

formation Systems of Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University). Specialist in the field of geophysical and hydrodynamic control of development of oil and gas fields.

E-mail: kremenetskiy.mi@gazpromneft-ntc.ru

Сергей Фаизович ХАФИЗОВ окончил МИНГ имени И.М. Губкина в 1987 г. Доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры геологии углеводородных систем РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. Специализируется в области нефтяной геологии, связанной с разработкой сложнопостроенных коллекторов, с условиями формирования и прогноза неструктурных ловушек углеводородов. Соавтор пяти монографий и более 60 публикаций в отечественных и зарубежных изданиях.

Sergey F. KHAFIZOV graduated from Gubkin Russian State University of Oil and Gas in 1987. Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Professor of the Department of Geology of Petroleum Systems of Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University). He specializes in the field of petroleum geology, associated with the development of complex reservoirs, formation conditions and prognosis of unstructured hydrocarbon traps.

E-mail: khafizov@gubkin.ru

Александр Александрович РИДЕЛЬ окончил Тюменский государственный университет в 2003 г. Начальник отдела интерпретации и анализа гидродинамических исследований ООО «Газпромнефть НТЦ». Специалист в области гидродинамических исследований.

Alexander A. RIDEL graduated from Tyumen State University in 2003. Head of the Department for Interpretation and Analysis of Well Testing, Gazpromneft NTC. Specialist in the field of well testing.

E-mail: trydyrgy@gubkin.ru

УДК 550.832

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ИЗМЕНЕНИЯ ПОРИСТОСТИ СЛОЖНОПОСТРОЕННОГО КОЛЛЕКТОРА ПОСЛЕ ОБРАБОТКИ ГЛИНОКИСЛОТНЫМ СОСТАВОМ

© **А.В. ЛОБУСЕВ¹, О.В. ТЮКАВКИНА¹, И.С. ПЕРМЯКОВА²,
Н.В. МИЛИТЕНКО³, А.П. ПОЗДНЯКОВ¹**

¹Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, Российская Федерация, 119991, г. Москва, Ленинский проспект, д. 65;

²ООО СЖЖ Восток,

Российская Федерация, 115162, г. Москва, ул. Шаболовка, д. 31, стр. Б;

³Министерство природных ресурсов и экологии РФ,

Российская Федерация, 123995, Москва, ул. Большая Грузинская, д. 4/6)

IDENTIFYING PARAMETERS OF POROSITY CHANGE IN COMPLEX RESERVOIR AFTER CLAY ACID TREATMENT

A.V. LOBUSEV¹, O.V. TYUKAVKINA¹, I.S. PERMYAKOVA², N.V. MILITENKO³,
A.P. POZDNYAKOV¹

¹Gubkin Russian State University of Oil and Gas
(National Research University),

Leninskiy prospect, 65, 119991, Moscow, Russian Federation;

²ООО SZHZH Vostok,

Shabolovka, 31, p. B, 115162, Moscow, Russian Federation;

³Ministry of Natural Resources and Ecology of the Russian Federation,
Bolshaya Gruzinskaya, 4/6, 123995, Moscow, Russian Federation)

В настоящее время месторождения, расположенные в пределах Федоровской куполовидной структуры, находятся на завершающей стадии разработки. Доля разрабатываемых сложнопостроенных объектов, содержащих трудноизвлекаемые запасы, составляет более 98 %. Все коллекторы характеризуются низкой естественной проницаемостью, высокой глинистостью, существенной водоудерживающей способностью и неоднородностью по минералогическому составу и коллекторским свойствам. Важно отметить, что неоднородность пород по содержанию карбонатов в основном низкая и средняя, однако в сложнопостроенном коллекторе часто встречаются пропластки с повышенным содержанием карбонатов. В таких условиях месторождения разрабатывают с применением технологии глинокислотной обработки (ГКО), водных глинокислотных составов с добавками борной кислоты, без предварительного удаления карбонатных соединений.

Currently, the deposits located within the Fedorov dome structure are at the final stage of development. The share of complex projects under construction containing difficult-to-recover reserves is more than 98 %. All reservoirs are characterized by low natural permeability, high clay content, significant water retention ability and heterogeneity in mineralogical composition and reservoir properties. It is important to note that the heterogeneity of rocks in the content of carbonates is generally low and medium, while a complexly built reservoir often contains interlayers with a high content of carbonates. In such conditions, deposits are developed using the technology of clay acid system treatment (aqueous clay-acid compounds with boric acid additives) without prior removal of carbonate compounds.

Ключевые слова: солянокислотный раствор, глинокислотный раствор, поверхностно-активные вещества, ингибитор, стабилизатор, пористость.

Keywords: hydrochloric acid solution, clay-acid solution, surface-active substances, inhibitor, stabilizer, porosity.

На сегодняшний день для многих нефтегазодобывающих компаний актуальны задачи эффективного извлечения углеводородного сырья, снижения себестоимости процесса добычи углеводородов и увеличения производительности скважин. В связи с чем применяются различные методы воздействия на пласт, каждый из которых подбирается с учетом геолого-промысловых пара-

метров объекта и должен обосновываться экономической целесообразностью. Одним из распространенных методов воздействия на продуктивные пласты является закачка кислотных составов, которая за счет растворения привнесенного коагулирующего материала в коллектор направлена на снижение фильтрационных сопротивлений и движение нефти в призабойную зону пласта (ПЗП).

Основные эксплуатационные объекты месторождений Сургутского свода представлены терригенными коллекторами, имеющими низкую карбонатность (3–5 %) и повышенную глинистость (10 %), что предполагает применение кислотных обработок, способствующих очистке ПЗП от карбонатных и железистых отложений, влияющих на снижение межфазного натяжения и разрушение агрегатов глинистого цемента [4]. Основным достоинством применения органических кислот является низкая коррозионность и более легкое ингибирование при высоких температурах.

Кроме того, вопросы выделения и моделирования сложнопостроенных коллекторов для изучения и выбора оптимальной технологии применения кислотных растворов остаются актуальными ввиду ряда пород, пористость которых не превышает кондиционные значения, при интерпретации промыслово-геофизических данных в ряде случаев не выделяются в качестве коллекторов [3].

При выполнении данной работы были проведены исследования коллекторских свойств сложнопостроенного объекта БС₁₀ в пределах Федоровской куполовидной структуры.

На первом этапе выполнения работы изучались химические реагенты и материалы для осуществления кислотных обработок в условиях сложнопостроенных коллекторов Федоровской куполовидной структуры.

Оптимальные условия для проведения кислотных обработок зависят от граничных значений применения технологий и представлены в таблице 1. Об-

Таблица 1

Геолого-промысловые параметры применения кислотных обработок на пласт БС₁₀ Федоровской куполовидной структуры

Наименование технологии	Объем закачки растворов реагентов	Граничные параметры применения технологии							
		h перемычки, м	h до ВНК, м	K_v , отк. скв., %	h_n , м	Количество прослоев	Среднее значение		Частота применения, раз
							$\alpha_{пс}$	K_n	
ОПЗ СКО	0,6–1	> 4	> 3	20–25	> 2	< 3	> 0,6	> 50	Не более 3
ОПЗ СКО + ПАВ	0,6–1	> 4	> 3	< 50	> 2	> 2	> 0,5–0,6	> 53	Не более 3
ОПЗ ГКО + ПАВ	0,6–1	> 4	> 3	< 50	> 2	> 2	> 0,5–0,6	> 53	Не более 3
ОПЗ СКО + растворитель	0,6–1	> 4	> 2	< 50	> 2		> 0,5–0,6	> 55	Не более 5

работка призабойной зоны проводится различными методами: соляно-кислотной обработкой (СКО), соляно-кислотной обработкой с добавлением поверхностно-активных веществ (СКО + ПАВ), глино-кислотной обработкой с добавлением ПАВ (ГКО + ПАВ), СКО + растворитель в добывающих скважинах.

Основные технологии проведения обработки скважин и выполняемые задачи при воздействии на сложнопостроенный объект БС₁₀ с учетом геолого-промысловых параметров пластов Федоровской куполовидной структуры представлены в таблице 2.

Для воздействия кислотными составами на призабойную зону в добывающих скважинах объекта БС₁₀ определены основные химические материалы при применении технологии. На основе лабораторных исследований установлены следующие оптимальные свойства кислотных составов и реагентов:

– состав для сульфатизированных карбонатов готовится на пластовой воде хлоридно-кальциевого типа, плотностью 1,18 г/м³ и более (или на технической воде с содержанием 6–7 % поваренной соли), хлористого кальция – 5–10 %, сульфатов кальция и магния – 3–4 %;

– состав гидрофобной эмульсии на основе светлых нефтяных проб готовится с использованием 60–70 % раствора HCl и 30–40 % светлых нефтенасыщенных продуктов (керосин, ДТ), эмульгаторов, высокомолекулярного

Таблица 2

Основные задачи и технологии обработки призабойной зоны (ОПЗ) пластов в добывающих скважинах, применяемые на пласт БС₁₀

Номер п/п	Наименование технологии	Выполняемые задачи	Вид реагента	Концентрация, %
1	ОПЗ СКО (применяется при отсутствии заколонных перетоков)	Очистка ПЗП от растворимых в HCl минералов, разрушение структурных систем и агрегатов глинистого цемента породы	HCl HCl	12–16 18–24
2	ОПЗ СКО + ПАВ	Очистка ПЗП от растворимых в HCl минералов, разрушение структурных систем и агрегатов глинистого цемента породы, удаление асфальтеносмолистых и парафиновых отложений	HCl Неионные ПАВ (НПАВ)	24 2–3
3	ОПЗ ГКО + ПАВ	То же, что и п. 2	Глинокислота НПАВ Борная кислота	24–26 2–7 2–3
4	ОПЗ СКО + растворитель (применяется в скважинах с повышенным содержанием в нефти смол, асфальтенов и парафинов)	То же, что и п. 2	HCl Растворитель НПАВ	12–16 50 2–3

алифатического диамина (диамин-диолеат), алкиламида, первичных аминов – 0,5–1 %;

– состав гидрофобной нефтекислотной эмульсии готовится с использованием нефти, содержащей эмульсии – 30–50 %, силикагелевых смол – 6–10 %, парафина – до 6 %, ПАВ ОП-10 от 0,1–0,2 %;

– реагент сульфамиловой кислоты (при приготовлении раствора HCO_3 , NH_2 – 10–12 % и ПАВ – 0,1–0,2 %);

– реагент уксусной кислоты (при приготовлении 10 % уксусного раствора);

– реагент оксиданта (при соотношении в растворе 1:3);

– реагент глиноукислоты (при приготовлении раствора с добавлением 5–10 % соляной кислоты и 3–5 % фосфорной кислоты).

При выборе рецептуры глиноукислотного раствора учитывались определенные особенности взаимодействия глиноукислотных растворов с терригенными заглинизированными коллекторами, обеспечивающими эффективность работ по интенсификации притоков нефти и газа [2].

Для ингибированных солянокислотных растворов в таблице 3 представлены условия применения, параметры реагентов, основные свойства составов для обработки пластов в добывающих скважинах с целью увеличения нефтеотдачи пластов.

На начальном этапе выполнения работы осуществлялся выбор основных составляющих кислотного раствора для обработки ПЗП добывающих скважин

Таблица 3

Составы, свойства и условия применения

Состав раствора	Реагент	Условия применения	Основные свойства состава
Солянокислотный 10–16 % раствор и ингибитор	Ингибированный солянокислотный раствор	Температура на забое до 60 градусов	Растворяющая способность: 1 м ³ 10%-ой кислоты растворяет 143,4 кг CaCO ₃ ; 1 м ³ 16%-ой кислоты растворяет 236,3 кг CaCO ₃ ; скорость коррозии при 20 °С с применением 0,1 % Катапина-А – 0,32 г/(м ² ·ч)
Ингибированный солянокислотный раствор + ПАВ. Содержание ПАВ – 0,1–0,025 %	Соляная кислота улучшенной фильтруемости	Слабопроницаемый коллектор, загрязненный минеральной взвесью	Растворяющая способность: 1 м ³ 10%-ой кислоты растворяет 143,4 кг CaCO ₃ ; 1 м ³ 16%-ой кислоты растворяет 236,3 кг CaCO ₃ ; скорость коррозии при 20 °С с применением 0,1 % Катапина – А = 1,7 г/(м ² ·ч)
Ингибированный солянокислотный раствор + ПАВ. С присадкой уксусной 3–5 % или лимонной 2–3 % кислот	Стабилизированный солянокислотный раствор	Коллекторы с содержанием Fe ²⁺ , Fe ³⁺	В 10 % соляной и 5 % уксусной кислотах растворяется 168,5 кг CaCO ₃ ; скорость коррозии – 4,76 г/(м ² ·ч)

объекта БС₁₀ Федоровской куполовидной структуры (на примере скв. 13-- , 27-- , 30-- , 47-- , 51-- и др.).

В настоящей работе по результатам интерпретации геолого-промысловых, геофизических параметров объектов, определения метода интенсификации притока в добывающую скважину с использованием глинокислотной обработки (ГКО) опытно-лабораторным путем был выбран тип и состав активной части кислотного раствора (далее представлены данные только по скв. 47--). Согласно проекту разработки, в скв. 47-- необходимо провести ГКО с применением последовательной обработки солянокислотным раствором (СКР) – 10 % HCl, глинокислотным раствором (ГКР) – 10 % HCl и добавлением 1 % HF. Соотношение между объемами СКР и ГКР принимаем 1:2, поскольку в исследуемой скв. 47-- уже дважды проводили СКО. Выбор типа и состава кислотного раствора, применения кислотных растворов (КР) и ингибиторов приведен в таблице 4 [1].

Для конкретных условий применяем ингибированный и стабилизированный раствор улучшенной фильтруемости с добавлением ПАВ.

С целью уменьшения коррозионной активности кислотного раствора при возрастании температуры для объекта БС₁₀ выбран ингибитор 0,2 % Катапина КИ-1.

В качестве стабилизаторов кислотных растворов для исключения выпадения осадка гидроокиси железа и образования его комплексных соединений был выбран стабилизатор – 1 % уксусной кислоты.

В качестве поверхностно-активных веществ, улучшающих фильтрацию кислотного раствора и предотвращающих блокировку пор продуктами реакции, рекомендована техническая вода с добавкой 0,5 % превоцела в вытесняющей жидкости и 0,3 % – в продавливающей.

Для обработки исследуемой скважины применяем ГКО, нагнетая в пласт СКР и ГКР в соотношении 1:2. Рецепт: СКР – 10 % , HCL + 0,2 % КИ-1 + + 1 % , уксусной кислоты + 0,3 % с добавлением 1,0 % HF.

С учетом геолого-промысловых параметров объекта БС₁₀ скв. 13-- был проведен расчет процесса реакции ГКР и определена длительность реакции в зависимости от расстояния от скважины (таблица 5).

По результатам расчетов установлено, что скорость реакции ГКР в пласте меньше, чем СКР и измеряется секундами. Поскольку нагнетание в пласт ГКР

Таблица 4

Условия применения кислотных растворов

Кислотный раствор (КР)	Условия выбора
Ингибированный КР	$N_{зс} < 2$ и $N_{сн} < 6$ $k_0 \geq 0,1$
Ингибированный и стабилизированный КР	$N_{зс} < 2$ и $N_{сн} < 6$ $k_0 < 0,1$
Ингибированный и стабилизированный КР улучшенной фильтруемости (с ПАВ)	$N_{зс} \geq 2$ и $N_{сн} \geq 6$ $k_0 < 0,1$
Ингибированный КР улучшенной фильтруемости (с ПАВ)	$N_{зс} \geq 2$ и $N_{сн} \geq 6$ $k_0 \geq 0,1$

Таблица 5

Расчет процесса

Параметры	Расстояние от оси скважины, м						
	0,1	0,2	0,5	1	2	3	4
Суммарная площадь поровых отверстий F , м ²	0,36	0,98	1,6	3,05	5,53	7,48	9,03
Средняя линейная скорость фильтрации СКР $v_{\text{ср}}$, 10 ⁻² м/с	0,831	0,313	0,187	0,1	0,051	0,043	0,033
Число Рейнольдса Re , 10 ⁻⁴	805	301	184	97	52	39	32
Коэффициент массопередачи β , 10 ⁻³ м ² /с	12,3	48,5	30,4	16,5	9,2	7	5,8
Длительность реакции в пласте τ , с	1,53	3,81	6	11,2	20,1	26	32,3

длится обычно 0,5–3 ч, выдерживать глинокислоту на реагирование не нужно, так как она теряет почти всю химическую активность во время поступления в пласт, следовательно, реакция преимущественно заканчивается еще во время фильтрации в порах коллектора. Таким образом, выдерживать глинокислоту в пласте на реагирование не целесообразно, так как возможно выпадение в порах осадка продуктов реакции.

На заключительном этапе выполнения работ определялась глубина проникновения глино-кислотного раствора в поровое пространство, количество растворенной породы, радиус зоны растворения, а также на основании лабораторных и геолого-промысловых исследований опытным путем определялось изменение пористости пород после их обработки ГКР. Сводные параметры зоны растворения пород в зависимости от радиуса растворения представлены в таблице 6.

Количество растворенной породы $K_{\text{п}}$ можно рассчитать, если известен коэффициент возрастания пористости k_{m_g} . Для расчета $K_{\text{п}}$ используем результаты лабораторных экспериментов

$$K_{\text{п}} = (m_0 + \Delta m_s + \Delta m_g) / (m_0 + \Delta m_g) = (m_s + \Delta m_g) / m_s, \quad (1)$$

Таблица 6

Сводные параметры растворения пород пласта БС₁₀ по глубине проникновения ГКР

Параметры	Радиус зоны растворения, м								
	0,1	0,3	0,5	0,7	1,0	1,5	2,0	3,0	4,0
Объем ГКР V_{kg} , м ²	–	0,18	0,47	0,93	1,88	4,12	7,08	14,9	24,8
Длительность нагнетания ГКР в пласт t_v , мин	–	–	–	–	10,5	22,8	38,8	82,8	138,8
Масса растворенной породы G_g , кг	–	107	279	552	1117	2447	Не рассчитывалась		

$$k_{mg} = 1,22 \text{ и } \rho_{ск} = 2700 \text{ кг/м}^3,$$

где $\rho_{ск}$ – плотность скелета породы, растворяющейся в СКР.

Количество растворенной породы в зоне радиуса проникновения V_{kg} объема глинокислоты

$$G_s = \rho_{ск} V_{kg}(k_{mg} - 1), \quad (2)$$

$$G_s = 2700(1,2 - 1)V_{kg} = 540 \cdot V_{kg}.$$

Определяем размеры зоны растворения ГКР

$$G_{mg} = V_{kg} \Delta C_g R_{mg}, \quad (3)$$

где G_{mg} – максимальная растворимость в кислотном растворе, кг; ΔC_g – потеря кислотной смеси ($x\text{HCl} + \gamma\text{HF}$) %, мг-экв/м³; R_{mg} – средняя растворимость породы на единицу потери кислотности, кг/мг-экв. Для условий обработки песчаных пород $R_{ms} = (15-22)10^{-6}$ кг/мг-экв.

Потеря кислотности ΔC_{gs} с учетом того, что 1 % HF связывается с 3,6 % HCL и расходуется на разложение алюмосиликатов составит $1,07 \cdot 10^6$ мг-экв/м³.

Учитывая результаты лабораторных и расчетных исследований, дополнительное количество породы G_{gs} , растворенной остатками солянокислотной составляющей ГКР G , запишем в виде

$$G_{gs} = V_{kg} R_{ms} \Delta C_{gs}, \quad (4)$$

$$G_{gs} = 6 \cdot 20 \cdot 10^{-6} \cdot 1,07 \cdot 10^6 = 128 \text{ кг}.$$

Следовательно, фронт зоны растворения в СКР будет продвигаться вглубь пласта и графически соответствовать некой ординате кривой G_s . Кроме того, лабораторным и расчетным путем были определены максимальная растворимость породы в кислотном растворе и радиус проникновения раствора (таблица 7).

Таблица 7

Объемы ГКР и глубина обработки пласта

Объем глинокислотного раствора, м ³	Максимальная растворимость в кислотном растворе, кг	Радиус проникновения раствора, м	
		$r_{з.р}$	$r_{пр.р}$
3	206	0,40	1,4
6	412	0,60	2,0
9	618	0,76	2,5
12	824	0,86	Не определен
15	1030	0,98	–
18	1235	1,05	–

Таблица 8

Параметры, влияющие на изменение пористости после проведения ГКО

Плотность скелета породы $\rho_{ск}$, кг/м ³	Средняя плотность пористой породы $\rho_{п}$, кг/м ³	Потеря кислотной смеси ΔC_g , мг-экв/м ³	Начальная пористость породы m_s	Пористость породы после обработки ГКО m_g	Увеличение пористости породы ΔV_g	Коэффициент возрастания пористости после обработки ГКО k_{mg}	Объем кислотного раствора V_{kg}
2689	2200	3,12	12,4	14,95262	2,55	1,206	4
2754	2220	3,58	13,2	16,08584	2,88	1,219	5
2600	2260	3,79	14,8	18,09438	3,29	1,223	6
2700	2300	4,92	16,8	20,99111	4,19	1,249	7
2640	2290	5,45	19,8	24,52746	4,72	1,239	9
2554	2245	5,98	25,4	30,6565	5,25	1,207	11

Обобщенные результаты лабораторных экспериментов по определению параметров зоны растворения и изменения пористости после обработки глино-кислотным составом для всех образцов, а также количественные показатели представлены в таблице 8. Графические зависимости, отражающие изменение пористости пород после проведения глинокислотного воздействия с учетом объема закачанного кислотного раствора, представлены на рисунке 1; изменения пористости после проведения ГКО от средней плотности пород – на рисунке 2.

По результатам расчетов были построены зависимости изменения открытой пористости после проведения ГКО от объема закачанного кислотного со-

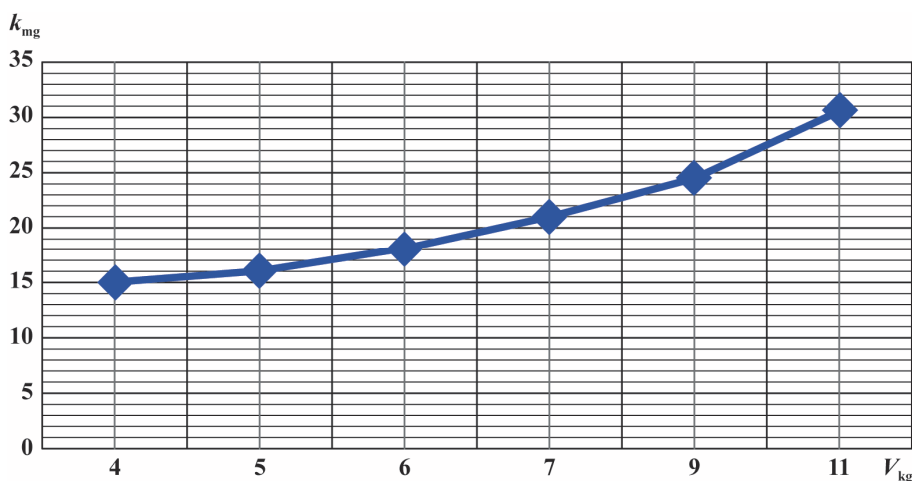


Рисунок 1. Зависимость изменения открытой пористости после проведения ГКО от объема закачанного кислотного раствора

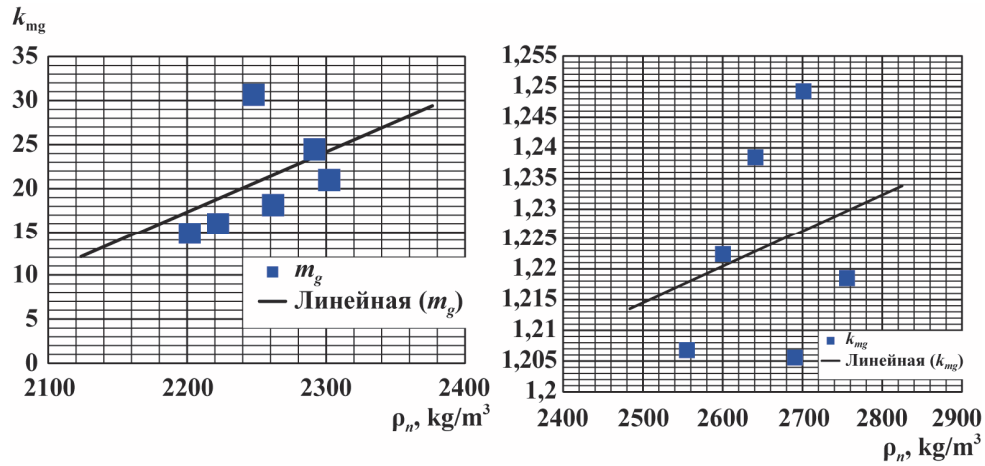


Рисунок 2. Зависимость открытой пористости после ГКО от средней плотности породы

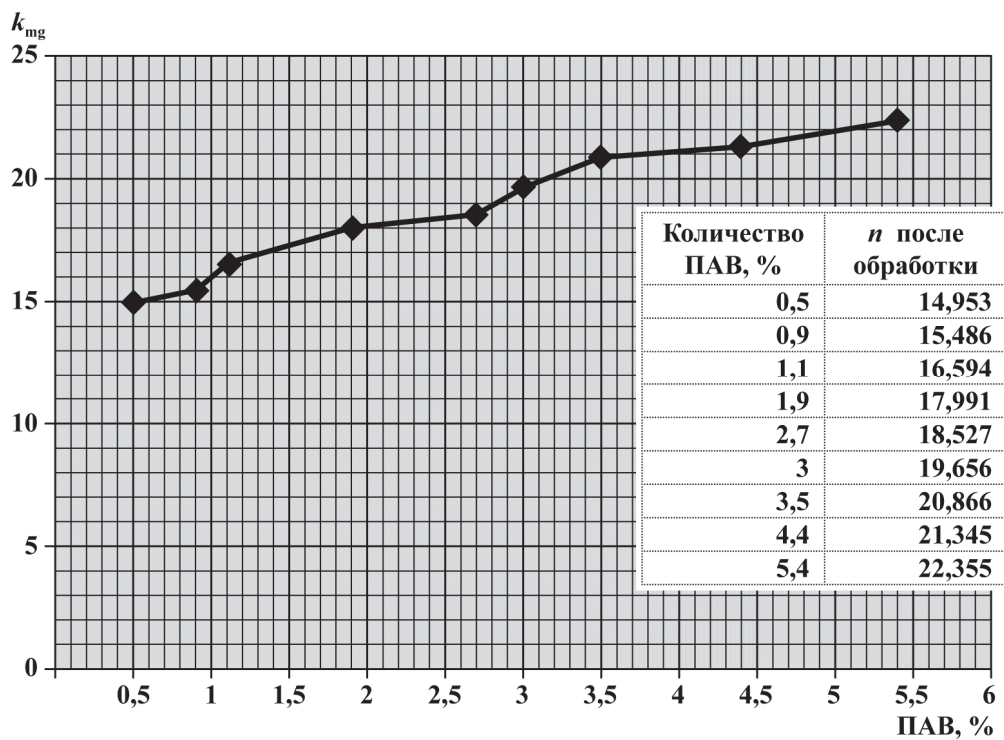


Рисунок 3. Зависимость увеличения открытой пористости после обработки ГКО + ПАВ от процентного содержания ПАВ

става (см. рисунок 1) и зависимость открытой пористости после проведения ГКО от средней плотности породы (см. рисунок 2).

По результатам расчетов и лабораторных исследований представлена зависимость увеличения открытой пористости после обработки ГКО+ПАВ от процентного содержания ПАВ (рисунок 3).

Из графика видно, что при первоначальной закачке ГКО + ПАВ с содержанием ПАВ 0,5–3 % пористость горных пород изменяется достаточно интенсивно. А при закачке раствора с содержанием ПАВ 3–6 % пористость также незначительно увеличивается.

По результатам проведенных исследований можно отметить:

- воздействие на сложнопостроенный коллектор объекта БС₁₀ представленным кислотным раствором и его различными модификациями дает хороший результат по снижению межфазного натяжения и разрушению агрегатов глинистых частиц;

- на исследуемый сложнопостроенный объект можно рекомендовать применение недорогих ПАВ типа ОП-10;

- сравнительный анализ изменения открытой пористости после проведения кислотного воздействия, эмпирические и расчетные параметры зависимостей изменения открытой пористости после проведения ГКО позволяют прогнозировать успешность методов применения кислотных растворов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Освоение скважин: Справочное пособие/А.И. Булатов, Ю.Д. Качмар, П.П. Макаренко, Р.С. Яремийчук. – М.: Недра, 1999. – 467 с.
2. Калинин В.Ф. Литолого-физические критерии оптимизации технологии глинокислотной обработки терригенных коллекторов//Известия Саратовского университета. Серия «Науки о Земле». – 2007. – Т. 7. – Вып. 1. – С. 67–74.
3. Лобусев А.В., Страхов П.Н., Лобусев М.А. Новый подход к оценке и прогнозу продуктивности нефтегазонасыщенных пород//Академический журнал Западной Сибири. – 2014. – Т. 10. – № 2. – С. 45–46.
4. Тюкавкина О.В. Построение литологических и фильтрационно-емкостных моделей сложнопостроенных коллекторов (на примере месторождений Сургутского свода)//Вестник Воронежского государственного университета. Серия «Геология». – 2015. – № 1. – С. 41–48.

REFERENCES

1. Bulatov A.I., Kachmar Yu.D., Makarenko P.P., Yaremiychuk R.S. Well development. Reference manual. M., Nedra, 1999, 467 p.
2. Kalinin V.F. Lithological and physical criteria for optimization of the technology of clay-acid treatment of terrigenous reservoirs. Proceedings of the Saratov University, series of Sciences about the Earth, issue 1, vol. 7, 2007, p. 67–74.
3. Lobusev A.V., Strakhov P.N., Lobusev M.A. A new approach to assessing and predicting the productivity of oil and gas saturated rocks. Academic Journal of Western Siberia, 2014, vol. 10, no. 2, p. 45–46.
4. Tyukavkina O.V. Construction of lithological and filtration-capacitive models of complex reservoirs (on the example of the Surgut arch deposits) Bulletin of Voronezh State University. Series: Geology, 2015, no. 1, p. 41–48.

Александр Вячеславович ЛОБУСЕВ окончил геологический факультет МИНХиГП имени И.М. Губкина в 1980 г. по специальности «Горный инженер-геолог». Профессор, доктор геолого-минералогических наук РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. Автор более 130 научных публикаций.

Alexander V. LOBUSEV graduated from Gubkin Moscow Institute of petrochemical and Gas Industry in 1980, from the Geological Faculty. Professor, Doctor of Geological and Mineralogical Sciences of Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University). He is the author of more than 130 scientific publications.

E-mail: lobusev@gmail.com

Ольга Валерьевна ТЮКАВКИНА закончила Томский государственный университет в 1997 г. по специальности «Геологическая съемка, поиски и разведка». Доцент, кандидат геолого-минералогических наук РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. Автор более 70 научных публикаций.

Olga V. TYUKAVKINA she graduated from Tomsk State University in 1997, with a degree in Geological Survey, Prospecting and Exploration. Associate Professor, Candidate of Geological and Mineralogical Sciences of Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University). She is the author of more than 70 scientific publications.

E-mail: kpgng@gubkin.ru

Ирина Сергеевна ПЕРМЯКОВА, резервуарный инженер, ООО СЖЖ Восток. Автор 2 научных публикаций.

Irina S. PERMYAKOVA, reservoir Engineer, CGG Vostok. She is the author of 2 scientific publications.

E-mail: kpgng@gubkin.ru

Николай Васильевич МИЛЕТЕНКО, заместитель директора Департамента государственной политики и регулирования в области геологии и недропользования Минприроды Российской Федерации. Доктор геолого-минералогических наук, профессор.

Nikolay V. MILETENKO, deputy Director of the Department of State Policy and Regulation in the Field of Geology and Subsoil Use of the Ministry of Natural Resources of the Russian Federation. Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Professor.

E-mail: minprirody@mnr.gov.ru

Александр Петрович ПОЗДНЯКОВ окончил МИНХиГП имени И.М. Губкина в 1978 г. по специальности «Прикладная математика», в 1981 г. аспирантуру, в 2004 г. докторантуру там же. Профессор, доктор технических наук РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. Автор более 100 научных работ и изобретений, более 10 учебно-методических работ, одной монографии.

Alexander P. POZDNYAKOV graduated from Gubkin Moscow Institute of petrochemical and Gas Industry in 1978, from the specialty Applied Mathematics, he have finished a postgraduate study in 1981, in 2004, doctoral studies there. Professor, Doctor of Technical Science of Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University). He is the author of more than 100 scientific works and inventions, more than 10 teaching and methodical works, one monograph.

E-mail: kpgng@gubkin.ru