с низкопроницаемыми гидрофильными коллекторами [3, 4]. Ухудшение работы скважин после освоения в большей степени присуще месторождениям в терригенных коллекторах [5, 6]. Однако данное явление имеет существенное проявление и на месторождениях с карбонатными коллекторами, разрабатываемых в центральной части Тимано-Печорской нефтегазовой провинции [7].

Одним из определяющих факторов, влияющих на эффективность глушения и последующего освоения скважин, является присутствие ионов железа в жидкости глушения, которые образуются при контакте с металлическими емкостями и трубопроводами [8–10]. Основным источником поступления ионов железа является пластовая вода, которая используется для приготовления жидкостей глушения [11–13].

Железо обычно содержится в составе химических соединений. В составе растворов железо имеет растворённую, взвешенную или коллоидную формы в зависимости от компонентного состава раствора. Соотношение форм определяется совокупностью факторов: уровнем кислотности среды; наличием других химических элементов и реакциями, протекающими между ними; активностью железобактерий, активизи-

рующих восстановительные реакции с железом [14, 15].

В процессе химических реакций железо как химический элемент может менять свою валентность. Элементарное железо (Fe_0) нерастворимо в воде. При взаимодействии с влагой железо окисляется до трёхвалентного соединения, образуя окись железа Fe_2O_3 . Двухвалентное соединение железа (закись железа FeO) может находиться в растворённом виде. В составе гидроксидов железа также может быть двух- и трёхвалентным ($Fe(OH)_2$ и $Fe(OH)_3$) [16, 17].

Железо в составе органических соединений имеет коллоидную структуру или образует растворимые соединения. Органические соединения представлены бактериальным железом (накопленным бактериями в процессе их жизнедеятельности), коллоидным железом (нерастворимыми частицами размером менее микрона) и железом в составе сложных растворимых комплексов – хелатов [18, 19].

Характер взаимодействия форм железа с водой различный. По внешним признакам можно определить наличие растворённого железа в воде и его форму. Двухвалентное железо проявляется только после отстаивания, прозрачный цвет воды меняется на красно-бурый цвет. Трёхвалентное железо, растворённое в воде, вначале придаёт ей желтовато-бурый цвет, а после образуется красно-бурый осадок. Коллоидное железо в воде не образует осадка, однако придаёт воде жёлто-бурый цвет. Бактериальное железо образует желеобразную плёнку на поверхности воды в емкости. Отличительные признаки форм железа, растворённого в воде, приведены в табл. 1.

Таблица 1. Отличительные признаки различных форм железа в воде

Table 1. Distinctive features of various forms of iron in water

Формы железа Forms of Iron	Внешний признак до отстаивания Outward before settling	Осадок после отстаивания Sediment after settling
Двухвалентное Bivalent	Вода прозрачная Clear water	Красно-бурый осадок Red-brown sediment
Трёхвалентное Trivalent	Желтый оттенок Yellow tint	
Коллоидное Colloidal	Желто-бурая Yellow-brown	Не образует осадка Without sediment
Бактериальное Bacterial	Опалесцирующая пленка Opalescent film	Не фильтруется No filtering
Растворенное органическое Dissolved organic	Желто-бурая Yellow-brown	

Анализ жидкостей, применяемых для глушения скважин на месторождениях Тимано-Печорской нефтегазовой провинции, показывает, что технологические жидкости имеют существенное содержание ионов железа и это может являться основным фактором, влияющим на ухудшение фильтрационно-емкостных свойств коллекторов. Жидкости для глушения скважин Тимано-Печорской нефтегазовой провинции месторождений готовятся на основе пластовой воды. Пробы пластовой воды группы месторождений имеют содержание железа 60–70 мг/л.

Внешние признаки подтверждают высокое содержание окислов железа, пробы окрашены в характерный рыжий цвет с наличием хлопьевидного осадка.

С целью изучения влияния различных добавок в составе жидкости глушения на фильтрационно-емкостные свойства пласта и выявления подходов по предотвращению осложнений при ремонтных работах были поставлены следующие задачи:

1. Исследование связывающей способности реагентов, применяемых для стабилизации соединений железа в жидкостях глушения.
2. Определение коэффициента восстановления проницаемости при фильтрационных исследованиях жидкостей глушения.

Материалы и методы

Основным компонентом применяемых жидкостей глушения на месторождениях Тимано-Печорской нефтегазовой провинции является пластовая вода. По результатам исследования проб пластовой воды установлено, что вода относится к хлоркальциевому типу и является сильно минерализованной подземной водой (рассолом).

Результаты анализа химического состава подземных вод принято представлять в виде формулы Курлова. Эта формула дает обобщенную характеристику химического состава единичного анализа воды.

Пробы пластовой воды в пределах месторождения не имеют значительных различий по химическому составу. В табл. 2 приведены результаты анализа одной из проб пластовой воды. Формула Курлова данной пробы воды имеет следующий вид:

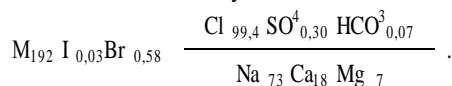


Таблица 2. Анализ химического состава пластовой воды

Table 2. Analysis of reservoir water chemical composition

Компонент Component	Содержание, мг/дм ³ Content, mg/dm ³	Содержание, мг-экв/дм ³ Content, mg-eq/dm ³	Содержание, %-экв/дм ³ Content, %-eq/dm ³
Na ⁺	55459,90	2412,37	73,26
K ⁺	2212,00	56,57	1,72
Ca ²⁺	11843,64	591,00	17,95
Mg ²⁺	2633,45	216,70	6,58
NH ₄ ⁺	230,00	12,75	0,39
Fe _{общ}	63,25	3,40	0,10
Сумма катионов Cation sum:	74306,16	3395,97	100,00
HCO ₃ ⁻	164,75	2,70	0,08
Cl ⁻	119722,48	3376,94	99,40
SO ₄ ²⁻	479,83	9,99	0,29
J	25,38	0,20	0,01
Br ⁻	594,07	7,43	0,22
SiO ₂	25,89	–	–
B ₂ O ₃	342,60	–	–
Сумма анионов Anion sum:	121355,00	3397,26	100,00
pH	6,65		
Плотность/Density	1,1366		
Мутность/Turbidity	Прозрачная/Transparent		
Цветность/Chroma	Бесцветная/Colorless		

Исследование связывающей способности реагентов, применяемых для стабилизации соединений железа в жидкостях глушения

Для исследования были приготовлены пробы жидкостей глушения скважин на основе проб пластовой воды. Выпадение окисных форм железа (Fe^{3+}) из воды, используемой для приготовления жидкости глушения, является одной из причин снижения коэффициента продуктивности скважин [20–24]. В ходе исследования производился компонентный анализ для количественной оценки наличия растворенных форм железа в пробах жидкостей глушения, приготовленных на основе пластовой воды.

При приготовлении изучаемых жидкостей глушения для выдачи рекомендаций по снижению негативного эффекта использовались реагенты, препятствующие выпадению железа путем связывания ионов в растворимые и устойчивые к окислению кислородом соединения [25, 26]. Химический метод связывания железа был выбран из-за его высокой скорости [27–29].

В качестве реагентов применялись хорошо известные и достаточно широко распространенные составы: оксиэтилендифосфоновая кислота (ОЭДФ) и композиция АКСИС-КС. Основной проблемой при проведении ремонтных работ в скважинах является осаждение соединений железа в призабойной зоне. ОЭДФ используется в качестве ингибитора солеотложений и стабилизатора ионов железа в нефтедобывающей промышленности. Композиция АКСИС-КС применяется в качестве реагента комплексного воздействия, в том числе для стабилизации ионов железа. Таким образом, было принято решение провести исследование с данными реагентами. Концентрация веществ в растворах составляла 2 г/дм³. Аналогичные рецептуры применяются на месторождениях Западной Сибири.

Анализ устойчивости соединений проводился как на реальной пластовой воде, так и на модели, полученной путем внесения хлорида железа в воду. Содержание железа в модельной воде выбрано в количестве, соответствующем его содержанию в отбираемых пробах пластовой воды для приготовления жидкости глушения, и составляло 70 мг/л.

Методика эксперимента состояла в определении изменения оптической плотности исследуемой жидкости, как с внесенными реагентами, так и без них, при проведении окисления кислородом воздуха. Определение проводилось на приборе КФК-2 при длине волны 590 нм в кювете с толщиной слоя жидкости 30,07 мм. В ходе исследования также определялся коэффициент светопропускания исследуемых жидкостей.

Определение коэффициента восстановления проницаемости при фильтрационных исследованиях

Исследования влияния жидкости глушения на изменение проницаемости коллектора проводили на естественных керновых моделях пласта. Эффективность составов определялась по изменению фазовой проницаемости по нефти, определённой до и после фильтрации жидкости глушения через образец керна.

Результат выражался в виде коэффициента восстановления проницаемости – отношения проницаемости после воздействия к начальному значению.

Опыт состоит из нескольких стадий. На первой стадии через образец керна прокачивали не менее пяти поровых объёмов нефти в прямом направлении. Затем, согласно ОСТ-39-195-86 [30], нефтенасыщенный образец оставляли на сутки в статическом режиме; после продолжали фильтрацию нефти до стабилизации перепада давления, определяли фазовую проницаемость по нефти при связанной воде. На втором этапе исследуемая жидкость глушения прокачивалась через образец в обратном направлении до стабилизации процесса. На третьем этапе в прямом направлении продолжали прокачивать нефть аналогично первому этапу опыта и определяли фазовую проницаемость по нефти уже после воздействия. По полученным данным определяли коэффициент восстановления проницаемости.

В качестве основы для приготовления жидкости глушения использовалась пластовая вода, отобранная на месторождении. При проведении исследований использовались естественные керны, отобранные из двух скважин этого же месторождения Тимано-Печорской нефтегазовой провинции. Керны подготавливались для фильтрационных исследований жидкостей глушения согласно требованиям ОСТ 39-195-86. Образцы керна были проэкстрагированы в аппаратах Сокслета, соли с образцов удалены дистиллированной водой, после образцы были высушены в сушильном шкафу. Для отбора кернов с сопоставимыми фильтрационно-ёмкостными свойствами определялась абсолютная проницаемость по воздуху и открытая пористость. Далее на основании полученных значений фильтрационно-ёмкостных свойств были выбраны четыре образца, основные характеристики которых представлены в табл. 3.

Таблица 3. Характеристики керновых моделей месторождения

Table 3. Characteristics of field core models

№ опыта Experiment no.	Проницаемость по воздуху, мкм ² Permeability by air, μm ²	Длина образца Sample length	Диаметр образца Sample diameter	Пористость Porosity	Количество связанной воды Bound water
1	0,00180	2,96		8,62	32,05
2	0,00158			7,85	32,26
3	0,00160			7,66	32,18
4	0,00208			8,52	32,28

Отметим, что основные линейные и фильтрационно-ёмкостные характеристики (длина, пористость, проницаемость, начальная водонасыщенность) использовавшихся пористых сред близки, что позволяет корректно сравнивать между собой результаты опытов. Значение остаточной водонасыщенности в образцах выбиралось исходя из петрофизической зависимости данного объекта разработки, применялся метод центрифугирования.

Цель исследования фильтрационных характеристик заключается в получении значений относительной фазовой проницаемости по нефти до и после воздействия исследуемыми жидкостями глушения на образцы керна с сопоставимыми фильтрационно-емкостными свойствами и определении по результатам опытов коэффициентов восстановления проницаемости для каждого исследуемого агента.

При проведении опытов начальная водонасыщенность создавалась с использованием пробы пластовой воды месторождения (минерализация 180 г/л; плотность 1,126 г/см³).

Растворы глушения готовились на основе представленной пластовой воды, в соответствии с технологией их приготовления на промысле. Согласно регламенту, пластовую воду разбавляли пресной водой юрского горизонта до требуемой плотности. При пластовой температуре 85 °С жидкость глушения имела вязкость 0,4 мПа·с.

В качестве вытесняемой жидкости была использована изовязкозная модель нефти, приготовленная добавлением керосина к безводной дегазированной нефти месторождения. При пластовой температуре 85 °С модель

нефти имела вязкость 1,32 мПа·с, плотность 0,787 г/см³. Фильтрационные исследования выполнялись на установке для исследования керна УИК-5(7).

Так как для проведения фильтрации использовался раствор, приготовленный на пластовой воде с уже выпавшим осадком, базовый опыт, моделирующий промысловые условия, при которых проницаемость ПЗП снижалась на порядок, не проводили.

Скорость закачки на всех этапах поддерживалась постоянной и составляла 0,72 см³/ч. На рис. 2–5 показаны графики изменения перепада давления в процессе фильтрационных исследований.

Результаты

Общая концентрация ионов железа в пробе пластовой воды составила 70 мг/л. Внесение реагентов в растворы проводилось одновременно с хлоридом железа. Растворение проводилось в отстоянной жидкости глушения. Определение оптической плотности и коэффициента светопропускания жидкостей глушения и модели пластовой воды производилось на приборе КФК-2 в стандартных условиях. Результаты данных исследований приведены в табл. 4.

Таблица 4. Оптическая плотность изучаемых жидкостей при окислении кислородом

Table 4. Optical density of the studied liquids during oxidation

Время, мин/Time, min		0	5	10	20	25	60
Аксис-КС 2 % Axis-KS2 %	коэффициент светопропускания, % light transmittance coefficient, %	88	85,5	83	81,5	79	66
	оптическая плотность, ед optical density, units	0,056	0,068	0,081	0,089	0,102	0,180
Оксиэтилендифосфоновая кислота (ОЭДФ) 2 % Oxyethylene diphosphonic acid (OEDF) 2 %	коэффициент светопропускания, % light transmittance coefficient, %	92	92,2	92,75	93	93,5	94
	оптическая плотность, ед optical density, units	0,036	0,035	0,033	0,032	0,029	0,027
Модель жидкости глушения с ионами железа Well-killing fluid model with iron ions	коэффициент светопропускания, % light transmittance coefficient, %	71	54,5	38,9	26	12,8	10,5
	оптическая плотность, ед optical density, units	0,149	0,264	0,410	0,585	0,893	0,979

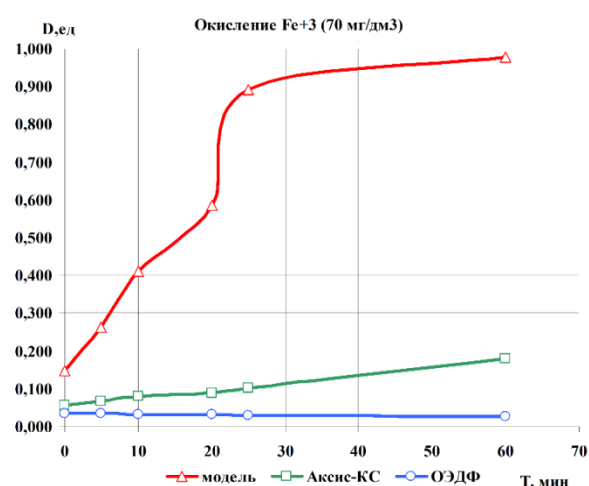


Рис. 1. Изменение оптической плотности растворов, содержащих ионы Fe³⁺ при барботировании воздухом

Fig. 1. Change in the optical density of solutions containing Fe³⁺ ions during air bubbling

На рис. 1 представлена графически зависимость изменения оптической плотности протестированных растворов от времени продувания воздухом.

Полученные результаты изменения оптической плотности растворов на представленном графике характеризуют устойчивость к выпадению из них соединений железа. Жидкость глушения с высоким содержанием ионов железа на воздухе существенно изменяет оптическую плотность, что указывает на выпадение окислов железа. Применение реагентов делает растворы устойчивыми к выпадению из них соединений железа. Анализ полученных данных позволяет говорить об эффективности применения реагента ОЭДФ и композиции АКЦИС-КС для осветления и стабилизации жидкости глушения с содержанием гидратируемых ионов железа в концентрации до 70 мг/дм³.

Параллельно с определением оптической плотности проводились исследования растворов на термосолевую агрессию для исключения её проявления при пластовых условиях. Следует указать, что при проведении опытов на термосолевую агрессию реагент АКЦИС-КС показал себя как неустойчивый при

нагревании до температуры 85 °С. Жидкость глушения, содержащая АКСИС-КС, после нагревания в течение 45 минут помутнела и стала молочно-белой с последующим появлением осадка на дне сосуда.

Таким образом, для применения в составе жидкостей глушения в условиях месторождений Тимано-Печорской нефтегазовой провинции по результатам исследований оптической плотности растворов наиболее оптимальным реагентом из рассмотренных оказался реагент ОЭДФ в концентрации 2 г/дм³ при содержании до 70 мг/дм³ ионов железа (Fe²⁺, Fe³⁺).

Определение коэффициента восстановления проницаемости при фильтрационных исследованиях жидкостью глушения

Проведены четыре опыта в рамках фильтрационных исследований реагентов для стабилизации соединений железа в жидкостях глушения.

Опыт 1 (базовый)

Цель опыта – определение коэффициента восстановления проницаемости по нефти после фильтрации жидкости глушения без добавок. Динамика измене-

ния основных показателей закачки и вытеснения в опыте № 1 приведена на рис. 2.

В модель пористой среды № 1 (табл. 2) с начальной нефтенасыщенностью 67,95 % с проницаемостью при связанной воде по керосину 0,00058 мкм², по нефти 0,00024 мкм², закачивалась жидкость глушения (из которой были предварительно отфильтрованы гидроокиси железа) в направлении обратном направлению фильтрации нефти при постоянной скорости движения жидкости, равной 0,72 см³/ч (этап 2). Всего жидкости глушения было закачено около 5 объемов пор. На завершающей стадии закачки градиент давления стабилизировался и составил 9,52 МПа/м. Фазовая проницаемость по жидкости глушения при остаточной нефтенасыщенности составила 0,00001 мкм².

Далее была возобновлена фильтрация нефти в первоначальном направлении с тем же расходом (этап 3). После закачки нефти в количестве четырех объемов пор градиент давления стабилизировался на уровне 1,96 МПа/м (рис. 2). Фазовая проницаемость по нефти составила 0,00019 мкм². Коэффициент восстановления проницаемости по нефти составил 0,79.

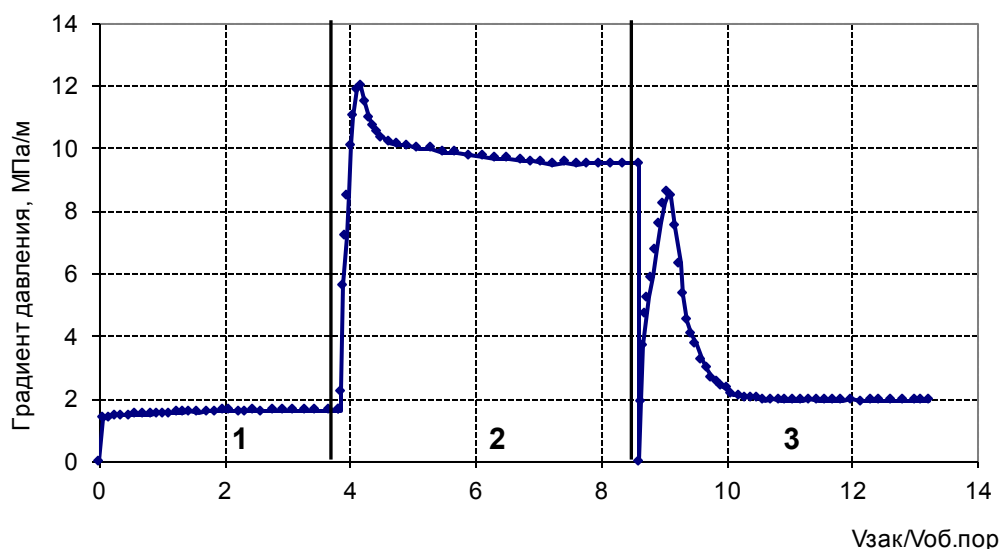


Рис. 2. Динамика изменения основных показателей закачки и вытеснения в опыте № 1: 1 – фильтрация нефти в прямом направлении; 2 – фильтрация жидкости глушения в обратном направлении; 3 – возобновление фильтрации нефти в прямом направлении

Fig. 2. Dynamics of changes in key indicators in injection and displacement in experiment no. 1: 1 is the oil filtration in the forward direction; 2 is the filtration of killing fluid in the opposite direction; 3 is the is resumption of oil filtration in the forward direction

Опыт 2

Цель опыта – определение коэффициента восстановления проницаемости по нефти после фильтрации 1,0 % раствора Нефтенол-К в жидкости глушения. Нефтенол-К представляет собой многокомпонентную смесь анионных и катионных поверхностно-активных веществ (ПАВ) различного химического строения; применяется в качестве добавки в жидкости глушения, что способствует снижению набухаемости глин и гидрофобизации породы. Динамика изменения основных показателей закачки и вытеснения в опыте № 2 приведена на рис. 3.

В модель пористой среды № 2 (табл. 2) с начальной нефтенасыщенностью 67,74 % и проницаемостью при связанной воде по керосину 0,00071 мкм², по нефти 0,00055 мкм² закачивался 1 % раствор Нефтенол-К в направлении обратном направлению фильтрации нефти при постоянной скорости движения жидкости, равной 0,72 см³/ч. Всего раствора было закачено около пяти объемов пор. На завершающей стадии закачки градиент давления стабилизировался и составил 0,80 МПа/м. Фазовая проницаемость по раствору при остаточной нефтенасыщенности составила 0,00014 мкм².

Далее была возобновлена фильтрация нефти в первоначальном направлении с тем же расходом. После закачки нефти в количестве около трех объемов пор градиент давления стабилизировался на уровне

0,79 МПа/м (рис. 3). Фазовая проницаемость по нефти составила 0,00049 мкм². Коэффициент восстановления проницаемости по нефти составил 0,89.

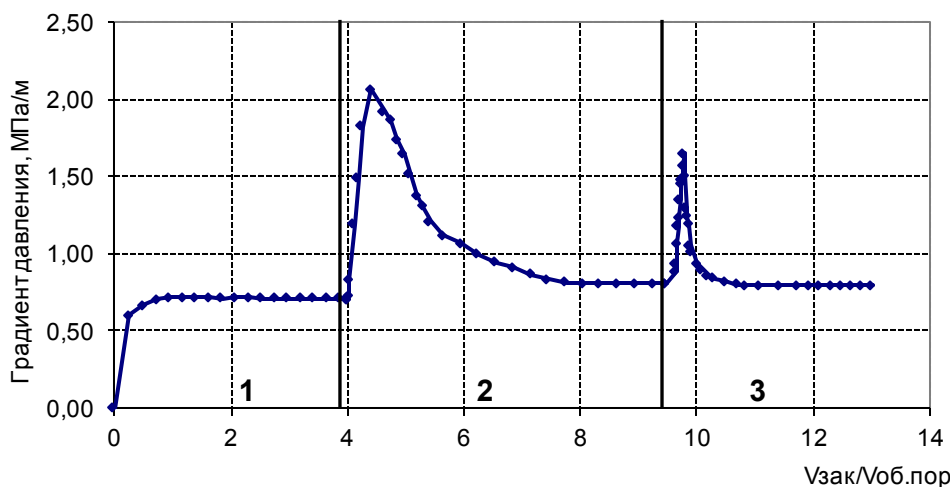


Рис. 3. Динамика изменения основных показателей закачки и вытеснения в опыте № 2: 1 – фильтрация нефти в прямом направлении; 2 – фильтрация 1,0 % р-ра Нефтенол-К в обратном направлении; 3 – возобновление фильтрации нефти в прямом направлении

Fig. 3. Dynamics of changes in key indicators injection and displacement in experiment no. 2: 1 is the oil filtration in the forward direction; 2 is the filtration of 1,0 % Neftenol-K solution in the opposite direction; 3 is the resumption of oil filtration in the forward direction

Опыт 3

Цель опыта – определение коэффициента восстановления проницаемости по нефти после фильтрации 1,0 % раствора Нефтенол-ВКС в жидкости глушения. Нефтенол-ВКС был выбран как ПАВ, улучшающее смачиваемость коллектора. Динамика изменения основных показателей закачки и вытеснения в опыте № 3 приведена на рис. 4.

В модель пористой среды № 3 (табл. 2) с начальной нефтенасыщенностью 67,82 % с проницаемостью при связанной воде по керосину 0,00048 мкм², по нефти 0,00021 мкм² закачивался 1,0 % раствор Нефтенол-ВКС в направлении обратном направлению фильтрации нефти при постоянной скорости движе-

ния жидкости, равной 0,72 см³/ч. Всего раствора было закачено около шести объемов пор. На завершающей стадии закачки градиент давления стабилизировался и составил 1,93 МПа/м. Фазовая проницаемость по раствору при остаточной нефтенасыщенности составила 0,00006 мкм².

Далее была возобновлена фильтрация нефти в первоначальном направлении с тем же расходом. После закачки нефти около пяти объемов пор градиент давления стабилизировался на уровне 2,60 МПа/м (рис. 4). Фазовая проницаемость по нефти составила 0,00015 мкм². Коэффициент восстановления проницаемости по нефти составил 0,71.

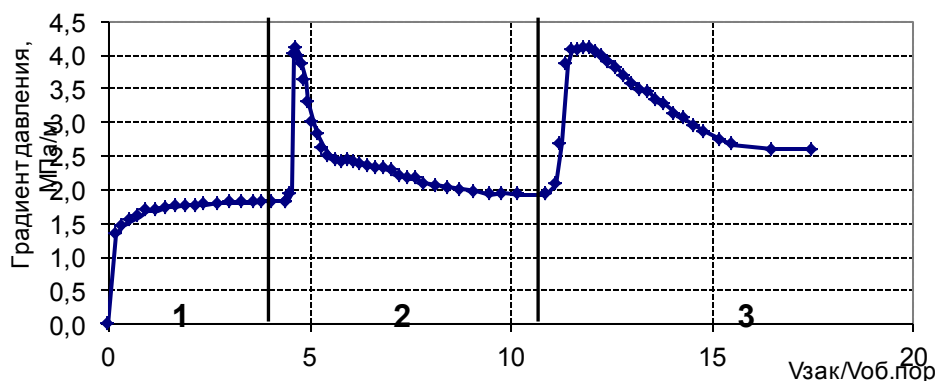


Рис. 4. Динамика изменения основных показателей закачки и вытеснения в опыте № 3: 1 – фильтрация нефти в прямом направлении; 2 – фильтрация 1,0 % р-ра Нефтенол-ВКС в обратном направлении; 3 – возобновление фильтрации нефти в прямом направлении

Fig. 4. Dynamics of changes in key indicators injection and displacement in experiment no. 3: 1 is the oil filtration in the forward direction; 2 is the filtration of 1,0 % Neftenol-VKS solution in the opposite direction; 3 is the resumption of oil filtration in the forward direction

Опыт 4

Цель опыта – определение коэффициента восстановления проницаемости по нефти после фильтрации 2,0 % раствора ОЭДФ в жидкости глушения, содержащей 70 мг/л ионов железа. Динамика изменения основных показателей закачки и вытеснения в опыте № 4 приведена на рис. 5.

В модель пористой среды № 4 (табл. 2) с начальной нефтенасыщенностью 67,72 % с проницаемостью при

связанной воде по керосину $0,00052 \text{ мкм}^2$, по нефти $0,00025 \text{ мкм}^2$, закачивался 2,0 % раствор ОЭДФ (с 70 мг/л ионов Fe) в направлении обратном направлению фильтрации нефти при постоянной скорости движения жидкости, равной $0,72 \text{ см}^3/\text{ч}$. Всего раствора было закачено около пяти объемов пор. На завершающей стадии закачки градиент давления стабилизировался и составил 2,01 МПа/м. Фазовая проницаемость по раствору при остаточной нефтенасыщенности составила $0,00006 \text{ мкм}^2$.

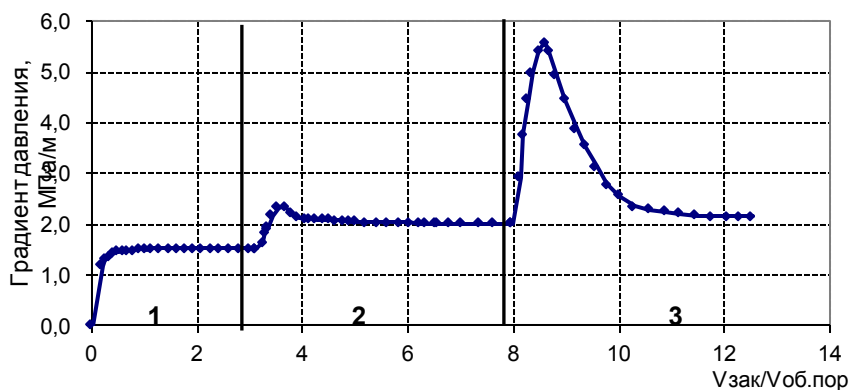


Рис. 5. Динамика изменения основных показателей закачки и вытеснения в опыте № 4: 1 – фильтрация нефти в прямом направлении; 2 – фильтрация 2,0 % р-ра ОЭДФ в обратном направлении; 3 – возобновление фильтрации нефти в прямом направлении

Fig. 5. Dynamics of changes in key indicators injection and displacement in experiment no. 4: 1 is the oil filtration in the forward direction; 2 is the filtration of 2,0 % of the HEDF solution in the opposite direction; 3 is the resumption of oil filtration in the forward direction

Далее была возобновлена фильтрация нефти в первоначальном направлении с тем же расходом. После закачки нефти свыше четырех объемов пор градиент давления стабилизировался на уровне 2,17 МПа/м (рис. 5). Фазовая проницаемость по нефти составила $0,00021 \text{ мкм}^2$. Коэффициент восстановления проницаемости по нефти составил 0,84.

В сравнении с результатом базового опыта, для которого коэффициент восстановления проницаемости составил 0,79, результат, полученный с раствором, содержащим стабилизированные ОЭДФ ионы железа ($K_{\text{восст.}}=0,84$), можно объяснить тем, что происходит адсорбция ОЭДФ, что способствует гидрофилизации поверхности порового пространства горной породы. Стоит отметить наличие слабых кислотных свойств реагента ОЭДФ, которые способствуют растворению карбонатных пород-коллекторов, что могло повлиять на значения проницаемости при фильтрационных исследованиях. Основные результаты опытов по определению коэффициента восстановления проницаемости по нефти приведены в табл. 5.

Как видно из результатов проведенного фильтрационного тестирования (табл. 5), при использовании жидкости глушения без добавления стабилизаторов железа коэффициент восстановления проницаемости по нефти достаточно высок ($K_{\text{восст.}}=0,79$). Данное обстоятельство свидетельствует об отсутствии серьезной проблемы коагуляции ПЗП в результате проникновения жидкости глушения за счет эффекта капиллярного зацемячения. То есть проблема «водной блокады» призабойной зоны пласта с кратным сни-

жением дебита по нефти, как в условиях низкопроницаемых гидрофильных коллекторах, здесь отсутствует, а причина коагуляции ПЗП связана с другими факторами.

Добавка к жидкости глушения 1,0 % раствора гидрофобизатора Нефтенол-К несколько улучшает фильтрационные свойства пористой среды для нефти ($K_{\text{восст.}}=0,89$). Необходимо отметить, что Нефтенол-К является комплексным реагентом и сильным модификатором поверхности.

Добавка к жидкости глушения 1,0 % раствора Нефтенол-ВКС не увеличила коэффициент восстановления проницаемости в сравнении с базовым опытом. Наоборот наблюдалось снижение проницаемости.

При использовании жидкости глушения с содержанием железа 70 мг/л, и стабилизатора ОЭДФ 2,0 % (опыт № 4) коэффициент восстановления проницаемости по нефти также достаточно высок ($K_{\text{восст.}}=0,84$).

Обсуждение

Для коррекции и улучшения свойств жидкостей глушения и промывочных жидкостей в их состав добавляются различные ПАВ, придающие им гидрофобизирующие, моющие и ингибирующие свойства. Применение ПАВ в жидкостях глушения обеспечивает более легкое освоение скважин и способствует выносу водной фазы из призабойной зоны пласта, удалению механических примесей и асфальтосмолопарафиновых отложений с забоя скважины, сохраняя тем самым добычный потенциал скважины после проведения подземного ремонта.

Таблица 5. Результаты фильтрационных исследований жидкостей

Table 5. Results of filtration studies of liquids

№ опыта Experiment no.	Вытесняющий агент Displacing agent	Проницаемость пористых сред, мкм ² Permeability of porous media, μm ²				Проницаемость по нефти (фазовая) после воздействия, мкм ² Oil permeability (phase) after treatment, μm ²	Коэффициент восстановления проницаемости по нефти, доли ед. Oil permeability restoring coefficient, share units
		По воз- духу By air	По керосину (фазовая) при связанной воде For kerosene (phase) with bound water	По нефти (фазовая) при связанной воде By oil (phase) with bound water	По жидкости глушения (фазовая) при связанной нефти Killing fluid (phase) with associated oil		
1	Жидкость глушения Well-killing fluid	0,00180	0,00058	0,00024	0,00001	0,00019	0,79
2	Жидкость глушения + 1 % Нефтенол-К Well-killing fluid + 1 % Neftenol-K	0,00158	0,00071	0,00055	0,00014	0,00049	0,89
3	Жидкость глушения + 1 % Нефтенол-ВКС Well-killing fluid + 1 % Neftenol-VKS	0,00160	0,00048	0,00021	0,00006	0,00015	0,71
4	Жидкость глушения (70 мг/л ионов Fe) + 2 % ОЭДФ Well-killing fluid (70 mg/l Fe ions) + 2 % HEDP	0,00208	0,00052	0,00025	0,00006	0,00021	0,84

Для решения проблемы снижения фильтрационных характеристик ПЗП необходимо значительно снизить содержание железа в жидкости глушения или предотвратить его выпадение одним из нескольких способов:

- отказ от использования пластовой воды фаменского горизонта, содержащей значительные количества растворенного железа (выше 70 мг/л) при приготовлении жидкостей глушения;
- применение реагентов стабилизаторов, связывающих железо в устойчивые соединения.

Наилучший результат при фильтрационных исследованиях показала жидкость, модифицированная Нефтенолом-К. Однако следует отметить, что для испытания использовалась жидкость глушения без дополнительного внесения ионов железа в раствор. Нефтенол-К эффективен для применения в жидкостях глушения, приготовленных на основе пластовых вод с низким содержанием железа, ввиду его комплексного действия.

Наиболее высокую эффективность по совокупности результатов исследований показал реагент ОЭДФ: показан высокий коэффициент восстановления проницаемости по нефти и эффективность предотвращения выпадения нерастворимых в воде соединений железа при определении оптической плотности и величины светопропускания растворов. Согласно результатам фильтрационных исследований, реагент ОЭДФ эффективен при высоких содержаниях ионов железа в жидкости глушения. Данную добавку можно рекомендовать для стабилизации железа в жидкости глушения в условиях карбонатного коллектора со схожим химическим составом пластовых вод.

Следует отметить, что воды фаменского горизонта содержат значительное количество железа – 60–70 мг/л. Предоставленная проба жидкости глушения при поступлении в лабораторию уже содержала осадок гидроокиси железа в виде хлопьев бурового цвета, который продолжал образовываться при взаимодействии с кислородом воздуха по мере хранения. Вследствие того, что все технологические жидкости перед лабораторными исследованиями фильтруются через бумажный фильтр от механических примесей, а жидкость глушения была дополнительно пробарботирована, эффект выпадения гидроокиси железа в пористой среде не рассматривался. Однако в реальных условиях этот эффект будет доминировать, что, безусловно, приводит к колюматации ПЗП при глушении скважины. В случае значительного загрязнения и снижения проницаемости ПЗП проводят солянокислотные обработки, но желательно предотвратить снижение проницаемости подбором специальных рецептур жидкостей глушения.

При невозможности отказа от использования воды фаменского яруса при приготовлении жидкости глушения необходимо предотвратить выпадение гидроокиси железа добавлением в растворы реагентов-стабилизаторов.

Заключение

Результаты физико-химических и фильтрационных исследований добавок в жидкости глушения позволяют сделать следующие выводы. Применяемая жидкость глушения на основе пластовой воды содержит значительное количество растворенного железа, что приводит к возникновению проблем в виде колюматации ПЗП, образующейся дисперсией гидроокиси

трехвалентного железа при окислении кислородом воздуха.

Учитывая совокупность результатов лабораторных исследований, следует рекомендовать приготовление жидкости глушения с использованием реагентов, стабилизирующих выпадение соединений железа.

На основании проведенных экспериментов по фильтрации для снижения негативного влияния растворенного железа можно рекомендовать к использо-

ванию стабилизатор железа ОЭДФ в концентрации 2,0 % (при содержании ионов железа до 70 мг/л) и гидрофобизатор комплексного действия Нефтенол-К в концентрации 1 %. Реагент ОЭДФ дополнительно имеет положительные результаты исследований по устойчивости к термосолевой агрессии. Добавление реагентов ПАВ (Нефтенол-К и других) в жидкость глушения необходимо проводить только после введения стабилизатора ионов железа ОЭДФ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Перспективы применения многофункциональных жидкостей глушения скважин в карбонатных пластах / Ю.В. Зейгман, В.Ш. Мухаметшин, А.Р. Хафизов, С.Б. Харина // SOCAR Proceedings. – 2016. – № 3. – С. 33–39.
2. 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.
3. Wang L. Clay stabilization in sandstone reservoirs and the perspectives for shale reservoirs // *Advances in Colloid and Interface Science*. – 2020. – V. 276. URL: <https://doi.org/10.1016/j.cis.2019.102087> (дата обращения: 01.02.2023).
4. Фахретдинов Р.Н., Земцов Ю.В., Новоселов Т.С. Гидрофобизация призабойной зоны гидрофильных коллекторов // Нефтяное хозяйство. – 1999. – № 4. – С. 29–30.
5. Tagirov K.M. Foaming well-killing composition based on organic foam and CaCl₂ for oil and gas wells // *Fuel and Energy Abstracts*. – 2002. – № 43 (4). – P. 241. URL: [https://doi.org/10.1016/S0140-6701\(02\)86116-1](https://doi.org/10.1016/S0140-6701(02)86116-1) (дата обращения: 01.02.2023).
6. Patel H., Santra A., Thaelitz C. Functionalized layered nanomaterials: a next-generation shale inhibitor // *International Petroleum Technology Conference*. – Doha: IPTC, 2020. – 9 p.
7. Сентемов А.А., Дорфман М.Б., Румянцев И.С. Анализ характера насыщения продуктивных пластов методом диаграмм Пикетта в карбонатных коллекторах // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2022. – № 6 (366). – С. 41–45.
8. Hu Jia, Xiaohu Wu. Killing fluid loss mechanism and productivity recovery in a gas condensate reservoir considering the phase behavior change // *Petroleum Exploration and Development*. – 2017. – V. 44 (4). – P. 659–666.
9. Preparations for foam gas shut off in carbonate reservoirs / A. Skauge, M. Aarra, P. Ormehaug, J. Solbakken, K. Mogensen, S. Masalmeh // *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference*. OnePetro. – Abu Dhabi, UAE, 2019. – 13 p.
10. Демахин С.А., Меркулов А.П., Касьянов Д.Н. Щадящее глушение скважин как основа сохранения коллекторских свойств паста // Нефтегазовая вертикаль. – 2016. – № 6. – С. 94–96.
11. Бондаренко В.П., Надиров К.С., Голубев В.Г. Исследования свойств водонефтяных обратных эмульсий, применяемых для глушения скважин // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 01. – С. 58–60.
12. A novel foamy well killing fluid for low-pressure gas reservoirs in Tarim Basin, China / L. Pan, H. Liu, W. Long, J. Li, Q. Liu // *International Petroleum Technology Conference*. – OnePetro. – Virtual, March 2021. – 12 p.
13. Study of gel plug for temporary blocking and well-killing technology in low-pressure, leakage-prone gas well / X. Ying, X. Yuan, Z. Yadong, F. Ziyi // *SPE Production & Operations*. – 2021. – V. 36. – № 01. – P. 234–244.
14. Технологические основы освоения и глушения нефтяных и газовых скважин / Ю.М. Басаргин, В.Ф. Будников, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. – М.: Изд-во ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 543 с.
15. Глушенко В.Н. К вопросу обработки призабойных зон скважин катионными ПАВ // Геология, геофизика и разработка месторождений. – 1995. – № 1. – С. 50–53.
16. Vaspayev Y.T., Rzaeva S.D. Analysis of the well killing fluids effect on the filtration properties of the rocks of the «Uzen» field // *SOCAR Proceedings*. – 2018. – № 3. – P. 38–44.
17. Developing nanocomposite gels from biopolymers for leakage control in oil and gas wells / A. Yudh wijoyo, R. Rafati, A. Haddad, D. Pokrajac, M. Manzari // *SPE Offshore Europe Conference and Exhibition*. OnePetro. – Aberdeen, UK, September, 2019. – 12 p.
18. Van T.N., Aleksandrov A.N., Rogachev M.K. An extensive solution to prevent wax deposition formation in gas-lift wells // *Journal of Applied Engineering Science*. – 2022. – V. 20 (1). – P. 264–275.
19. Двойников М.В., Будовская М.Е. Разработка углеводородной системы заканчивания скважин с низкими забойными температурами для условий нефтегазовых месторождений Восточной Сибири // Записки Горного института. – 2022. – Т. 253. – С. 12–22.
20. Фильтрационное тестирование нового поколения поверхностно-активных веществ отечественного и зарубежного производства в качестве добавок к ремонтно-технологическим жидкостям при проведении подземных ремонтов и ОПЗ скважин в гидрофильных коллекторах / А.М. Хакимов, А.К. Макатров, А.Д. Караваев, А.Г. Телин // Нефтепромысловое дело. – 2005. – № 12. – С. 48–53.
21. Risk assessment on deepwater drilling well control based on dynamic Bayesian network / Zengkai Liu, Qiang Ma, Baoping Cai, Yonghong Liu, Chao Zheng // *Process Safety and Environmental Protection*. – 2021. – V. 149. – P. 643–654.
22. Modeling of wellbore multiphase flow with free gas influx during horizontal drilling in marine hydrate reservoirs / Youqiang Liao, Qian Sun, Zhiyuan Wang, Xiaohui Sun, Wenqiang Lou, Baojiang Sun // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. – 2022. – V. 97. URL: <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2021.104375> (дата обращения: 01.02.2023).
23. Well control and management: killing fluids for oil fields of JSOC Bashneft / Al.A. Karpov, S.A. Vakhrushev, M.R. Sitdikov, S.E. Zolnik, A.M. Kuzmin // *SPE Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition*. – Moscow, 2014. URL: <https://doi.org/10.2118/171308-MS> (дата обращения: 01.02.2023).
24. Effect of liquid viscosity on the gas-liquid two phase countercurrent flow in the wellbore of bullheading killing / Hui Liu, Hongtao Liu, Quan Zhang, Ming Fan, Bangtang Yin, Xuerui Wang, Xiaohui Sun, Zhiyuan Wang // *Geoenery Science and Engineering*. – 2023. – V. 221. URL: <https://doi.org/10.1016/j.jpetrol.2022.111274> (дата обращения: 01.02.2023).
25. Гидрофобизация пород ПЗП как метод увеличения дебитов скважин и уменьшения обводненности добываемой жидкости / А.Ш. Газизов, Р.Г. Ханнанов, А.А. Газизов Фэн Фан, М.М. Кабиров // Нефтегазовое дело. – 2005. – № 1. – С. 1–12.
26. Synthesis, characterization and evaluation of long-acting hyperbranched cationic polymer clay stabilizer used in water flooding / Q. Feng, H. Liu, Z. Peng, Y. Zheng // *Polymer Testing*. – 2020. – V. 82. – 11 p.
27. Martyshev D.A., Govindarajan S.K. Development and study of a visco-elastic gel with controlled destruction times for killing oil wells // *Journal of King Saud University – Engineering Sciences*. – 2022. – V. 34. – Iss. 7. – P. 408–415.
28. Intelligent well killing control method driven by coupling multiphase flow simulation and real-time data / Zhi Zhang, Baojiang Sun, Zhiyuan Wang, Shaowei Pan, Wenqiang Lou, Dalin Sun // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2022. – V. 213. URL: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.110337> (дата обращения: 01.02.2023).
29. Preparation, characterization and application of environment-friendly high density and low damage solid free completion fluids

for completing HTHP oil and gas wells / Huo Jinhua, Zhang Xing, Che Yuanjun, Yu Baisong, Zhang Jian, Wang Xuemin, Liu Wei, Wu Zhansheng, Zhang Ruizhi // *Geoenergy Science and Engineering*. – 2023. – V. 221. URL: <https://doi.org/10.1016/j.geoen.2022.211351> (дата обращения: 01.02.2023).

30. ОСТ 39-195-86. Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях. – М.: Миннефтепрома, 1986. – 16 с.

Поступила: 05.02.2023 г.

Прошла рецензирование: 14.03.2023 г.

Информация об авторах

Сентемов А.А., аспирант кафедры бурения скважин, разработки нефтяных и газовых месторождений Северного (Арктического) федерального университета им. М.В. Ломоносова.

Дорфман М.Б., кандидат технических наук, доцент кафедры бурения скважин, разработки нефтяных и газовых месторождений Северного (Арктического) федерального университета им. М.В. Ломоносова.

UDC 622.276.63

WELL-KILLING FLUID INFLUENCE ON DECLINE OF PERMEABILITY DURING WELL COMPLETION IN CARBONATE RESERVOIRS

Andrey A. Sentemov¹,
sentemov.a.a@yandex.ru

Mikhail B. Dorfman¹,
m.dorfman@narfu.ru

¹ Northern (Arctic) Federal University named after M.V. Lomonosov,
17, Severnaya Dvina embankment, Arkhangelsk, 163002, Russia.

Relevance. Carrying out repair operations in production and injection wells with improperly selected well-killing fluid can lead to significant decrease in the permeability of the bottomhole formation zone. The important problem of well operations is the preservation of reservoir filtration properties.

The main aim of this work is to study the effect of various additives in the well-killing fluid compositions on the reservoir properties and to identify approaches to prevent complications during workover and well servicing.

Methods: empirical and analytical methods. Under laboratory conditions, the chemical composition, optical density and light transmission coefficient of well-killing fluids and formation water were determined. Modeling of formation fluids filtration was performed on a core study unit.

Results. The main bottomhole zone permeability decrease reason during well-killing operations in the Timan-Pechora oil and gas province is the high iron ions content in formation waters. Formation waters of the Famennian horizon contain 60–70 mg/l of iron. To solve the problem of bottomhole zone filtration characteristics decline, it is necessary to significantly reduce the iron content in the well-killing fluids or prevent precipitation of iron compounds. Analysis of the solutions optical density results show effectiveness of the oxyethylene diphosphonic acid and AKSIS-KS for clarification and stabilization of well-killing fluids with the content of hydrated iron ions up to 70 mg/l. Based on the conducted filtration experiments, in order to reduce the negative effect of iron compounds on the permeability, it is recommended the use of an iron stabilizer oxyethylene diphosphonic acid 2.0 % (with an iron ion content up to 70 mg/l) and a hydrophobiser Neftenol-K 1 %.

Key words:

Well-killing fluid, permeability, bottomhole formation zone, carbonate reservoirs, iron compounds.

REFERENCES

1. Zejgman J.V., Mukhametshin V.Sh., Khafizov A.R., Kharina S.B. Prospects of application of multi-functional well killing fluids in carbonate reservoirs. *SOCAR Proceedings*, 2016, no. 3, pp. 33–39. In Rus.
2. Gladkov P.D., Rogachev M.K. Vybór tekhnologicheskoy zhidkosti dlya glusheniya skvazhin pered podzemnym remontom na Priobskom neftyanom mestorozhdenii [The choice of process fluid for well killing before underground workover at the Priobskoe oil field]. *Neftgazovoye delo*, 2012, no. 2, pp. 175–182.
3. Wang L. Clay stabilization in sandstone reservoirs and the perspectives for shale reservoirs. *Advances in Colloid and Interface Science*, 2020, vol. 276. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.cis.2019.102087> (accessed: 1 February 2023).
4. Fahretdinov R.N., Zemtsov Yu.V., Novoselov T.S. Gidrofobizatsiya prizaboynoy zony gidrofilnykh kollektorov [Hydrophobization of the bottomhole zone of hydrophilic reservoirs]. *Neftyanoe hozaystvo*, 1999, vol. 4, pp. 29–30.
5. Tagirov K.M. Foaming well-killing composition based on organic foam and CaCl₂ for oil and gas wells. *Fuel and Energy Abstracts*, 2002, vol. 43 (4), pp. 241. Available at: [https://doi.org/10.1016/S0140-6701\(02\)86116-1](https://doi.org/10.1016/S0140-6701(02)86116-1) (accessed: 1 February 2023).
6. Patel H., Santra A., Thaeplitz C. Functionalized layered nanomaterials: a next-generation shale inhibitor. *International Petroleum Technology Conference*. Dhahran, IPTC Publ., 2020. 9 p.
7. Sentemov A.A., Dorfman M.B., Rumyanov I.S. Oil saturation analysis of productive formations applying the Pickett diagram method in carbonate reservoirs. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 2022, no. 6 (366), pp. 41–45. In Rus.
8. Hu Jia, Xiaohu Wu. Killing fluid loss mechanism and productivity recovery in a gas condensate reservoir considering the phase behavior change. *Petroleum Exploration and Development*, 2017, vol. 44 (4), pp. 659–666.
9. Skauge A., Aarra M., Ormehaug P., Solbakken J., Mogensen K., Masalmeh S. Preparations for foam gas shut off in carbonate reservoirs. *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference*. OnePetro. Abu Dhabi, UAE, 2019. 13 p.
10. Demakhin S.A., Merkulov A.P., Kasyanov D.N. Gentle killing of wells as the basis for maintaining the reservoir properties. *Oil and Gas Vertical*, 2016, no. 6, pp. 94–96. In Rus.
11. Bondarenko V.P., Nadirov K.S., Golubev V.G., Kolesnikov A.S., Sadyrbaeva A.S. Study of a reagent-emulsifier for the preparation of reverse water-oil emulsions used for well-killing. *Oil industry*, 2017, no. 01, pp. 58–60. In Rus.
12. Pan L., Liu H., Long W., Li J., Liu Q. A novel foamy well killing fluid for low-pressure gas reservoirs in Tarim Basin. *China International Petroleum Technology Conference*. OnePetro. Virtual, March 2021. 12 p.
13. Ying X., Yuan X., Yadong Z., Ziyi F. Study of gel plug for temporary blocking and well-killing technology in low-pressure, leakage-prone gas well. *SPE Production & Operations*, 2021, vol. 36, pp. 234–244.
14. Basargin Yu.M., Budnikov V.F., Bulatov A.I., Proselkov Yu.M. *Tekhnologicheskie osnovy osvoeniya i glusheniya neftnykh i gazovykh skvazhin* [Technological bases for the development and killing of oil and gas wells]. Moscow, OOO «Nedra-Biznescentr» Publ., 2001. 543 p.
15. Glushchenko V.N. K voprosu obrabotki prizaboynykh zon skvazhin kationnymi PAV [On the issue of treatment of bottom-hole zones of wells with cationic surfactants]. *Geologiya, geofizika i razabotka mestorozhdenij*, 1995, vol. 1, pp. 50–53.
16. Baspayev Y.T., Rzayeva S.D. Analysis of the well killing fluids effect on the filtration properties of the rocks of the «Uzen» field. *SOCAR Proceedings*, 2018, no. 3, pp. 38–44.
17. Yudhowijoyo A., Rafati R., Haddad A., Pokrajac D., Manzari M. Developing nanocomposite gels from biopolymers for leakage control in oil and gas wells. *SPE Offshore Europe Conference and Exhibition*. OnePetro. Aberdeen, UK, September, 2019. 12 p.
18. Van T.N., Aleksandrov A.N., Rogachev M.K. An extensive solution to prevent wax deposition formation in gas-lift wells. *Journal of Applied Engineering Science*, 2022, vol. 20, no. 1, pp. 264–275.
19. Dvornikov M.V., Budovskaya M.E. Development of a hydrocarbon completion system for wells with low bottomhole temperatures for conditions of oil and gas fields in Eastern Siberia. *Journal of Mining Institute*, 2022, no. 253 (1), pp. 12–22.

20. Khakimov A.M., Makatrov A.K., Karavaev A.D., Telin A.G. Filtratsionnoe testirovanie novogo pokoleniya poverkhnostno-aktivnykh veshchestv otechestvennogo i zarubezhnogo proizvodstva v kachestve dobavok k remontno-tekhnologicheskim zhidkostyam pri provedenii podzemnykh remontov i OPZ skvazhin v gidrofilnykh kollektorakh [Filtration testing of a new generation of surfactants of domestic and foreign production as additives to repair and process fluids during underground repairs and BHT of wells in hydrophilic reservoirs]. *Neftepromyslovoe delo*, 2005, vol. 12, pp. 48–53.
21. Zengkai Liu, Qiang Ma, Baoping Cai, Yonghong Liu, Chao Zheng. Risk assessment on deepwater drilling well control based on dynamic Bayesian network. *Process Safety and Environmental Protection*, 2021, vol. 149, pp. 643–654.
22. Youqiang Liao, Qian Sun, Zhiyuan Wang, Xiaohui Sun, Wenqiang Lou, Baojiang Sun. Modeling of wellbore multiphase flow with free gas influx during horizontal drilling in marine hydrate reservoirs. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2022, vol. 97. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2021.104375> (accessed: 1 February 2023).
23. Karpov A.A., Vakhruşev S.A., Sitdikov M.R., Zdolnik S.E., Kuzmin A.M. Well control and management: killing fluids for oil fields of JSOC Bashneft. *SPE Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition*. Moscow, SPE Publ., 2014. Available at: <https://doi.org/10.2118/171308-MS> (accessed: 1 February 2023).
24. Hui Liu, Hongtao Liu, Quan Zhang, Ming Fan, Bangtang Yin, Xuerui Wang, Xiaohui Sun, Zhiyuan Wang. Effect of liquid viscosity on the gas–liquid two phase countercurrent flow in the wellbore of bullheading killing. *Geoenergy Science and Engineering*, 2023, vol. 221. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.111274> (accessed: 1 February 2023).
25. Gazizov A.Sh., Khannanov R.G., Gazizov A.A., Fen Fan, Kabirov M.M. Gidrofobizatsiya porod PZP kak metod uvelicheniya debitov skvazhin i umensheniya obvodnennosti dobyvaemoy zhidkosti [Hydrophobization of BFZ rocks as a method of increasing well flow rates and reducing water cut of the produced fluid]. *Neftegazovoe delo*, 2005, vol. 1, pp. 1–12.
26. Feng Q., Liu H., Peng Z., Zheng Y. Synthesis, characterization and evaluation of long-acting hyperbranched cationic polymer clay stabilizer used in water flooding. *Polymer Testing*, 2020, vol. 82. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.111274> (accessed: 1 February 2023).
27. Martynushev D.A., Govindarajan S.K. Development and study of a visco-elastic gel with controlled destruction times for killing oil wells. *Journal of King Saud University – Engineering Sciences*, 2022, vol. 34, no. 7, pp. 408–415.
28. Zhi Zhang, Baojiang Sun, Zhiyuan Wang, Shaowei Pan, Wenqiang Lou, Dalin Sun. Intelligent well killing control method driven by coupling multiphase flow simulation and real-time data. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2022, vol. 213. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.110337> (accessed: 1 February 2023).
29. Huo Jinhua, Zhang Xing, Che Yuanjun, Yu Baisong, Zhang Jian, Wang Xuemin, Liu Wei, Wu Zhansheng, Zhang Ruiqi. Preparation, characterization and application of environment-friendly high density and low damage solid free completion fluids for completing HTHP oil and gas wells. *Geoenergy Science and Engineering*, 2023, vol. 221. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.geoen.2022.211351> (accessed: 1 February 2023).
30. OST 39-195-86. *Neft. Metod opredeleniya koefitsienta vytesneniya nefii vodoy v laboratornykh usloviyakh* [Industry standard 39-195-86. Oil. Method for determination of oil displacement efficiency by water in laboratory conditions]. Moscow, Minneftprom Publ., 1986. 16 p.

Received: 5 February 2023.

Reviewed: 14 March 2023.

Information about the authors

Andrey A. Sentemov, post-graduate student, Northern (Arctic) Federal University named after M.V. Lomonosov.

Mikhail B. Dorfman, Cand. Sc., associate professor, Northern (Arctic) Federal University named after M.V. Lomonosov.