

Нефтегазовое дело. 2023. Т. 21, № 2. С. 44-55. ISSN 2073-0128 (print)

Petroleum Engineering. 2023. Vol. 21. No. 2. P. 44-55. ISSN 2073-0128 (print)

Научная статья

УДК 550.8

doi: 10.17122/ngdelo-2023-2-44-55

ИНГИБИРОВАНИЕ МИГРАЦИИ ЧАСТИЦ: КЛЮЧЕВОЙ ФАКТОР ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА ИЗ ВАЛАНЖИНСКИХ ПЛАСТОВ

Борис Владимирович Григорьев^{1,2}, Андрей Сергеевич Буравцов^{1,3},

Денис Евгеньевич Вернигора³

¹Тюменский государственный университет, Тюмень, Россия

²Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

³ООО «Газпромнефть-Заполярье», Тюмень, Россия

Автор, ответственный за переписку

Андрей Сергеевич Буравцов, a.b97@mail.ru

Аннотация. Серия Валанжинских пластов, расположенных в арктическом регионе России, формирует высокопродуктивные нефтегазоконденсатные месторождения, разработка которых на начальном этапе, как правило, не требует использования методов интенсификации притока. Однако, опыт разработки таких месторождений показал снижение индекса продуктивности скважин со временем. Причины роста скин-фактора на данных месторождениях долгое время оставались спорными, пока не были выявлены в ходе оптимизации составов для интенсификации притока. Следует осознавать крайне высокую способность глинокислотных систем, которая повышает риски ухудшения продуктивности обработанных скважин при недостаточной проработке исследований. Чувствительные пласты данных месторождений требуют повышенного внимания к исследованию кислотных составов на керновом материале в связи с их сложной и неоднородной по литологии и коллекторским свойствам толщ. Также в данных пластах наблюдается значительная фациальная изменчивость, расслаивание коллекторов на отдельные пропластки с различной толщиной и их выклинивание. В пределах горизонта выделяется семь пластов, разделяющиеся глинистыми перемычками толщиной до 5–7 метров.

Данная работа посвящена обнаружению факторов, снижающих фильтрационные свойства породы при проведении кислотных обработок различными типами кислотных составов, и призывает нефтегазовое сообщество обращать внимание на важность исследований и использования кислотных систем, прошедших полный комплекс исследований в лабораторных условиях. В работе описаны методы предотвращения выпадения в осадок нерастворимых химических соединений и предотвращение возникновения миграции мелкодисперсных и взвешенных частиц после проведения кислотных обработок. На основе лабораторных исследований подобран оптимальный кислотный состав для обработки призабойной зоны пласта и проведены две работы на фактических скважинах. По результатам выполненных работ продуктивность скважин возросла более чем в 3 раза.

Для цитирования

Григорьев Б.Д., Буравцов А.С., Вернигора Д.Е. Ингибирование миграции частиц: ключевой фактор интенсификации притока из Валанжинских пластов // Нефтегазовое дело. 2023. Т. 21, № 2. С. 44-55. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2023-2-44-55>.

Ключевые слова

терригенный коллектор, скин-фактор, интенсификация притока, обработка призабойной зоны пласта (ОПЗ), кольматант, соляная кислота, плавиковая кислота, глинокислота, фазовая проницаемость

Благодарности

Статья подготовлена в рамках технологического проекта «Цифровой керн», реализуемого в Западно-Сибирском межрегиональном научно-образовательном центре мирового уровня.

Original article

INHIBITION OF PARTICLE MIGRATION: A KEY FACTOR IN INTENSIFYING INFLOW FROM THE VALANGINO RESERVOIRS

Boris V. Grigoryev^{1,2}, Andrey S. Buravtsov^{1,3}, Denis E. Vernigora³¹Tyumen state university, Tyumen, Russia²Tyumen industrial university, Tyumen, Russia³Gazpromneft-Zapolyarye LLC, Tyumen, Russia**Corresponding author**

Andrey S. Buravtsov, a.b97@mail.ru

Abstract. A group of Valazhin formations, located in Russia's Arctic region, makes up highly productive oil, gas and condensate fields, which generally do not require any flow stimulation technologies at the initial stages of their development. However, their development history has shown that the wells' productivity index decreases over time. The reasons for the increase in the skin factor had remained disputable for a long time before they were finally identified while optimizing flow stimulation fluids. One should keep in mind the extreme reactivity of mud acid systems, which may cause a decrease in the productivity of the formations treated with them, unless sufficient study is done. The highly sensitive formations in these fields require careful attention to the study of acid systems, which should be done on core samples, since the formations have a heterogeneous lithological structure and reservoir properties. These formations also demonstrate significant facies variation, interlayering of different thickness and pinching-out. Seven productive formations are distinguished within the horizon, separated by shale layers up to 5–7 meters thick.

This paper is devoted to the discovery of factors that reduce the filtration properties of the formation after acid treatments with various types of acid compositions and urges the oil and gas community to pay attention to the importance of full range of laboratory studies prior to acid system implementation. The paper describes methods for preventing the precipitation of insoluble chemical compounds and preventing the occurrence of migration of fines and suspended particles after acid treatments. The optimal acid composition was selected for treating the near-wellbore formation zone based on laboratory experiments. And two treatments were performed in oil wells with increase in productivity index in 3 times and above.

For citation

Grigoriev B.V., Buravtsov A.S., Vernigora D.E. Ingibirovanie migracii chastic: klyuchevoy faktor intensivifikacii pritoka iz Valanzhinskih plastov [Inhibition of particle migration: a key factor in intensifying inflow from the Valangino reservoirs] // *Neftegazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2023, Vol. 21, No. 2. pp. 44-55. [in Russian]. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2023-2-44-55>.

Введение

Во время строительства и эксплуатации скважин фильтрационно-ёмкостные свойства призабойной зоны пласта ухудшаются, и для повышения эффективности работы системы «пласт — скважина» применяют обработку призабойной зоны пласта (ОПЗ). Данный метод является наиболее распространенным и экономически оправданным решением, который позволяет добиться восстановления про-

дуктивности добывающих скважин и увеличения приёмистости нагнетательных скважин.

Для обоснования метода обработки призабойной зоны пласта, составления дизайна и выбора технологии важно идентифицировать причину ухудшения фильтрационно-ёмкостных свойств и природу коьматанта.

Существует большое количество факторов, влияющих на ухудшение проницаемости пласта. Эти факторы требуют индивидуального

Keywords

terrigenous reservoir, skin factor, flow stimulation, bottom-hole zone treatment (BHZ treatment), lost circulation material (LCM), hydrochloric acid, hydrofluoric acid, mud acid, phase permeability

Acknowledgment

The article was prepared under the engineering project titled «Digital Core» being implemented at a world-level transregional West-Siberian Research & Educational Center.

подхода в выборе технологии и действующего агента для воздействия на ПЗП. Для корректного планирования воздействия на продуктивные пласты и прогнозирования эффективности воздействия необходимо понимание процессов, происходящих в ПЗП [1].

Эффективность технологии обработки призабойной зоны пласта складывается из трех составляющих: на первом этапе необходимо иметь полное понимание, чем загрязнена порода, какая природа колюматурующего вещества, в каком количестве оно может содержаться. В зависимости от природы загрязняющего вещества и условий объекта необходим подбор реагентов и технологий для ОПЗ. На заключительном этапе проводится дизайн ОПЗ: рассчитывается объём реагентов, последовательность закачки, расход для каждой скважины-кандидата.

Для подбора оптимальной технологии ОПЗ необходимо произвести оценку растворяющей способности активной основы реагентов. Для каждого колюматанта на основе литературных данных необходимо оценить потенциальные растворители, расставить приоритетизацию. На втором этапе необходимо провести физико-химические исследования товарных форм реагентов, произвести опрос рынка, протестировать на предмет растворения конкретных колюматантов и оценить совместимость с пластовыми флюидами и влияние на внутрискважинное оборудование. На последующей стадии необходимо провести фильтрационные исследования. Испытания проводить с составами, которые полностью соответствуют физико-химическим исследованиям. Успешность кислотной обработки зависит от подходящего реагирования пласта на жидкость, которая используется для кислотного воздействия [2].

Результативность любой кислотной обработки зависит от совместимости минералогического состава продуктивного интервала и кислотного состава.

В настоящее время успешность обработок призабойной зоны пласта терригенного коллектора составляет 50 %, это связано с тем, что при подборе кислотного состава не уделяется внимание минералогическому составу пласта, так как основными компонентами растворимой в кислоте части пород являются минералы, содержащие железо, кальций, алюминий и кремний [3].

В терригенном коллекторе в большинстве случаев загрязнение призабойной зоны пласта

вызывают силикатные минералы, которые выносятся в результате фильтрации пластового флюида и включают в себя кварц, полевые шпаты, глины и т.д. Поэтому наиболее популярным кислотным составом для обработки терригенных коллекторов является глинокислотный состав. Данная кислотная композиция включает в себя соляную HCl и плавиковую кислоты HF. Плавиковая кислота растворяет силикатные минералы, однако, образует фториды кремния и алюминия, которые при взаимодействии с водой, гидролизуются до студнеобразных осадков, запечатывающих поровое пространство. Соляная кислота поддерживает повышенную кислотность среды, предотвращая гидролиз фторида кремния и алюминия [4].

Увеличение количества карбонатов в терригенном коллекторе будет влиять на выбор жидкости для кислотной обработки, потому что одностадийная обработка фторсодержащими кислотами не используется в терригенных коллекторах с повышенным содержанием карбонатов (с содержанием карбонатов более 5 % масс.). Если же содержание кальцита и доломита в терригенном коллекторе доходит до 20 % масс, то применение фторсодержащих кислот неприемлемо [5]. Повышенное содержание карбонатов быстрее нейтрализует кислотные составы и может быть причиной выпадения осадка фторида кальция при применении плавиковой кислоты. Поэтому перед закачкой глинокислотного состава в продуктивный интервал необходимо прокачать солянокислотный состав, который вступит в реакцию с карбонатной составляющей пласта, тем самым уменьшит скорость нейтрализации глинокислотного состава.

Основной принцип выбора оптимальной концентрации компонентов кислотного состава заключается в том, чтобы произвести максимальное растворение горной породы при минимальном количестве нежелательных осадков. Глинокислота представляет собой смесь соляной и фтористоводородной кислот при различной концентрации. Обычно эти концентрации не превышают 12 % масс. для HCl и 3 % масс. для HF [6].

Целью данной работы является исследование влияния различных кислотных составов на керновый материал из интервала продуктивного коллектора скважины №1 нефтегазо-конденсатного месторождения Западной Сибири при пластовых условиях.

Задачи:

- разработка методики проведения исследования в лабораторных условиях;
- определение и сравнение фильтрационно-ёмкостных свойств образцов керна до/после воздействия кислотных составов.

Исследование кислотных систем и применение на фактических скважинах

Для лабораторного исследования были отобраны 8 образцов керна 30×50 мм (таблица 1) с предварительно определенными фильтрационно-ёмкостными свойствами в атмосферных условиях.

Промысловые данные для лабораторного исследования приведены ниже.

1. Пластовое давление при фильтрации воды (при определении фазовой по пластовой воде) — 28,5 МПа.
2. Горное давление — 78,6 МПа.
3. Расход закачиваемого кислотного состава за период одного цикла закачки: 4–5 литров в секунду.

4. Планируемый объем закачиваемого состава за период одного цикла закачки: буферный раствор хлористый аммоний NH_4Cl (2 %) — 5 м³, солянокислотный состав HCl (12 %) — 5 м³, глиноукислотный состав $\text{HCl}+\text{HF}$ (12 % + 3 %) — 12 м³.

5. Время технического отстоя 1 час.

6. Длина перфорированного участка, по которому происходит закачка в одном цикле 200 м.

7. Диаметр перфорированного участка 0,114 м.

8. Температура пласта 361 К.

Температура для лабораторных условий принята равной пластовой, давление скорректировано на условия лабораторных исследований, технические возможности установок и ожидаемое снижение прочности образцов.

Открытая пористость образцов до воздействия кислотными составами при пластовых условиях определялась по методу Преображенского в порядке: высушивание образцов, вакуумирование, насыщение моделью пластовой воды под вакуумом, донасыщение под

Таблица 1. Фильтрационно-ёмкостная характеристика образцов керна

Table 1. Filtration and capacitance characteristics of core samples

№ п/п	Лабораторный номер образца	Глубина отбора по бурению, м	Литологическое описание	Открытая пористость, Кп, %		Абсолютная проницаемость, Кпр, мД	
				по воде	по гелию	по гелию	по гелию с поправкой Клинкенберга
1	64	3439,66	Песчаник нефтенасыщенный, средне-мелкозернистый, алевролитистый.	18,6	18,8	348	342
2	65	3439,88	Песчаник пятнисто нефтенасыщенный, мелкозернистый, алевролитистый, пятнисто известковистый, с глинистыми слоями.	38,6	8,0	0,1	0,08
3	66	3441,29	Песчаник нефтенасыщенный, мелкозернистый, алевролитистый.	18,9	19,2	173	169
4	67	3442,41	Песчаник нефтенасыщенный, средне-мелкозернистый, алевролитистый.	19,8	20,1	451	444
5	68	3443,31	Песчаник нефтенасыщенный, тонко-мелкозернистый, алевролитистый.	16,4	15,9	8,5	7,6
6	69	3444,25	Песчаник нефтенасыщенный, тонко-мелкозернистый, алевролитистый.	16,9	16,8	22	21
7	70	3445,08	Песчаник нефтенасыщенный, тонко-мелкозернистый, алевролитистый.	18,4	18,7	93	90
8	71	3446,34	Песчаник нефтенасыщенный, тонко-мелкозернистый, алевролитистый.	18,9	19,3	203	198
9	72	3452,96	Песчаник нефтенасыщенный, тонко-мелкозернистый, алевролитистый.	18,8	18,0	31	30

давлением 250 атм, определение разницы масс до и после насыщения.

Определение абсолютной проницаемости по газу до воздействия кислотными составами проводилось с поправкой на эффект Клинкенберга. Для каждого образца производились замеры на 9 режимах работы до стационарного состояния перепада давления в кернодержателе ($\Delta P = \text{const}$). После этого строилась графическая зависимость, и определялась абсолютная проницаемость по газу с поправкой Клинкенберга.

Определение фазовой проницаемости по модели пластовой воды до воздействия кислотными составами проводилось на установке ПИК-ОФП/ЭП-3. Образец керна загружался в термостатируемый кернодержатель. Создавалось горное и поровое давление. На блоке управления насосом задавался расход модели пластовой воды. Программным комплексом фиксировалось давление на входе в кернодержатель, перепад давления в кернодержателе и температура. Замеры проницаемости по жидкости производились на трёх режимах работы после установления стационарного состояния перепада давления в кернодержателе ($\Delta P = \text{const}$) (рисунок 1).

Значение фазовой проницаемости определялось по формуле (1):

$$K_B = \frac{Q_B \cdot \mu_B \cdot l}{\Delta p \cdot F}, \quad (1)$$

где K_B — фазовая проницаемость, мД; Q_B — расход воды в условиях эксперимента, м³/с; μ_B — вязкость воды в условиях эксперимента, мПа·с; l — длина образца, м; Δp — перепад

давления, МПа; F — площадь поперечного сечения образца, м².

В качестве составов для проведения кислотных обработок выбраны три дизайна растворов:

- солянокислотный состав HCL (12 %);
- глинокислотный состав HCL + HF (12 % + 3 %),
- буферный раствор хлористый аммоний NH₄CL (2 %) + солянокислотный состав HCL (12 %) + глинокислотный состав HCL + HF (12 % + 3 %).

Принцип трехкомпонентной обработки заключается в следующем: буферный раствор хлористого аммония NH₄Cl вытесняет воду, содержащую несовместимые катионы (Na⁺, K⁺, Ca⁺⁺) из ствола скважины и порового пространства для предотвращения выпадения в осадок нерастворимых в воде гексафторсиликатов, HCl удаляет CaCO₃ из породы для предотвращения выпадения осадка CaF₂, основная жидкость глинокислота (HCl+HF) удаляет глину и полевые шпаты (алюмосиликат), загрязняющие пласт.

Расчёт скорости и времени закачки кислотного состава для лабораторного тестирования был определен из начальных данных по заданному расходу кислотного состава на месторождении и планируемыми объемами закачиваемого кислотного состава в пласт.

Задаваемый расход закачки кислотного состава для каждого образца — 2,96 мл/мин, плановое время закачки кислотных составов:

- солянокислотный состав HCL (12 %) — 16,7 минут;



Рисунок 1. Определение проницаемости по жидкости

Figure 1. Determination of fluid permeability

— глинокислотный состав HCl+HF (12 % + 3 %) — 16,7 минут;

— буферный раствор хлористый аммоний NH_4Cl (2 %) — 16,7 минут + солянокислотный состав HCl (12 %) — 16,7 минут + глино-кислотный состав HCl+HF (12 % + 3 %) — 40 минут.

На основе предварительно полученных результатов проницаемостей по газу и модели пластовой воды, для испытания с каждым типом кислоты, были подобраны керны разных категорий: высокопроницаемые, среднепроницаемые и низкопроницаемые (таблица 2).

Первоначально геометрически правильная форма образцов позволяла в известную формулу пористости подставлять объем образца, полученный прямым измерением его высоты и диаметра, однако после кислотной обработки часть образца, через которую проводилась закачка кислоты, в особенности составов с HF подверглась значительному разрушению, как показано на рисунке 2, поэтому расчет объема образца с помощью прямых измерений оказался невозможным. В этом случае использовался метод, описанный в [7], где проводится взвешивание сухого образца, насыщенного жидкостью на воздухе и в той же жидкости.

Как и ожидалось, наибольший прирост пористости и наибольшие потери массы у образцов от контакта с кислотным составом, включающим HCl+HF.

Фазовая проницаемость по модели пластовой воды после воздействия кислотным составом определялась аналогичным методом, как и до воздействия кислотными составами (таблица 3).

Проницаемость после кислотной обработки, указанная как интервал значений для образцов №№ 67 и 71, обусловлена неустановившимся режимом фильтрации в течение эксперимента. Это вызвано коагуляцией порового пространства в результате миграции мелкодисперсных и взвешенных частиц — продуктов химических соединений с потоком жидкости по поровым каналам. При некотором критическом давлении происходит прорыв коагулянта, и проницаемость многократно возрастает, после чего цикл коагулирования пор повторяется. Это дополняют информацию, где видно, что до промывки образцов №№ 67 и 71 со стороны закачивания кислоты, наблюдалось скопление рыхлых компонентов, которые удалились промывкой уже после всего цикла экспериментов. Характерно, что проницаемость снизилась для образцов, подвернутых фильтрации только HCl, во всех остальных случаях (образец № 68 с расходом 0,02 можно принять как погрешность) проницаемость выросла в зависимости от расхода от 17 до 324 %. Это служит подтверждением эффективности применяемой методики кислотной обработки представленными кислотными составами, включающими HF. Фильтрационные исследования подтвердили чувствительность породы к минерализации прокачиваемых рассолов: минимальная минерализация, необходимая для стабилизации глин породы, эквивалентна минерализации 7 % раствора хлорида аммония. Столь существенная минерализация рассолов обусловлена высоким содержанием в породе каолинита и хлорита, суммарное содержание которых в среднем составляет 8 %. Также была подтверждена чувствительность

Таблица 2. Результаты определения пористости до и после кислотной обработки

Table 2. Results of determination of porosity before and after acid treatment

№ образца	ДО кислотной обработки		ПОСЛЕ кислотной обработки			Потеря массы, г	Кислотный состав
	М сух., г	П, %	М сух., г	П, %	ΔП, %		
64	75,04	18,33	71,86	19,46	6,2	3,18	HCl
66	76,01	18,68	73,36	19,09	2,2	2,65	HCl
67	75,37	19,54	68,35	21,04	7,7	7,02	HCl+HF
68	79,30	16,13	75,14	17,75	10,1	4,16	HCl+HF
69	78,95	15,48	72,17	19,53	26,2	6,78	буфер — HCl — HCl+HF
70	76,65	18,06	72,37	18,92	4,8	4,28	HCl+HF
71	75,1	18,92	67,49	19,65	3,9	7,61	буфер — HCl — HCl+HF
72	76,49	18,70	73,01	20,16	7,8	3,48	HCl

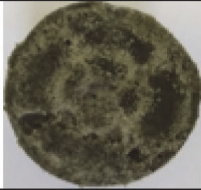
№ образца	Кислотный состав	Образец до кислотной обработки	Образец после кислотной обработки	
64	HCl			
66	HCl			
67	HCl+HF			
68	HCl+HF			
72	HCl			
69	буфер – HCl HCl+HF		До промывки	После промывки
				
70	HCl+HF			
71	буфер – HCl HCl+HF			

Рисунок 2. Фото образцов до и после кислотной обработки

Figure 2. Photos of samples before and after acid treatment

Таблица 3. Результаты определения фазовой проницаемости до и после кислотной обработки**Table 3.** Results of determination of phase permeability before and after acid treatment

№	Расход, мл/мин	К, мД (до КО)	К, мД (после КО)	ΔК, %	Кислотный состав
64	0,2	99,75	78,59	-21,21	HCl
	0,4	92,08	77,04	-16,34	
	0,6	85,50	81,62	-4,55	
66	0,1	76,37	62,29	-18,44	HCl
	0,2	76,52	70,56	-7,79	
	0,4	73,15	56,15	-23,24	
67	0,2	147,28	0 – >250	–	HCl+HF
	0,4	160,08	0 – >250	–	
	0,6	150,60	0 – >250	–	
68	0,02	3,25	3,13	-3,77	HCl+HF
	0,04	3,04	3,58	17,91	
69	0,05	14,71	22,12	50,33	буфер — HClHCl+HF
	0,1	12,07	17,46	44,65	
	0,2	11,33	15,40	35,90	
70	0,05	29,24	124,09	324,38	HCl+HF
	0,1	33,80	79,42	135,00	
	0,2	33,97	51,91	52,81	
71	0,1	122,22	0 – >250	–	буфер — HClHCl+HF
	0,2	134,28	0 – >250	–	
	0,4	137,31	0 – >250	–	
72	0,05	13,68	10,29	-24,74	HCl
	0,1	13,49	12,97	-3,90	
	0,2	13,18	14,50	9,98	

кернового материала в скорости закачки исследуемых систем, что позволило скорректировать расписания закачки кислотных обработок для избежания потери приемистости скважины, а также максимальные депрессии на породу при разработке месторождения для минимизации выноса частиц породы.

Ввиду высокого содержания полевых шпатов и глин в породе в условиях слабой цементации матрицы породы, глинокислотные системы оптимизировались путём снижения содержания плавиковой кислоты в глинокислотных системах для снижения интенсивности растворения цементирующего материала, а высокое содержание хлорита вкупе с существенной пластовой температурой требовало снижения содержания соляной кислоты либо её замены на органические кислоты. Проведенные исследования подтвердили важность замедления скорости реакции. Отсутствие замедления кислотных систем приводит к драматической потере устойчивости матрицы

породы, что было подтверждено фактически проведенными работами.

Отсутствие достаточного количества карбонатных минералов для реакции с солянокислотным раствором при 88 °С ведет к слабому взаимодействию с глинистым цементом и образованию взвешенных компонентов.

Результаты определения абсолютной проницаемости по газу (азот) с поправкой Клинкенберга до и после кислотной обработки представлены в таблице 4.

Видно, что в большинстве случаев проницаемость по газу возросла от 18 до 194 %, при этом снижение проницаемости образца № 67, вероятно, объясняется той же причиной, что и неустановившаяся фильтрация при определении фазовой проницаемости по воде (таблица 3).

Ниже, в качестве примера приведен график аппроксимации экспериментальных значений проницаемости при девяти различных расходах газа (азот) при выполнении расчета образца № 69 (рисунок 3).

Таблица 4. Абсолютная проницаемость образцов

Table 4. Absolute permeability of samples

№	K, мД	K, мД	ΔK, %	Кислотный состав
64	293,1	569,2	94	HCl
66	209,0	343,85	64	HCl
67	470,2	356,51	-24	HCl+HF
68	9,6	18,41	92	HCl+HF
69	22,0	52,39	138	буфер — HCl — HCl+HF
70	108,8	128,00	18	HCl+HF
71	196,4	270,79	38	буфер — HCl — HCl+HF
72	28,1	82,48	194	HCl

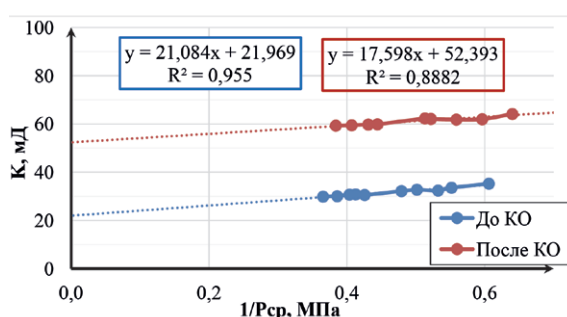


Рисунок 3. Графическое определение абсолютной проницаемости

Figure 3. Graphical determination of absolute permeability

На месторождении, где осуществлялся пробоотбор керн, до проведения исследований проводились кислотные обработки призабойной зоны пласта. Эффект от данных обработок не наблюдался, скважины запускались остановочными параметрами. После проведения лабораторных исследований были определены скважины-кандидаты для проведения обработки призабойной зоны пласта. Дизайн кислотных составов был скорректирован в сторону уменьшения концентрации плавиковой кислоты до 1,5 %, чтобы предотвратить выпадение нерастворимого осадка, возникающего в следствие нейтрализации плавиковой кислоты HF после взаимодействия с горной породой. Для данных вертикальных скважин были утверждены объёмы кислотных составов: 2 % хлористый аммоний 5 м³ + 12 % (HCl) 11 м³ + 12 % (HCl)+1,5 % (HF) 13 м³.

Обе скважины-кандидаты были запущены фонтанным способом эксплуатации после расконсервации. Параметры работы скважины № 1 до ОПЗ составляли: дебит жидко-

сти 12 м³, дебит нефти 9 тн, штуцер 18 мм, забойное давление 130 атм, пластовое давление 286 атм, замер выполнен глубинным манометром спустя один месяц после остановки скважины перед ОПЗ.

Параметры работы скважины после ОПЗ составили: дебит жидкости 100 м³, дебит нефти 43 тн, штуцер 12 мм, забойное давление 166 атм (рисунок 4).

Коэффициент продуктивности до проведения ОПЗ был равен 0,076 м³/атм, после проведения ОПЗ 0,833 м³/атм.

Несмотря на то, что скважина стала работать с большим процентом обводнённости после кислотной обработки, дебит нефти увеличился на 34 т.

В дальнейшем на данной скважине гидродинамические исследования не проводились, но, если спустя пять месяцев после ОПЗ пластовое давление принять равное замеренному до ОПЗ, то коэффициент продуктивности был бы больше в 6 раз, чем был до ОПЗ (0,478 м³/атм).

Параметры работы скважины № 2 до ОПЗ были следующими: дебит жидкости 38 м³, дебит нефти 25 тн, штуцер 12 мм, забойное давление 116 атм, пластовое давление 270 атм.

Параметры работы скважины после ОПЗ составляли: дебит жидкости 81 м³, дебит нефти 52 т, штуцер 12 мм, забойное давление 142 атм (рисунок 5).

После запуска скважины в работу наблюдался рост дебита при изменении забойного давления с 116 до 142 атм при аналогичном режиме работы, штуцер — 12 мм.

Коэффициент продуктивности изменился с 0,247 до 0,633 м³/атм. Прирост в дебите нефти составил 27 т.

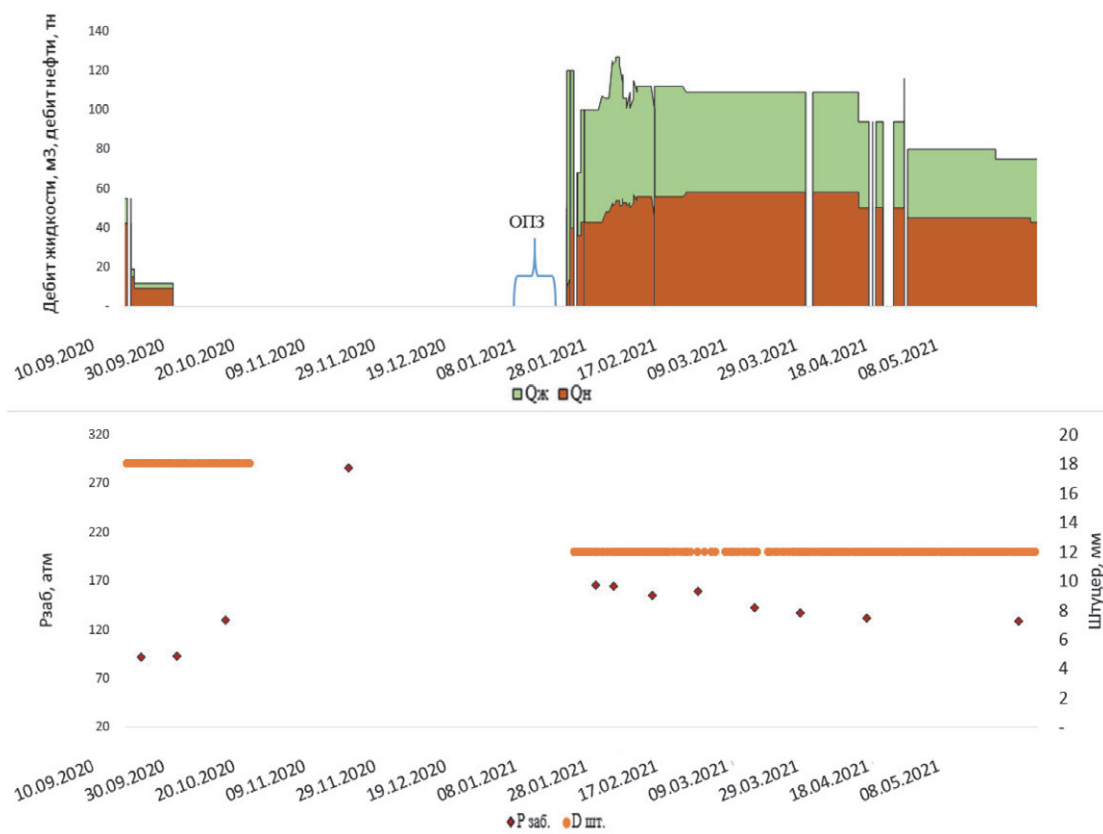


Рисунок 4. Режим работы скважины № 1

Figure 4. Operation mode of well № 1

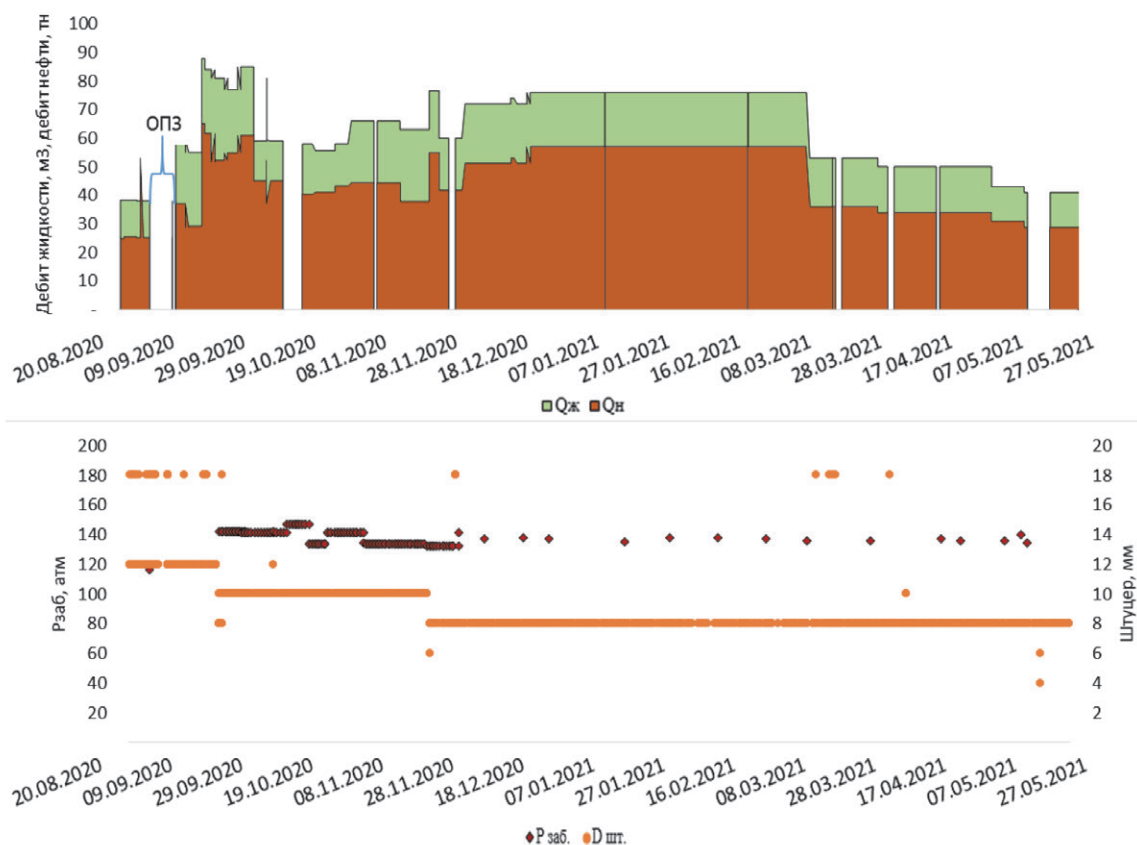


Рисунок 5. Режим работы скважины № 2

Figure 5. Operation mode of well № 2

Выводы

Воздействие на образцы терригенной породы различными кислотными составами показали следующий результат: проницаемость образцов керна после воздействия составом HCl снизилась по модели пластовой воды от 4 до 23 %, видимых изменений на образцах керна не обнаружено. Для образцов, подвергнутых воздействию составом HCl 12 % + HF 3 % и составом NH_4Cl (2 %) + HCl (12 %) + (HCl + HF) (12 % + 3 %), проницаемость по модели пластовой воды увеличилась от 17 до 324 %. На образцах видны образовавшиеся каналы. Применение плавиковой кислоты в концентрации 3 % на кернах с высокой проницаемостью приводит к разрушению породы и образованию нерастворимого осадка в поровых каналах. Проницаемость по газу возросла на всех образцах, за исключением образца № 67, подвергавшегося воздействию кислоты HCl + HF (12 % + 3 %), по которому затруднительно дать окончательное заключение в силу длительной неустановившейся фильтрации при определении проницаемости.

СПИСОК ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Economides M.J., Nolte K.G. *Reservoir Stimulation*. John Wiley and Sons, 2000. 856 p.
2. Баталов Д.А., Мухаметшин В.В., Андреев В.Е., Дубинский Г.С., Федоров К.М. Методические аспекты дизайна глинокислотных обработок призабойных зон скважин // Нефтегазовое дело. 2016. Т. 14, № 3. С. 47-54. EDN: WYNNVL.
3. Силин М.А., Магадова Л.А., Мариненко В.Н., Пахомов М.Д., Давлетшина Л.Ф., Ефанова О.Ю., Мишкин А.Г. Технологические жидкости для решения проблем, возникающих при кислотных обработках добывающих и нагнетательных скважинах // Нефтепромысловое дело. 2009. № 2. С. 26-30. EDN: KCKBNX.
4. Leong Van Hong, Hisham Ben Mahmud A Preliminary Screening and Characterization of Suitable Acids for Sandstone Matrix Acidizing Technique: a Comprehensive Review // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. 2019. Vol. 9. P. 753-778. DOI: 10.1007/s13202-018-0496-6.
5. McLeod H.O. Matrix Acidizing // Materials of 59-th SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Dallas, Texas, USA. 1984. Paper No. SPE-13752-PA.
6. Гайворонский И.Н., Леоненко Г.Н., Замахеев В.С. Коллекторы нефти и газа Западной Сибири. Их вскрытие и опробование. М.: Геоинформцентр, 2000. 364 с. EDN: RYRSFD.
7. Shafiq M.U., Mahmud H. Ben. Sandstone Matrix Acidizing Knowledge and Future Development // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. 2017. Vol. 7. P. 1205-1216. DOI: 10.1007/s13202-017-0314-6.

По результатам проведенного тестирования определен дизайн кислотного состава для обработки призабойной зоны пласта. Оптимальным кислотным составом для обработки ПЗП месторождения Западной-Сибири является многокомпонентный состав, состоящий из буферного раствора — хлористого аммония NH_4Cl (2 %) + солянокислотный состав HCl (6 %) + глинокислотный состав HCl + HF (6 % + 1,5 %). При уменьшении концентрации плавиковой кислоты (HF) и времени технического отстоя для реакции кислотных составов с горной породой стало возможным предотвратить разрушение скелета породы и выпадение осадка, который образуется при нейтрализации плавиковой кислоты HF. Тем самым эффективность ОПЗ возросла без негативных ситуаций увеличения выноса взвешенных частиц в скважину и образования крупных пустот в заколонном пространстве. Проведенные обработки призабойной зоны пласта показали эффективность разработанных кислотных составов. Продуктивность скважин возрастала более чем в три раза.

8. Motta E.P. da, Plavnik B., Schechter R.S. Optimizing Sandstone Acidization // SPE Reservoir Evaluation and Engineering. 1992. Vol. 7, Issue 1. P. 149-153.
9. Ильина Г.Ф., Алтунина Л.К. Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов Западной Сибири. Томск: Изд-во ТПУ, 2006. 166 с.
10. Усачев П.М. Гидравлический разрез пласта. М.: Недра, 1986. 164 с.
11. McLeod H.O., Coulter A.W. The Use of Alcohol in Gas Well Stimulation // Materials of SPE Eastern Regional Meeting. Columbus, Ohio, USA. 1966. Paper No. SPE-1663-MS. DOI: 10.2118/1663-MS.
12. ГОСТ 26450.1-85. Породы горные. Метод определения коэффициентов открытой пористости жидкостенасыщением. М.: Издательство стандартов, 1985. 8 с.

REFERENCES

1. Economides M.J., Nolte K.G. *Reservoir Stimulation*. John Wiley and Sons, 2000. 856 p.
2. Batalov D.A., Mukhametshin V.V., Andreev V.E., Dubinskii G.S., Fedorov K.M. Metodicheskie aspekty dizaina glinokislotnykh obrabotok prizaboynykh zon skvazhin [Methodological Aspects of the Mud Acid Treatment Design of Well Bottom-Hole Zones]. *Neftgazovoe delo – Petroleum Engineering*, 2016, Vol. 14, No. 3, pp. 47-54. EDN: WYNNVL. [in Russian].
3. Silin M.A., Magadova L.A., Marinenko V.N., Pakhomov M.D., Davletshina L.F., Efanova O.Yu., Mishkin A.G. Tekhnologicheskie zhidkosti dlya resheniya problem, voznikayushchikh pri kislotnykh obrabotkakh dobyvayushchikh i nagnetatel'nykh skvazhinakh [Process Fluids

to Solve Problems Arising from Acidizing Production and Injection Wells]. *Neftepromyslovoe delo – Oilfield Engineering*, 2009, No. 2, pp. 26-30. EDN: KCKBNX. [in Russian].

4. Leong Van Hong, Hisham Ben Mahmud A Preliminary Screening and Characterization of Suitable Acids for Sandstone Matrix Acidizing Technique: a Comprehensive Review. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2019, Vol. 9, pp. 753-778. DOI: 10.1007/s13202-018-0496-6.

5. McLeod H.O. Matrix Acidizing. *Materials of 59-th SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Dallas, Texas, USA, 1984, Paper No. SPE-13752-PA.

6. Gaivoronskii I.N., Leonenko G.N., Zamakhaev V.S. *Kollektory nefti i gaza Zapadnoi Sibiri. Ikh vskrytie i opytirovaniye* [Collectors of Oil and Gas of Western Siberia. Their Opening and Testing]. Moscow, Geoinformatsentr Publ., 2000. 364 p. EDN: RYRSFD. [in Russian].

7. Shafiq M.U., Mahmud H. Ben. Sandstone Matrix Acidizing Knowledge and Future Development. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2017, Vol. 7, pp. 1205-1216. DOI: 10.1007/s13202-017-0314-6.

8. Motta E.P. da, Plavnik B., Schechter R.S. Optimizing Sandstone Acidization. *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*, 1992, Vol. 7, Issue 1, pp. 149-153.

9. Ilina G.F., Altunina L.K. *Metody i tekhnologii povysheniya nefteotdachi dlya kollektorov Zapadnoi Sibiri* [Methods and Technologies for Enhanced Oil Recovery for Reservoirs in Western Siberia]. Tomsk, TPU Publ., 2006. 166 p. [in Russian].

10. Usachev P.M. *Gidravlicheskiy razrez plasta* [Hydraulic Section of the Reservoir]. Moscow, Nedra Publ., 1986. 164 p. [in Russian].

11. McLeod H.O., Coulter A.W. The Use of Alcohol in Gas Well Stimulation. *Materials of SPE Eastern Regional Meeting*. Columbus, Ohio, USA, 1966, Paper No. SPE-1663-MS. DOI: 10.2118/1663-MS.

12. *GOST 26450.1-85. Porody gornye. Metod opredeleniya koefitsientov otkrytoi poristosti zhidkostenasyscheniem* [State Standard 26450.1-85. Rocks. Method for Determination of Open Porosity Coefficient by Fluid Saturation]. Moscow, Izdatel'stvo standartov Publ., 1985. 8 p. [in Russian].

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ INFORMATION ABOUT AUTHORS

Григорьев Борис Владимирович, кандидат технических наук, заведующий кафедрой «Прикладная и техническая физика», Тюменский государственный университет, Тюмень, Россия

Boris V. Grigorev, candidate of technical sciences, head of the Applied and technical physics department, Tyumen state university, Tyumen, Russia

b.v.grigorev@utmn.ru

Буравцов Андрей Сергеевич, главный специалист по разработке, ООО «Газпромнефть-Заполярье»; аспирант, Тюменский государственный университет, Тюмень, Россия

Andrey S. Buravtsov, chief development specialist, Gazpromneft-Zapolyarye LLC, postgraduate student, Tyumen state university, Tyumen, Russia

a.b97@mail.ru

Вернигора Денис Евгеньевич, руководитель направления по развитию методов интенсификации, ООО «Газпромнефть-Заполярье», Тюмень, Россия

Denis E. Vernigora, head of stimulation methods development, Gazpromneft-Zapolyarye LLC, Tyumen, Russia

Статья поступила в редакцию 10.01.2023; одобрена после рецензирования 07.03.2023; принята к публикации 30.03.2023.

The article was submitted 10.01.2023; approved after reviewing 07.03.2023; accepted for publication 30.03.2023.