

Вариативный подход к подбору жидкостей глушения для условий терригенных коллекторов. Часть 2. Физическое моделирование по оценке влияния составов на фильтрационно-емкостные свойства пород

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. С подобранными составами проведены испытания, подтвердившие применимость подхода и хорошую сходимость промысловой части с исследовательской. Отмечены более низкие потери продуктивности скважины после ремонта по сравнению с базовыми жидкостями и сокращение времени выхода скважины на режим.

Материалы и методы

Оценка влияния жидкостей глушения на фильтрационно-емкостные свойства коллекторов проводилась путем физического моделирования процесса закачки жидкости глушения в образцы породы. Керновый материал, использованный в исследовании, отобран с целевых продуктивных залежей карбона и девона. Верификация результатов исследований проведена путем испытания

подобранных жидкостей глушения при выполнении ремонтов скважин.

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 2. Физическое моделирование по оценке влияния составов на фильтрационно-емкостные свойства пород // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 1. С. 38–42. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-1-38-42

Поступила в редакцию: 24.01.2024

OIL PRODUCTION

UDC 622.276 | Original Paper

Variative approach to the killing fluids selection for sandstone formations. Part 2. Core testing of killing fluids influence on rock permeability

Shaydullin V.A., Khatmullin A.R., Turiyanov A.R., Mingalishev 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. Field trials confirmed the relevance of the research, demonstrating a lower productivity loss, as well as a reduction in well shut-in time.

Materials and methods

The evaluation of the water-based killing fluids impact on the reservoir permeability was performed through core tests. Core samples was selected from Carboniferous and Devonian target intervals. Verification of the research results was carried out by testing the selected killing fluids during well workovers.

Keywords

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

For citation

Shaydullin V.A., Khatmullin A.R., Turiyanov A.R., Mingalishev F.K. Variative approach to the killing fluids selection for sandstone formations. Part 2. Core testing of killing fluids influence on rock permeability. Exposition Oil Gas, 2024, issue 1, P. 38–42. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-1-38-42

Received: 24.01.2024

Физическое моделирование процесса глушения с использованием минерализованных вод

Фильтрационные эксперименты по исследованию воздействия жидкостей глушения на модель пласта выполнены с использованием минерализованных вод и кернового материала месторождений, продуктивные отложения которых приурочены к терригенным толщам нижнего карбона и девона, описанных в предыдущей части статьи. Эксперименты выполняли на фильтрационной установке с использованием водонасыщенных моделей пористых сред. Установка адаптирована для закачки жидкостей в прямом и обратном направлениях и позволяет поддерживать объемный расход закачки, пластовое и горное давления в широком диапазоне.

Основной целью исследования являлась оценка изменения проницаемости модели пласта при воздействии на нее различных жидкостей глушения. В качестве объекта исследований были отобраны образцы ядра ТТД и ТНК соответствующих месторождений.

Перед проведением экспериментов образцы экстрагировали, отмывали от солей и высушивали до постоянной массы, далее насыщали моделью пластовой воды (МПВ) методом вакуумирования [1].

В начале эксперимента в керновой модели создавались начальные пластовые термобарические условия, характерные для исследуемого объекта.

Исследование включало в себя следующие этапы:

1. Фильтрация пластовой воды с постоянным расходом в прямом направлении (от пласта к стволу скважины) до стабилизации перепада давления. Определение проницаемости модели по пластовой воде до закачки жидкости глушения (k_1).
2. Закачка жидкости глушения в обратном направлении (от пласта к стволу

скважины) до стабилизации перепада давления, но не менее трех поровых объемов модели.

3. Технологическая выдержка в течение четырех часов.
4. Фильтрация пластовой воды с постоянным расходом в прямом направлении (от пласта к стволу скважины) до стабилизации перепада давления. Определение проницаемости модели по пластовой воде после закачки жидкости глушения (k_2).

Степень воздействия жидкости глушения на проницаемость оценивалась при помощи коэффициента восстановления проницаемости водонасыщенного ядра по МПВ ($k_{ВП}$), который рассчитывали по формуле (1):

$$k_{ВП} = \frac{k_1}{k_2} \times 100\%, \quad (1)$$

где k_1 — проницаемость породы по МПВ до фильтрации ЖГ, мкм²; k_2 — проницаемость породы по МПВ после фильтрации ЖГ, мкм².

Коэффициент восстановления проницаемости в данном случае является критерием оценки эффективности состава, и его более высокое значение свидетельствует о более эффективных технологических характеристиках в рассматриваемых условиях (табл. 1).

Установлено, что коэффициент восстановления проницаемости модели пласта после фильтрации жидкости глушения для некоторых месторождений (З-1, А-1, Т-1, С-1/2/3, М-1, У-1, К-2) не превысил 90 %, что подтверждает риски снижения проницаемости, описанные в предыдущих разделах.

Стоит отметить, что для некоторых объектов добычи, пластовая вода которых склонна к образованию солей при смешении с жидкостями глушения, снижение проницаемости незначительное, также наблюдается и обратная тенденция. Это объясняется тем, что методика расчета носит оценочный характер, и при наличии глинистых минералов вклад

их набухания в снижение проницаемости выше, чем отложение солей. На рисунке 1 представлено сопоставление результатов расчета рисков образования солей по методике Дж.Е. Оддо и М.Б. Томсона с результатами физического моделирования. Для построения данной зависимости предварительно рассчитывали массу соли, образующейся в смеси «пластовая вода 25 % — жидкость глушения 75 %». Данное значение соответствует соотношению объемов указанных вод в ходе фильтрационного эксперимента.

Аппроксимация полученных данных для экспериментов, в которых присутствуют риски выпадения неорганических солей в заданном соотношении, показывает хорошую степень корреляции ($R^2=0,7272$), из оценки также исключены глинистые образцы с содержанием глинистых минералов более 5 % (эксперименты №№ 1–3) (2):

$$k_{ВП} = -0,4241m_{scales} + 98,149, \quad (2)$$

где $k_{ВП}$ — коэффициент восстановления проницаемости водонасыщенного ядра по модели пластовой воды, %; m_{scales} — прогнозируемая масса солей, выпадающая из смеси пластовой воды и жидкости глушения, г/л.

Полученную зависимость можно использовать для предварительного подбора приоритетных объектов для лабораторных исследований по оптимизации жидкостей глушения. Наибольшую достоверность зависимость будет показывать для слабоглинистых песчаников (менее 5 % об.).

Исходя из полученных результатов, можно заключить, что для месторождений и соответствующих объектов №№ 1, 2, 3, 4, 10, 19 возможно применение в качестве модификатора стабилизаторов глин и гидрофобизаторов, для остальных объектов целесообразным будет применение ингибиторов солеотложений, или бескальциевых водно-солевых растворов, дополнительно

Табл. 1. Результаты физического моделирования закачки жидкостей глушения из различных источников
Tab. 1. Basic killing fluids core studies results

№	Объект разработки	Шифр месторождения	Жидкость глушения	$k_{ВП}$, %
1		З-1	ВС «№ 3»	54,1
2		А-1	ПВ «К»	65,7
3		Т-1	ПВ «С»	84,8
4		С-1	ПВ «С»	90,0
5	Стул+боб+рад	К-1	ВС «№ 1»	97,0
6		Т-2	ВС «№ 1»	94,3
7		С-2	ВС «№ 1»	96,9
8		А-2	ПВ «Т»	97,7
9		И-1	ПВ «К-1»	98,6
10		М-1	ПВ «И»	83,9
11		А-1	ПВ «К»	91,2
12	Дкын	С-1	ПВ «С»	91,8
13		С-3	ПВ «П»	90,2
14		У-1	ПВ «К»	90,5
15		Т-2	ВС «№ 1»	96,6
16	Дпаш	С-2	ВС «№ 1»	91,5
17		Ш-1	ВС «№ 3»	92,6
18		А-1	ПВ «К»	95,2
19	Дкын+паш	К-2	ПВ «К»	79,0

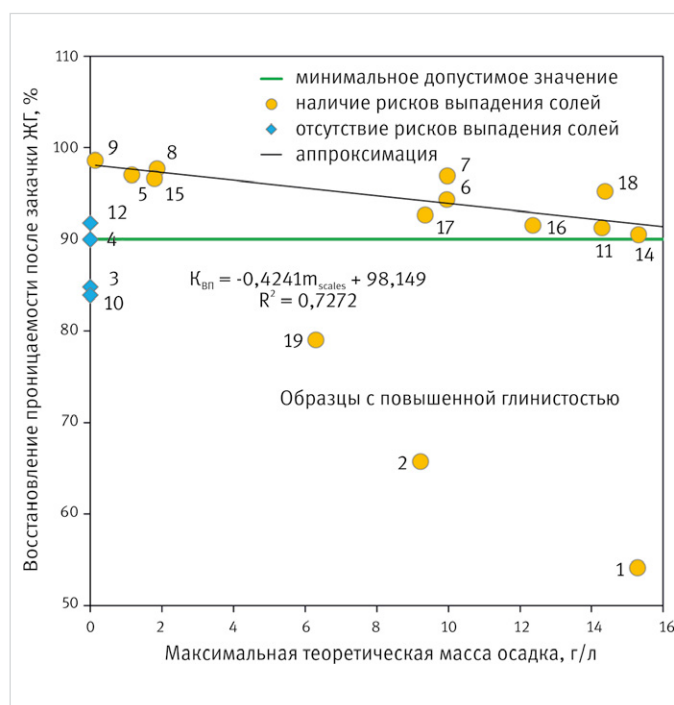


Рис. 1. Сопоставление результатов расчета рисков образования солей и физического моделирования (номера экспериментов указаны у соответствующих точек)
Fig. 1. Scale mass dependency on permeability build-up after killing fluid injection (no. of experiment indicated near the dots)

обладающих стабилизирующими свойствами по отношению к глинам.

Физическое моделирование процесса глушения с использованием альтернативных растворов

Введение специализированных поверхностно-активных веществ (ПАВ), обладающих свойствами гидрофобизировать поверхность породы и ингибировать набухание глинистых минералов, распространено при бурении, ремонтных работах, гидроразрыве пласта, заводнении и других ГТМ.

Принципы действия указанных реагентов могут быть основаны на механизмах катионного обмена, нейтрализации заряда, образования защитного слоя, водородного связывания, изменения смачиваемости и шероховатости поверхности породы [2–6]. В качестве ингибиторов набухания глин повсеместно применяются растворы хлоридов калия, натрия, аммония, причем многими авторами отмечается, что раствор хлорида калия является наиболее эффективным временным одновалентным стабилизатором глин, что обусловлено наименьшим размером иона калия (K+) по сравнению с другими ионами [7, 8]. Он может использоваться для создания растворов с плотностью до 1 115 кг/м³ и в качестве добавки в концентрации 2–7 % к технологическим жидкостям. Применительно к рассматриваемым объектам можно отметить низкое содержание ионов кальция в получаемых растворах, что благоприятно скажется на процессе глушения.

В качестве гидрофобизаторов для технологических жидкостей, используемых при ТКРС, известно применение кремний-органических соединений, солей алифатических аминов, алкилбензолсульфонатов, четвертичных аммониевых солей, карбоксилатов этоксилированного изонилфенола

и других анионных (АПАВ) и катионных ПАВ (КПАВ), а также их смесей.

В рамках данной работы рассмотрена замена и модификация минерализованных вод для объектов, показавших наименьшие значения коэффициента восстановления проницаемости в предыдущем разделе. В качестве перспективных жидкостей глушения выбраны растворы на основе хлорида калия плотностью 1 100 кг/см³ (концентрация 169,74 г/л) и пластовой воды, модифицированной реагентом на основе раствора КПАВ в пропиленгликоле. Дополнительно рассмотрена замена минерализованной воды, склонной к образованию неорганических солей, на воду из другого источника. Эксперименты выполнялись по методике, аналогичной представленной в предыдущем разделе.

Сводные результаты фильтрационных исследований с использованием жидкости глушения на основе хлорида калия представлены в таблице 2.

В результате установлено, что:

- для месторождений А-1 и К-2, на которых в качестве базового раствора используется ПВ «К», предпочтительным является введение в состав жидкости глушения модификатора на основе КПАВ;
- на месторождениях Т-1 и М-1 эффективным решением является применение в качестве жидкости глушения раствора хлорида калия;
- для месторождения 3-1 оптимальным вариантом станет замена источника жидкости на ПВ «Ш», так как раствор хлорида калия не позволил существенно увеличить коэффициент восстановления проницаемости, что, возможно, связано с наличием в применяемой соли водорастворимых солей кальция.

Испытанные составы позволяют увеличить коэффициент восстановления

проницаемости на 6,6–36,5 п.п. относительно вариантов с использованием базовых минерализованных пластовых вод.

Представляет практический интерес и сравнительный объем пластовой воды, прокачанной до стабилизации перепада давления, после фильтрации жидкости глушения, косвенно характеризующий сроки вывода скважины на режим после ремонта (рис. 2).

На основе полученных данных сделаны выводы, что растворы хлорида калия позволяют частично снять скин-эффект, возникающий из-за несовместимости жидкости глушения с пластовыми водами и породой коллектора. Уменьшение объема закачки пластовой воды, необходимого для стабилизации перепада давления в ходе фильтрационного эксперимента, косвенно свидетельствует о возможности сокращения времени вывода скважины на режим (ВНР) после производства ремонта. Для подтверждения полученных в ходе исследований результатов были проведены опытно-промышленные испытания альтернативных растворов глушения.

Опытно-промышленные испытания технологии глушения скважин растворами на основе хлорида калия

Испытания проведены на трех скважинах, эксплуатирующих продуктивные объекты ТТНК и ТТД.

Месторождение А-1. Смена глубиннонасосного оборудования (ГНО). Скважина А-1-Х пробурена на объект Стул+боб+рад, введена в эксплуатацию в 1995 году с дебитом жидкости 9,7 м³/сут, нефти 6,6 т/сут и обводненностью 32 %. Перфорация выполнена в интервале 1 407,6–1 412,0 м. Среднее время ВНР — более 5 суток. Эксплуатируется при помощи электроцентробежного насоса (ЭЦН). Глушение перед ремонтом

Табл. 2. Результаты физического моделирования закачки альтернативных жидкостей глушения
Tab. 2. Basic killing fluids core studies results

№	Объект разработки	Шифр	Жидкость глушения			Коэффициент восстановления проницаемости			
			Базовая	Альтернативная	Дозировка КПАВ	Базовая	Альтернативная	Изменение относительно базовой жидкости (абс)	
									%
1	Стул+боб+рад	3-1	ВС «№3»	KCl 1 100 кг/см ³	-	54,1	71,1	+17,0	
2				ПВ «Ш»			90,6	+36,5	
3		T-1	ПВ «С»	KCl 1 100 кг/см ³	-	84,8	96,3	+11,5	
4		M-1	ПВ «И»			83,9	90,5	+6,6	
5		A-1	ПВ «К»	ПВ «К» + КПАВ	-	65,7	86,7	+21,0	
6							0,0015	71,2	+5,5
7							0,0500	83,9	+18,2
8							0,0900	96,1	+30,4
9							0,0015	79,1	+0,1
10							0,0500	84,0	+5,0
11		Дкын+паш	K-2	ПВ «К»	ПВ «К» + КПАВ	79,0	88,1	+9,1	
12							0,1500	93,0	+14,0

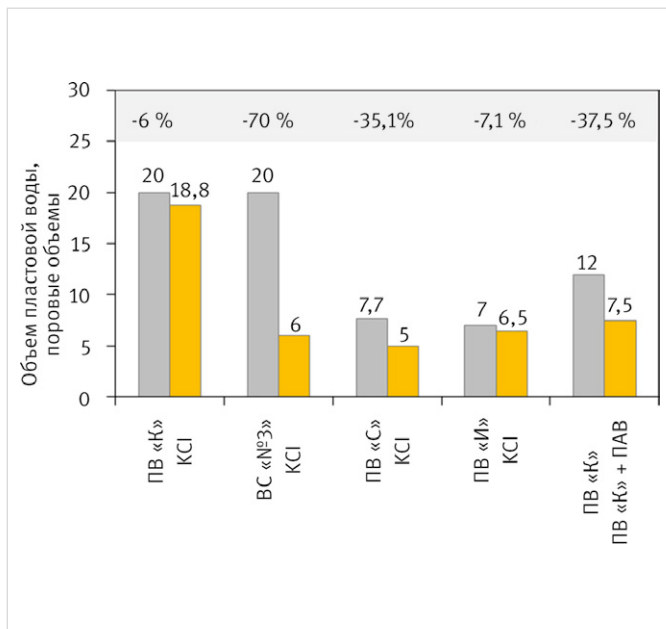


Рис. 2. Объем пластовой воды, прокачанный до стабилизации перепада давления, после фильтрации жидкостей глушения
Fig. 2. Formation brine volume injected under the pressure stabilization after killing fluid

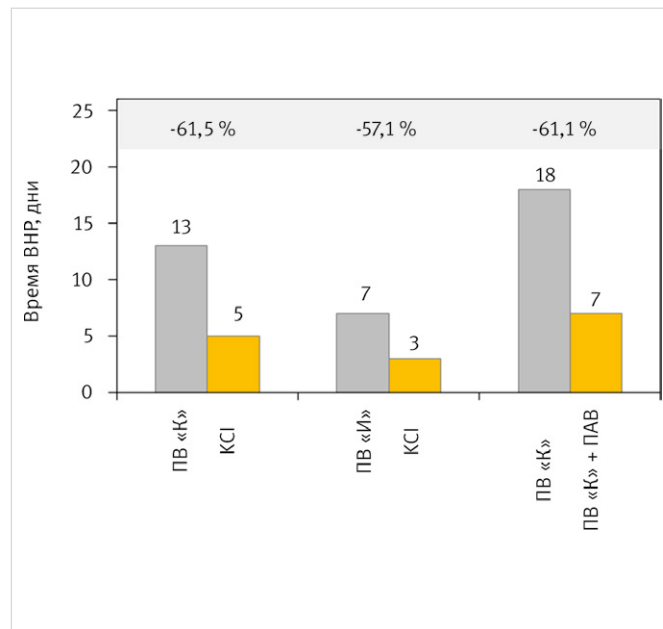


Рис. 3. Сравнение времени ВНР при использовании базовых и альтернативных растворов глушения
Fig. 3. Well ramp-up time comparison for basic and alternative killing fluids

проведено обратной промывкой раствором на основе хлорида калия в объеме 30 м³. Скважина успешно заглушена. При проведении ремонта дополнительно использовано 20 м³ жидкости глушения.

Месторождение М-1. Оптимизация режима работы ГНО. Скважина М-1-Х пробурена на объект Стул+боб+рад, введена в эксплуатацию в 1985 году, получен приток безводной нефти с дебитом 3,4 т/сут. Перфорация выполнена в интервалах 1 420,0–1 421,6; 1 423,6–1 425,6; 1 434,4–1 437,1 м. Среднее время ВНР — более 7 суток. Эксплуатируется при помощи штангового глубинного насоса (ШГН). Глушение перед ремонтом проведено обратной промывкой раствором на основе хлорида калия в объеме 24 м³. Скважина успешно заглушена. При проведении ремонта дополнительно использовано 15 м³ жидкости глушения.

Месторождение К-2. Ликвидация аварии с обрывом ГНО. Скважина К-2-Х пробурена на объект Дкын+паш, введена в эксплуатацию в 1996 году, получен приток безводной нефти с дебитом 10,7 т/сут. Перфорация выполнена в интервалах 2 074,0–2 081,8 м. Среднее время ВНР — более 18 суток. Эксплуатируется при помощи ШГН. Глушение перед ремонтом проведено обратной промывкой раствором на ПВ «К» с ПАВ. Скважина успешно заглушена. При проведении ремонта дополнительно использовано 25 м³ жидкости глушения.

Сравнение результатов представлено на рисунке 3.

Результаты подтверждают, что применение растворов хлорида калия и ПАВ в составе жидкости глушения позволяет не только снизить риски коагуляции ПЗП и снижения продуктивности скважин при проведении ТКРС, но и сократить время выхода скважины на режим работы до проведения ремонта.

Итого

- По результатам физического моделирования воздействия жидкостей глушения на проницаемость образцов керна выявлено, что для некоторых объектов ТТНК

и ТТД восстановление проницаемости составило менее 90 %. Для наименее глинистых образцов прослеживается зависимость коэффициента восстановления проницаемости от массы осадка, образуемой при смешении пластовой воды и жидкости глушения в соотношении, соответствующем фильтрационному эксперименту. Общее снижение проницаемости связывается с набуханием глинистых минералов и образованием солей.

- Для объектов, на которых базовые жидкости глушения приводят к наибольшему снижению проницаемости, рассмотрены различные варианты применения жидкостей глушения (на основе раствора хлорида калия и пластовой воды, модифицированной ПАВ), проведены дополнительные фильтрационные эксперименты. В результате выявлено, что альтернативные жидкости глушения позволяют увеличить коэффициент восстановления проницаемости на 6,6–36,5 % (абс.) относительно вариантов с использованием пластовых вод. При применении данных растворов также отмечается снижение объема закачки пластовой воды, необходимого для стабилизации перепада давления в ходе фильтрационного эксперимента, на 6,0–70,0 %, что свидетельствует о возможности снизить время ВНР после производства ремонтов. Сделаны выводы, что указанные жидкости позволяют частично снять скин-эффект, возникающий из-за несовместимости жидкостей глушения с пластовыми водами и породой коллектора.
- Для проверки эффективности действия альтернативных жидкостей глушения проведены опытно-промышленные испытания на трех скважинах, эксплуатирующих продуктивные объекты ТТНК и ТТД. Все скважины были успешно заглушены. На основе анализа процесса ВНР и режима работы скважины после ремонта подтверждено, что применение жидкости глушения на основе раствора хлорида калия

и пластовой воды, модифицированной ПАВ, позволяет уменьшить риски коагуляции ПЗП и снижения продуктивности скважин при проведении ТКРС, а также сократить время выхода скважины на до-ремонтный режим работы на 57–61,5 % (4–11 суток).

Выводы

Показано, что вариативный подход к выбору жидкости глушения, включающий модификацию базовых составов, замену на солевые растворы или пластовые воды, дает возможность более точно адаптировать состав к пластовым условиям, оптимизировать его стоимость путем выбора наиболее доступного источника, а также обеспечить сохранение коллекторских свойств продуктивных пластов. Таким образом, достигается максимальный учет геолого-физических особенностей объекта и, как следствие, повышение технико-экономической эффективности выполняемых ремонтных работ.

Литература

- Sameni A., Pourafshary P., Ghanbarzadeh M., Ayatollahi S. Effect of nanoparticles on clay swelling and migration. Egyptian journal of petroleum, 2015, Vol. 24, issue 4, P. 429–437. (In Eng).
- Wang L. Clay stabilization in sandstone reservoirs and the perspectives for shale reservoirs. Advances in colloid and interface science, 2020, Vol. 276, 59 p. (In Eng).
- Patel H., Santra A., Thaemlitz C. Functionalized layered nanomaterials: a next-generation shale inhibitor. International petroleum technology conference, Dhahran, Kingdom of Saudi Arabia, January 2020, IPTC-20014-MS, 9 p. (In Eng).
- Kalfayan L.J., Watkins D.R. A new method for stabilizing fines and controlling dissolution during sandstone acidizing. SPE California Regional Meeting, Ventura, California, April 1990, SPE-20076-MS, 8 p. (In Eng).

5. Crowe C.W. Laboratory study provides guidelines for selecting clay stabilizers. Annual Technical Meeting, Calgary, June 9–12 1990, PETSOC-90-07, 7 p. (In Eng).
6. Кристиан М., Сокол С., Константианеску А. Увеличение продуктивности и приемистости скважин. М.: Недра, 1985. 184 с.
7. Карпов А.А., Вахрушев С.А., Ситдинов М.Р., Здолник С.Е., Кузьмин А.М. Подготовка технологических жидкостей для глушения скважин в условиях месторождений ОАО АНК «Башнефть». Российская техническая конференция SPE. Москва, Россия, октябрь 2014. SPE-171308-MS. 15 с.
8. Валежанин И.В., Резвова К.К., Ахтямов А.Р., Рагулин В.В., Волошин А.И. Комплексный подход к предупреждению солеотложения в условиях Ванкорского месторождения // Экспозиция Нефть Газ. 2015. № 5. С. 24–28.

ENGLISH

Results

- According to the results of modeling of the killing fluids impact on the permeability of core samples it was revealed that for some Carboniferous and Devonian formations the permeability build-up was less than 90 %. For the least clay samples the dependence of permeability build coefficient on scale mass formed by mixing formation brine and killing fluid in the ratio corresponding to the filtration experiment is traced. The general decrease in permeability is attributed to swelling of clay minerals and scales formation.
- For the objects, on which basic killing fluids lead to the greatest permeability reduction, different variants of killing fluids application (based on potassium chloride solution and formation brine modified by surfactant) were considered, additional core tests were carried out. As a result, it was revealed that alternative killing fluids allow to increase permeability recovery by 6,6–36,5 % (absolute) in relation to variants with formation brine use. At application of these solutions it is also noted that the volume of injection of formation water necessary for stabilization of pressure drop during filtration decreases by 6–70 %, which indicates the possibility to reduce the time of permeability recovery after workover. It is concluded that

these fluids allow to partially remove the skin effect arising due to incompatibility of killing fluids with formation water and reservoir rock.

- To verify the effectiveness of alternative killing fluids, pilot tests were conducted on three wells. All wells were successfully killed. Based on the analysis of the well killing process and well operation mode after workover, it was confirmed that the use of killing fluids based on potassium chloride solution and formation brine modified with surfactant allows to reduce the risks of well productivity decrease during workover, as well as to reduce the time of well recovery to the pre-repair operation mode by 57–61,5 % (4–11 days).

Conclusions

It is shown that a variable approach to the choice of killing fluids, including modification of basic compositions, replacement by salt solutions or compatible formation brines, makes it possible to more accurately adapt the composition to formation conditions and optimize its cost by selecting the most affordable source. Thus, the maximum consideration of geological and physical peculiarities of the object is achieved and, as a consequence, the technical and economic efficiency of the workovers is increased.

References

1. Sameni A., Pourafshary P., Ghanbarzadeh M., Ayatollahi S. Effect of nanoparticles on clay swelling and migration. Egyptian journal of petroleum, 2015, Vol. 24, issue 4, P. 429–437. (In Eng).
2. Wang L. Clay stabilization in sandstone reservoirs and the perspectives for shale reservoirs. Advances in colloid and interface science, 2020, Vol. 276, 59 p. (In Eng).
3. Patel H., Santra A., Thaemlitz C. Functionalized layered nanomaterials: a next-generation shale inhibitor. International petroleum technology conference, Dhahran, Kingdom of Saudi Arabia, January 2020, IPTC-20014-MS, 9 p. (In Eng).
4. Kalfayan L.J., Watkins D.R. A new method for stabilizing fines and controlling dissolution during sandstone acidizing. SPE California Regional Meeting, Ventura, California, April 1990, SPE-20076-MS, 8 p. (In Eng).
5. Crowe C.W. Laboratory study provides guidelines for selecting clay stabilizers. Annual Technical Meeting, Calgary, June 9–12 1990, PETSOC-90-07, 7 p. (In Eng).
6. Kristian M., Sokol S., Konstantinesku A. Increase in productivity and injectivity of wells. Moscow: Nedra, 1985, 184 p. (In Russ).
7. Karpov A.A., Vakhrushev 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, Russia, October 2014, SPE-171308-MS, 15 p. (In Russ).
8. Valekzhanin I.V., Rezvova K.K., Akhtyamov A.R., Ragulin V.V., Voloshin A.I. An integrated approach to the prevention of scale in terms of the Vankor field. Exposition Oil Gas, 2015, issue 5, P. 24–28. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Шайдуллин Вадим Александрович, руководитель сектора ремонтно-изоляционных работ, 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

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

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

Khatmullin Arslan Rustemovich, senior specialist, well production stimulation sector, water shut off and well production stimulation department, “RN-BashNIPneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

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

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

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

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