

Вариативный подход к подбору жидкостей глушения для условий терригенных коллекторов. Часть 1. Моделирование осадкообразования при взаимодействии жидкостей глушения с минерализованными пластовыми водами

Шайдуллин В.А., Хатмуллин А.Р., Туриянов А.Р., Мингалишев Ф.К.
ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия
shaydullinva@bnipi.rosneft.ru

Аннотация

Работа посвящена исследованию влияния жидкостей глушения на водной основе на фильтрационно-емкостные свойства терригенных пластов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. В качестве основных факторов, влияющих на продуктивность скважины после глушения, рассмотрены совместимость растворов с пластовыми флюидами и воздействие на смачиваемость пород, выполнено моделирование образования неорганических солей.

Материалы и методы

Моделирование осадкообразования при взаимодействии жидкостей глушения с минерализованными пластовыми водами проводилось с использованием методики Дж. Е. Оддо и М. Б. Томсона.

Ключевые слова

жидкость глушения, фильтрационный эксперимент, терригенный коллектор, керн, выпадение солей, стабилизатор глин, гидрофобизатор

Для цитирования

Шайдуллин В.А., Хатмуллин А.Р., Туриянов А.Р., Мингалишев Ф.К. Вариативный подход к подбору жидкостей глушения для условий терригенных коллекторов. Часть 1. Моделирование осадкообразования при взаимодействии жидкостей глушения с минерализованными пластовыми водами // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 7. С. 102–106. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-7-102-106

Поступила в редакцию: 23.11.2023

OIL PRODUCTION

UDC 622.276 | Original Paper

Variative approach to the killing fluids selection for sandstone formations. Part 1. Modeling of scaling during interaction of killing fluids with formation brines

Shaydullin V.A., Khatmullin A.R., Turiyanov A.R., Mingalishv F.K.
“RN-BashNIPneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia
shaydullinva@bnipi.rosneft.ru

Abstract

This study focuses on investigating the impact of water-based killing fluids on the reservoir permeability of oil-bearing sandstone formations in the Volga-Ural oil and gas province. The main factors influencing the effectiveness of killing fluids are the compatibility with formation brines and its effect on rock wettability defined by computer modeling of a scaling process.

Materials and methods

The evaluation of the water-based killing fluids impact on the reservoir was performed through computer modeling of the interaction between mineralized waters using the methods of J.E. Oddo and M.B. Thomson.

Keywords

killing fluid, core-flooding experiment, sandstone formation, scaling, clay stabilizer, surfactant

For citation

Shaydullin V.A., Khatmullin A.R., Turiyanov A.R., Mingalishv F.K. Variative approach to the killing fluids selection for sandstone formations. Part 1. Modeling of scaling during interaction of killing fluids with formation brines. Exposition Oil Gas, 2023, issue 7, P. 102–106. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-7-102-106

Received: 23.11.2023

Введение

Проведение текущего и капитального ремонта скважин является неотъемлемой частью процесса разработки нефтяных и газовых месторождений. Одним из значимых мероприятий, оказывающих влияние на фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) призабойной зоны пласта (ПЗП), является глушение скважин. Операция реализуется путём создания гидростатического давления столба жидкости на забое скважины, превышающего пластовое давление, и необходима для обеспечения безопасности проведения ремонта, а также предотвращения газонефтеводопроявлений (ГНВП).

Анализ результатов проведения ремонтов показывает, что применение жидкостей глушения (ЖГ) на водной основе в некоторых случаях приводит к снижению коэффициента продуктивности скважин по причине их проникновения в ПЗП и снижения её проницаемости [1–5]. В результате наблюдается длительный вывод скважины на режим, содействующий остановочным параметрам до ремонта, либо возникает необходимость в проведении дополнительных геологических мероприятий (ГТМ) по восстановлению проницаемости ПЗП различными реагентами на основе поверхностно-активных веществ, растворителей или кислот.

Основные причины снижения проницаемости ПЗП при глушении связаны как с геологическими особенностями продуктивного объекта и насыщающих его флюидов, так и с физико-химическими характеристиками технологической жидкости. К наиболее значимым факторам следует отнести наличие в составе коллекторов водочувствительных глинистых минералов, характер смачиваемости пород, объём проникновения жидкости в нефтенасыщенную часть, её совместимость с пластовыми флюидами, а также наличие в ней коагулирующих частиц. В связи с этим, является актуальным вопрос адресного подбора оптимальных составов для глушения, не оказывающих отрицательного воздействия на фильтрационные характеристики ПЗП и одновременно обеспечивающих безопасность работ в стволе скважины, предотвращая выброс пластового флюида. При этом жидкости должны быть доступны, а также технологичны в приготовлении и использовании.

Задача оценки применимости и оптимизации жидкостей глушения для ряда месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции в данном исследовании решалась

посредством проведения оценки рисков образования неорганических солей при смешении составов с пластовыми водами, а также фильтрационных экспериментов на образцах керна, отобранных с продуктивных интервалов целевых объектов разработки.

Геолого-физические характеристики продуктивных объектов

В качестве объекта исследования выбраны нефтяные месторождения Волго-Уральской нефтегазоносной провинции с наибольшим действующим фондом добывающих скважин для достоверности и представительности выборки, продуктивные отложения которых приурочены к терригенным толщам нижнего карбона (ТНК: тульский, бобринский, радаевский и косвинский продуктивные горизонты) и девона (ТД: кыновский, пашийский, муллинский, ардатовский и воробьёвский продуктивные горизонты).

Нефтенасыщенные коллекторы представлены мелко- и среднезернистыми кварцевыми песчаниками и алевролитами с различной степенью глинистости. Цемент, преимущественно глинистого, реже кальцитового состава. Тип цементации различный — поровый, базальный и контактовый. Ввиду неоднотипности разреза и невозможности его расчленения на отдельные вышеуказанные горизонты, их часто объединяют в единый (например, бобринско-радаевский или кыновско-пашийский горизонты). Коэффициент аномальности пластового давления варьируется в диапазоне от 0,6 до 1,1 (табл. 1).

В среднем, относительно девонских отложений, нефти нижнего карбона характеризуются повышенной вязкостью и более высокой плотностью, при этом терригенные пласты нижнего карбона имеют более высокую проницаемость [6]. Принимая во внимание высокие коллекторские свойства рассматриваемых пластов и высокие значения обводнённости скважинной продукции, можно предположить, что наибольший вклад в снижение продуктивности скважин при глушении будет вносить применение несовместимых вод и набухание глинистых минералов.

В данных условиях оценить применимость технологической жидкости можно, рассчитав риски образования солей при смешении минерализованных вод различного состава, а проведение фильтрационных экспериментов на водонасыщенных моделях пласта позволит определить

совместное влияние выпадения солей и набухания глинистых минералов на проницаемость пород [7, 8].

Моделирование образования неорганических солей при смешении жидкостей глушения с пластовыми водами

Известно, что математическое моделирование процесса выпадения неорганических солей при смешении минерализованных вод позволяет оценить степень риска (индекс насыщения — SI), массу и тип образующейся соли [8, 9]. Положительный индекс насыщения свидетельствует о наличии риска образования соли, а при нулевом и отрицательных значениях вода недонасыщена солеобразующими ионами, и выпадение осадка не предполагается. В качестве исходных данных для расчёта используются результаты исследования ионного состава, pH и плотности воды, содержание растворённого углекислого газа в продукции и термобарические условия на забое скважины.

В данной работе авторами использована методика, предложенная Дж.Е. Оддо и М.Б. Томсоном [9], реализованная в виде расчётного модуля в среде Visual Basic for Applications программного обеспечения Microsoft Excel. Методика Оддо-Томсона заключается в расчете индекса насыщения на основе данных об ионном составе воды, температуре, давлении и pH по эмпирическим зависимостям для каждого типа соли. Выбор методики обусловлен простотой реализации, доступностью исходных данных и удобством при выполнении многочисленных расчётов.

Для целей исследования выбраны 14 месторождений и 5 объектов разработки. Каждому из объектов соответствует источник жидкости глушения, определяемый по совокупности двух факторов — применимости для конкретного месторождения/объекта и территориальной близости в целях минимизации операционных затрат на транспортировку до скважины. К особенностям геологического разреза в пределах рассматриваемого региона можно отнести наличие множества водоносных горизонтов, в связи с этим, в качестве одного из источников минерализованной воды используются водозаборные скважины (ВС), добывающие минерализованную воду необходимой плотности и химического состава. Помимо использования ВС распространено применение пластовых вод (ПВ), получаемых с установок предварительного сброса воды (УПСВ) из системы сбора и подготовки скважинной продукции. Пункты налива минерализованных вод для глушения оснащаются замерными устройствами, проводится их отдельное обустройство. Всего для исследования выбрано 9 источников (табл. 2).

По указанной ранее методике рассчитывали SI и массу соли для пластовой воды, а также определяли долю жидкости глушения в смеси, при которой прогнозируется образование максимального количества осадка при забойных давлениях и температуре (табл. 3).

По результатам расчётов установлено, что практически все исследуемые пластовые воды потенциально склонны к образованию карбоната кальция, а 28 % жидкостей глушения повышают данные риски, увеличивая количество осадка и дополняя его сульфатными соединениями. При этом стоит отметить, что карбонат кальция чаще всего способен

Табл. 1. Диапазоны изменения характеристик продуктивных объектов и насыщающих пласты флюидов

Tab. 1. Formation and fluids characteristics

Параметр	ТД	ТНК
Пористость, %	18...22	20...25
Проницаемость по газу, мкм ²	0,2...0,6	0,4...1,4
Нефтенасыщенная толщина, м	0,5...25,2	0,3...34,8
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м ³	818...906	869...926
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	0,93...29,70	3,70...66,30
Объёмный коэффициент нефти, д. ед.	1,04...1,31	1,01...1,14
Газосодержание, м ³ /т	17...107	2...55
Давление насыщения нефти газом, МПа	3,1...14,6	2,0...15,5
Пластовая температура, °С	30...44	18...38
Средний дебит жидкости, м ³ /сут	34	77
Средняя обводнённость, %	74	84

выделяться в осадок при значении SI более 0,5 [10].

Дополнительно стоит выделить четыре типовых варианта результата расчёта:

- пластовая вода склонна к образованию солей, однако смешение с ЖГ не приводит к увеличению рисков, а наоборот, снижает их, смещая химическое равновесие в сторону исходных компонентов;
- пластовая вода склонна к образованию солей, смешение с ЖГ приводит к увеличению рисков (рис. 1б);
- ЖГ склонна к образованию солей, при этом сама пластовая вода стабильна (рис. 1в);
- пластовая вода и ЖГ не склонны к образованию солей.

Показано, что смешение пластовой воды продуктивного горизонта рассматриваемых месторождений ЖГ из соответствующих источников может приводить к образованию карбоната кальция и сульфатов. В этом случае смешение пластовой воды рассматриваемого месторождения и ЖГ, получаемой как смесь пластовых вод, поступающих на УПСВ этого же месторождения, можеткратно повысить вышеуказанные риски, привести к кольматации ПЗП и снижению её проницаемости. При кольматации, вызванной выпадением карбоната кальция, для восстановления продуктивности можно рассмотреть солянокислотные обработки (СКО). В случае наличия гипса/ангидрита/целестина потребуется

дополнительное введение в состав кислоты комплексообразователя или проведение предварительной щелочной обработки, а при низкой эффективности перечисленных методов, единственным решением будет проведение повторных перфорационно-взрывных работ в комбинации с СКО. Все указанные меры могут привести к внеплановым материальным затратам, а также потерям нефти вследствие незапланированных простоев. В связи с этим, значительное внимание стоит уделять предварительной оценке применимости составов глушения на этапе планирования ремонта скважины с использованием расчётных и лабораторных методов.

Итоги

- Терригенные нефтенасыщенные коллекторы девона и карбона Республики Башкортостан представлены мелко- и среднезернистыми кварцевыми песчаниками и алевролитами с различной степенью глинистости. Цемент, преимущественно глинистого, реже кальциевого состава. Тип цементации различный — поровый, базальный и контактовый. Коэффициент аномальности пластового давления варьируется в диапазоне от 0,6 до 1,1. Принимая во внимание высокие коллекторские свойства рассматриваемых пластов и высокие значения обводнённости скважинной продукции, предположено, что наибольший вклад в снижение

продуктивности скважин при глушении будет вносить применение несовместимых вод и набухание глинистых минералов.

- На основе аналитических расчетов склонности пластовых вод к образованию неорганических солей при смешении с растворами глушения по методике Дж.Е. Оддо и М.Б. Томсона установлено, что некоторые жидкости на основе минерализованных пластовых вод увеличивают указанные риски. Осадок представлен преимущественно карбонатом (до 15,2 г/л) и сульфатом (до 2,7 г/л) кальция, в одном случае дополнительно гипсом, бассанитом и целестином.

Выводы

Смешение пластовой воды рассматриваемого месторождения и жидкости глушения, получаемой как смесь пластовых вод, поступающих на установки предварительного сброса воды этого же месторождения, можеткратно повысить риски снижения продуктивности скважин, привести к кольматации призабойной зоны пласта и снижению её проницаемости. Принимая во внимание результаты моделирования, отмечается необходимость проведения фильтрационных исследований с использованием кернового материала рассматриваемых месторождений для оценки влияния составов на проницаемость пород пласта, а также оптимизации базовых растворов глушения с последующим проведением

Табл. 2. Физико-химические характеристики и состав минерализованных вод
Tab. 2. Brines composition

Вода	Концентрация ионов, мг/л								pH	Плотность, г/см ³
	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺ +K ⁺	Ba ²⁺	Sr ²⁺		
BC «№3»	166 331,4	2,0	8 039,2	32 918,7	2 125,0	68 992,6	0,0	0,0	5,30	1,190
ПВ «К»	177 179,1	2 570,0	13 524,1	2 801,6	708,3	116 541,4	0,0	0,0	6,80	1,190
BC «№1»	173 563,2	17	9 111,9	26 804,5	3 569,0	78 373,3	0,0	0,0	5,10	1,185
ПВ «Т»	144 400	543	601	17 360,0	6 540,0	61 732,0	0,0	0,0	6,17	1,167
ПВ «К-1»	149 850	625	398,3	13 750,0	3 930,0	74 309,0	0,0	0,0	6,11	1,150
ПВ «И»	184 410,9	0	9 341,6	28 491,9	5 286,6	80 292,0	0,0	0,0	3,30	1,190
ПВ «К»	198 874,5	32	8 781,5	40 029,9	6 001,0	74 872,0	0,0	0,0	3,00	1,210
ПВ «С»	180 795	6	8 627,1	31 553,0	5 429,4	73 899,0	0,0	0,0	3,70	1,190
ПВ «П»	183 400,4	1 324	14 855,51	9 654,27	142,88	113 694,8	0,0	0,0	6,6	1,190
A-1 Стул+боб+рад	164 500	416	246	28 813,0	7 763,0	61 834,0	0,0	0,0	5,0	1,200
A-1 Дкын	161 885,1	1 036,7	387,0	17 272,8	2 879,2	80 307,8	0,0	0,0	5,90	1,175
A-1 Дпаш	168 371,3	1 159	331,2	16 321,7	2 937,1	85 235,0	0,0	0,0	6,10	1,182
A-2 Стул+боб+рад	162 670	5 200	104,0	11 210,0	3 900,0	88 030,0	0,0	257,3	5,70	1,175
З-1 Стул+боб+рад	163 800	356	69,0	12 074,0	5 865,0	85 024,0	0,0	0,0	6,3	1,200
И-1 Стул+боб+рад	160 935,6	586,5	117,3	16 422,0	4 692,0	80 702,4	0,0	408,4	5,50	1,173
М-1 Стул+боб+рад	151 749	351	117,0	10 998,0	1 989,0	85 878,0	0,0	0,0	5,50	1,170
С-1 Стул+боб+рад	148 725	750	260,0	13 667,0	2 486,0	77 222,0	1,5	152,6	5,80	1,180
С-1 Дкын	154 709	160	260,0	28 297,0	2 982,0	64 230,0	15,6	425,0	5,60	1,190
С-2 Дпаш	144 000	100	100,0	21 300,0	4 000,0	64 200,0	0,0	0,0	5,50	1,188
С-2 Стул+боб+рад	149 597,8	932,8	233,2	11 426,8	3 264,8	82 086,4	0,0	0,0	6,00	1,166
Т-1 Стул+боб+рад	148 492,4	1 992,4	117,2	7 383,6	1 758,0	88 954,8	0,0	0,0	5,72	1,172
Т-2 Стул+боб+рад	155 465,5	464,4	35,7	13 622,6	5 359,2	75 186,5	0,0	0,0	6,00	1,170
Т-2 Дпаш	174 488,2	23,4	21,8	27 493,9	4 928,3	72 164,6	0,0	0,0	5,00	1,193
У-1 Дпаш	146 118	361,3	244,0	22 488,0	6 688,0	56 983,1	2,2	145,0	6,00	1,158
Ш-1 Даш	135 604,1	1 632,4	258,3	7 651,8	1 392,0	78 999,9	0,0	0,0	6,50	1,155
К-1 Стул+боб+рад	157 480	620	140,0	10 000	3 660,0	7 950,0	0,0	0,0	6,4	1,166
С-3 Дкын	148 725	799,9	213,4	22 011,4	4 561,7	62 915,0	0,0	84,7	5,0	1,166
С-4 Дкын+паш	137 058	373	25,8	63 374,8	8 832,7	65 247,0	0,0	0,0	5,50	1,173

опытно-промышленных испытаний. Результаты данных работ будут представлены во второй части статьи.

Литература

1. Никулин В.Ю., Мукминов Р.Р., Мухаметов Ф.Х., Нигматуллин Т.Э., Михайлов А.Г. Обзор перспективных технологий глушения скважин в условиях anomalно низких пластовых давлений и рисков прорыва газа. Часть 1.
2. Никулин В.Ю., Мукминов Р.Р., Нигматуллин Т.Э., Мухаметов Ф.Х., Хазиев Л.Б., Субхангулов А.Р., Захаржевский Ю.А., Савчук Д.В., Курманчук Н.С. Снижение негативного влияния растворов глушения
3. Магадова Л.А., Силян М.А., Гаевой Е.Г., Заворотный В.Л., Елисеев Д.Ю. Жидкости глушения и промывки, сохраняющие коллекторские свойства пласта // Geosynthesis Engineering. 2019. № 3.

Классификация технологий и опыт применения загущенных жидкостей на водной и углеводородной основе // Нефтегазовое дело. 2022. Т. 20. № 3. С.87–96.

высокой плотности на продуктивность газовых скважин, эксплуатирующих ачимовские коллекторы. Часть 1. Подбор и модификация тяжелых жидкостей глушения // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 3. С. 52–57.

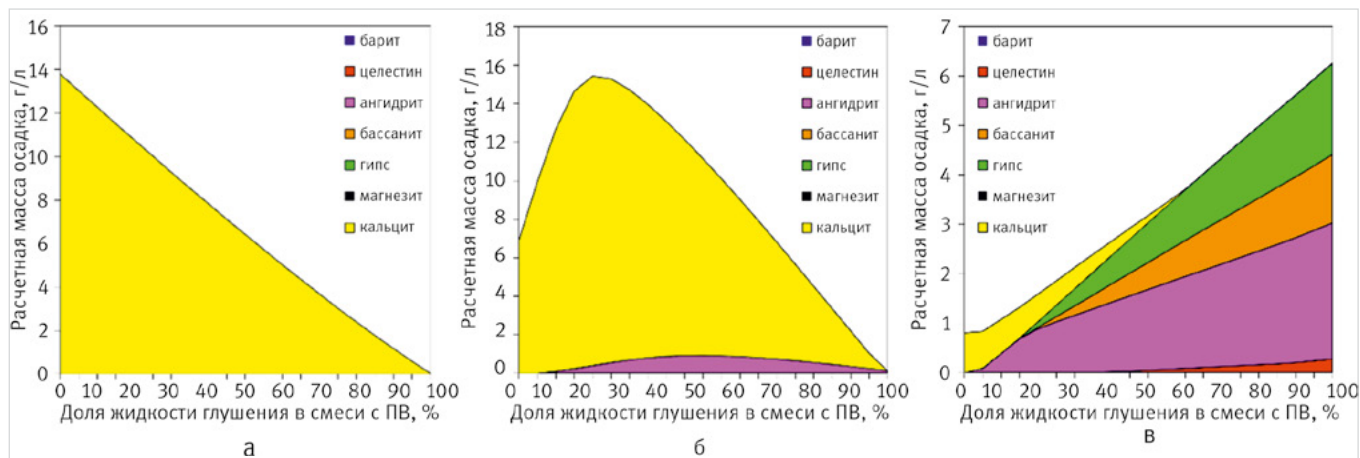


Рис. 1. Зависимость массы и типа образуемого осадка от соотношения вод в смеси (а – 3-1 (Стул+боб+рад) + ВС «№1»; б – А-1 (Dпаш) + ПВ «К»; в – А-2 (Стул+боб+рад) + ПВ «К»)

Fig. 1. Scale mass and type dependency on killing/formation fluid ratio (a – Field Z-1 (Ctl-bb-rd + Water Well “№1”; б – Field A-1 (Dps) + Formation Brine “K”; в – Field A-2 (Ctl-bb-rd) + Formation Brine “K”)

Табл. 3. Результаты математического моделирования выпадения неорганических солей
Tab. 3. Mathematical modeling of scaling process results

№	Объект разработки	Шифр месторождения	Жидкость глушения	Пластовая вода		Смесь			
				SI	Масса соли	Доля ЖГ в смеси с ПВ	Масса соли	Увеличение массы соли	Тип соли*
				безр.	г\л				
1	Стул+боб+рад	3-1	ВС «№3»	1,4	8,3	80,0	12,5	+4,2	К
2		А-1	ПВ «К»	2,2	6,9	20,0	15,4	+8,5	КА
3		Т-1	ПВ «С»	0,2	3,4	0,0	3,4	0,0	КА
4		С-1	ПВ «С»	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	–
5		К-1	ВС «№1»	1,3	13,8	0,0	13,8	0,0	К
6		Т-2	ВС «№1»	1,2	13,6	0,0	13,6	0,0	К
7		С-2	ВС «№1»	1,2	13,6	0,0	13,6	0,0	К
8		А-2	ПВ «Т»	0,8	0,8	95,0	6,3	+5,5	КАБГЦ
9		И-1	ПВ «К-1»	0,4	0,4	0,0	0,4	0,0	КЦ
10		М-1	ПВ «И»	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	–
11	Дкын	А-1	ПВ «К»	2,0	6,9	30,0	14,4	+7,5	КА
12		С-1	ПВ «С»	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	–
13		С-3	ПВ «П»	2,4	22,6	0,0	22,6	0,0	КА
14	Дпаш	У-1	ПВ «К»	1,8	6,8	20,0	15,3	+8,5	КА
15		Т-2	ВС «№1»	1,2	13,8	0,0	13,8	0,0	К
16		С-2	ВС «№1»	1,3	13,8	0,0	13,8	0,0	К
17		Ш-1	ВС «№3»	1,5	12,6	0,0	12,6	0,0	КА
18		А-1	ПВ «К»	2,1	6,9	30,0	14,6	+7,7	КА
19	Дкын+паш	С-4	ПВ «К»	0,4	4,8	0	4,8	0	К

К – кальцит; А – ангидрит; Б – бассанит; Г – гипс; Ц – целестин

- С. 72–80.
4. Вахрушев С.А., Гамалин О.Е., Беленкова Н.Г., Шайдуллин В.А., Ахмеров И.А. Особенности выбора технологий глушения скважин с высоким пластовым давлением на месторождениях ООО «Башнефть-Добыча» // Нефтяное хозяйство. 2018. № 9. С. 111–115.
 5. Шайдуллин В.А., Камалетдинова Р.М., Якупов Р.Ф., Ахмеров И.А., Турдыматов А.Н., Мухаметшин В.Ш. Подбор технологии ограничения водопритока в терригенных пластах с монолитным строением // Нефть. Газ. Новация. 2021. №7. С. 34–38.
 6. Фоломеев А.Е., Вахрушев С.А., Хатмуллин А.Р., Малинин А.В., Ленченкова Л.Е., Туриянов А.Р., Давиденко И.С. Снижение негативного воздействия технологических жидкостей на продуктивные объекты Соровского месторождения путем их модификации // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2022. Т. 333. № 2. С. 26–37.
 7. Кашавцев В.Е. Солеобразование при добыче нефти. М.: Орбита, 2004. 473 с.
 8. Oddo J.E., Tomson M.B. Method predicts well bore scale, corrosion. Oil and Gas J, Vol. 96, 1998, P. 107–114. (In Eng).
 9. ОСТ 39-195-86. Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях. 1987. 20 с.
 10. Economides M.J., Nolte K.G. Reservoir stimulation. Third Edition. New York: JohnWiley & Sons LTD Publ., 2000, 856 p.

ENGLISH

Results

- Oil-bearing devonian and carboniferous of the Republic of Bashkortostan are represented by fine- and medium-grained quartz sandstones and siltstones with different degree of clay content. Cement is predominantly of clayey, less often of calcite composition. The type of cementation is different - pore, basal and contact. The reservoir pressure anomaly coefficient varies from 0,6 to 1,1. Considering the high reservoir properties of the considered formations and high values of a well watercut, it is assumed that the greatest contribution to the reduction of well productivity during killing will be made by the use of incompatible water solutions and swelling of clay minerals.
- On the basis of analytical calculations of brines propensity to formation of scales at mixing with killing fluids by the method of J.E. Oddo and M.B. Thomson it is established that some killing

fluids increase the specified risks. The scales are represented is represented mainly by calcium carbonate (up to 15,2 g/l) and sulfate (up to 2,7 g/l), in one case additionally by gypsum, bassanite and celestine.

Conclusions

Mixing of formation brine of the considered field and killing fluid, received as a mixture of formation water supplied to the preliminary water discharge units of the same field, can multiply the above risks and lead to decrease of critical matrix permeability. Considering the results of modeling, it is noted that it is necessary to conduct core studies using to assess the effect of compositions on the permeability of rocks, as well as to optimize the basic killing solutions with subsequent pilot tests. The results of these works will be presented in the second part of the article.

References

1. Nikulin V.Yu., Mukminov R.R., Mukhametov F.H., Nigmatullin T.E., Mihailov A.G. Overview of promising killing technologies in conditions of abnormally low formation pressures and risks of gas breakthrough Part 1. Technology classification and experience with water-based and hydrocarbon-based thickened liquids. Oil industry, 2022, Vol. 20, issue 3, P. 87–96. (In Russ).
2. Nikulin V.Yu., Mukminov R.R., Nigmatullin T.E., Mukhametov F.H., Khaziev L.B., Subkhangulov A.R., Zakharzhevsky Yu.A., Savchuk D.V., Kurmanchuk N.S. Reducing the negative impact of high density killing solutions on the productivity of gas wells operating achimov reservoirs. Part 1. Selection and modification of heavy killing fluids. Exposition Oil Gas, 2023, issue 3, P. 52–57. (In Russ).
3. Magadova L.A., Silin M.A., Gaevoi E.G., Zavorotnyi V.L., Eliseev D.Yu. Killing And washing fluids preserving reservoir characteristics of the formation. Geosynthesis Engineering, 2019, issue 3, P. 72–80. (In Russ).
4. Vakhrushev S.A., Gamolin O.E., Belenkova N.G., Shaidullin V.A., Akhmerov I.A. Special aspects of selection of high-pressure well-killing technology at oilfields of Bashneft-Dobycha LLC. Oil Industry, 2018, issue 9, P. 111–115. (In Russ).
5. Shaidullin V.A., Kamaletdinova R.M., Yakupov R.F., Akhmerov I.A., Turdymatov A.N., Mukhametshin V.Sh. Selecting the water shut-off technology for monolithic terrigenous formations. Neft. Gas. Novacii, 2021, issue 7, P. 34–38. (In Russ).
6. Folomeev A.E., Vahrushev S.A., Hatmullin A.R., Malinin A.V., Lenchenkova L.E., Turiyanov A.R., Davidenko I.S. Reducing the negative impact of workover fluids on Sorovskoe oilfield sandstone formation by their modification. Bulletin of the Tomsk Polytechnic University, Geo Assets Engineering, 2022, Vol. 333, issue 2, P. 26–37. (In Russ).
7. Kashchavcev V.E. Scales in oil production. M.: Orbits, 2004, 473 p. (In Russ).
8. Oddo J.E., Tomson M.B. Method predicts well bore scale, corrosion. Oil and Gas J, Vol. 96, 1998, P. 107–114. (In Eng).
9. OST 39-195-86. Oil. Method of determining the coefficient of oil displacement by water under laboratory conditions. 1987, 20 p. (In Russ).
10. Economides M.J., Nolte K.G. Reservoir stimulation. Third Edition. New York: JohnWiley & Sons LTD Publ., 2000, 856 p. (In Eng).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Шайдуллин Вадим Александрович, руководитель сектора, отдел технологий ремонтно-изоляционных работ и обработки призабойной зоны скважин ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия
Для контактов: shaydullinva@bnipi.rosneft.ru

Хатмуллин Арслан Рустемович, старший специалист, отдел технологий ремонтно-изоляционных работ и обработки призабойной зоны скважин, ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Туриянов Айдар Рафитович, ведущий специалист лаборатории фильтрационных исследований, ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Мингалишев Фидан Канафеевич, заведующий лабораторией исследования технологических ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Shaidullin Vadim Aleksandrovich, water shut-off and production stimulation technologies, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia
Corresponding author: shaydullinva@bnipi.rosneft.ru

Khatmullin Arslan Rustemovich, water shut-off and production stimulation technologies, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

Turiyanov Aydar Rafitovich, leading specialist, core flooding laboratory, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

Mingalishev Fidan Kanafeevich, head of workover fluids research laboratory, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia