РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

DOI: 10.15593/2224-9923/2015.14.3

УДК 622.276.63

© Хижняк Г.П., Амиров А.М., Гладких Е.А., Козлов А.А.,
Колесов В.А., Захарян А.Г., Пестриков А.В.,
Чикин А.Е., Комин М.А., Харрис Р., 2015

ЛАБОРАТОРНЫЕ ИСПЫТАНИЯ КИСЛОТОГЕНЕРИРУЮЩЕГО СОСТАВА ДЕЕРА

Г.П. Хижняк, А.М. Амиров, Е.А. Гладких, А.А. Козлов¹, В.А. Колесов²,
А.Г. Захарян³, А.В. Пестриков³, А.Е. Чикин³, М.А. Комин⁴, Р. Харрис⁵

Пермский национальный исследовательский
политехнический университет, Пермь, Россия,

¹Славнефть-Красноярскнефтегаз, Красноярск, Россия,

²РН-КрасноярскНИПнефть, Красноярск, Россия,

³ОАО НК «Роснефть», ⁴SPE, Москва, Россия,

⁵Cleansorb Ltd, Гилфорд, Великобритания

Глубокая кислотная обработка матрицы породы карбонатных пластов кислотогенерирующим составом ДЕЕРА предполагает равномерное увеличение проницаемости в радиусе 3–6 м вокруг ствола добывающей или нагнетательной скважины. Этот тип воздействия на пласт идеален в тех случаях, когда продуктивность или приемистость скважины невысока по причине низкой проницаемости матрицы породы. Кислота образуется непосредственно в пласте, что обеспечивает превосходную равномерную кислотную обработку всей зоны, увеличивает пористость и проницаемость породы. Рассмотрены результаты лабораторных испытаний по воздействию на керны продуктивных отложений Куюмбинского лицензионного участка кислотогенерирующего состава ДЕЕРА (Cleansorb Ltd, Великобритания). Отличительной особенностью кислоты является воздействие на сеть природных трещин в карбонатных пластах. Цель таких обработок заключается в том, чтобы кислота ДЕЕРА проникла глубоко в сети природных трещин, пересекающих ствол скважины, для повышения их проводимости и связанности. Результатом воздействия ДЕЕРА на доломиты порово-трещинного типа стало увеличение раскрытости и объема трещин, пористости, проницаемость образцов выросла в 1,5–2,8 раза. Проницаемость алевролитов порового типа выросла в 4–9 раз.

Ключевые слова: керн, доломиты, алевролиты, проницаемость, пористость, матрица, трещины, кислотогенерирующий состав, время генерации, скорость генерации, растворяющая способность.

LABORATORY TESTS OF DEEPA ACID-GENERATING COMPOUND

G.P. Khizhniak, A.M. Amirov, E.A. Gladkikh, A.A. Kozlov¹, V.A. Kolesov²,
A.G. Zakharian³, A.V. Pestrikov³, A.E. Chikin³, M.A. Komin⁴, R. Harris⁵

Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russian Federation

¹Slavneft-Krasnoyarskneftegaz, Krasnoyarsk, Russian Federation

²RN-KrasnoyarskNIPneft, Krasnoyarsk, Russian Federation

³OJSC "Rosneft", ⁴SPE, Moscow, Russian Federation

⁵Cleansorb Ltd, Guildford, UK

Deep acid treatment of the carbonate deposit matrix using the DEEPA acid-generating compound assumes uniform increase in permeability within a radius of 3-6 m around the borehole of the producing or injection well. This type of bed stimulation is ideal when the well injectivity or productivity is low due to the low permeability of the rock matrix. Кислота образуется непосредственно в пласте, что обеспечивает превосходную равномерную кислотную обработку всей зоны, увеличивает пористость и проницаемость породы. The study contains the results of laboratory tests related to the effects of the DEEPA acid-generating compound (Cleansorb Ltd, UK) on the core of productive sediments located at Kujumbinsky block. A distinctive feature of acid is its impact on the network of natural fractures in carbonate reservoirs. The purpose of the treatment is the DEEPA acid penetration into the network of natural fractures intersecting the borehole, to improve their conductivity and connectivity. The DEEPA effects on porous-fissured dolomites included an increased fracture opening and volume, higher porosity; samples permeability increased by a factor of 1.5-2.8. Porosity of porous aleurolites increased by a factor of 4-9.

Keywords: core, dolomites, aleurolites, permeability, porosity, matrix, fractures, acid-generating compound, generation time, generation rate, solvent ability.

Введение

От одной трети до половины мировых запасов углеводородов обнаружены в структурах из карбонатной горной породы. Карбонатная горная порода имеет склонность к очень низкой проницаемости, особенно когда в ней отсутствуют какие-либо соединенные трещины. Во многих песчаниковых пластах структура горной породы может быть сцементирована карбонатом, или вблизи эксплуатационных скважин могут скапливаться карбонатные отложения в результате выделения двуокиси углерода из раствора вследствие падения давления. Другим видом отложений, которые могут скапливаться вокруг эксплуатационных скважин, являются отложения, содержащие оксиды и гидроксиды железа. Низкая проницаемость, буровой шлам и скопление отложений – всё это препятствует потоку нефти к эксплуатационной скважине, и обычным способом, используемым для увеличения размеров существующих и создания новых каналов вокруг ствола скважины в целях увеличения скорости потока, является кислотная обработка.

Для интенсификации добычи нефти используются различные кислотные составы (КС), преимущественно на основе соляной кислоты [1–8]. При этом успешность проведения кислотных обработок на многих месторождениях не превышает 30 % [9]. Соляная кислота немедленно реагирует с карбонатной горной породой, в связи с чем расстояние, на которое проникает кислота, незначительное, а образование узких и длинных каверн, известных как «червоточины», чревато внедрением по ним в скважину подошвенных вод.

Существенным недостатком применяемых сегодня кислотных составов на основе HCl является также высокая скорость коррозии подземного скважинного оборудования, что требует использования в данных составах дорогостоящих

ингибиторов коррозии. При повышенных пластовых температурах ($\approx 60^\circ\text{C}$) эффективность ингибиторов резко снижается, а при температуре более 80°C подавляющее число последних вовсе не эффективно.

Как следствие, перспективным направлением является применение кислотогенерирующих составов (КГС), которые лишены этих недостатков¹ [10–14].

Кислотогенерирующий состав (КГС) DEEPA, разработанный компанией Clean-sorb Ltd (Великобритания)², близок к так называемой «идеальной» системе обработки матрицы, т.е. к такой системе, которая не реагирует до момента проникновения в пласт. Нейтральный исходный реагент закачивается с поверхности и преобразуется в кислоту в скважине/пласте с помощью катализатора. Более 95 % от объема кислоты генерируется после проникновения в матрицу, что обеспечивает отличную равномерность обработки и эффективную стимуляцию матрицы [15].

Отличительной особенностью кислоты является воздействие на сеть природных трещин в карбонатных пластах. Цель таких обработок заключается в том, чтобы кислота DEEPA проникла глубоко в сети природных трещин, пересекающих ствол скважины, для повышения их проводимости и связанности.

Именно к таким пластам относятся породы рифейского комплекса Куюмбинского лицензионного участка, расположенного в пределах Байкитского района Эвенкийского муниципального района, входящего в состав Краснояр-

¹ Пат 2249097 РФ, кл. E21B43/27, E21B37/06, Способ обработки подземных продуктивных пластов / Харрис Р.Э. (GB), МакКЭй Я.Д. (GB); заявитель и патентообладатель «Клинсорб Лимитед» (GB).

² Пат 2122633 РФ, кл. E21B43/27, E21B37/06, C12N9/20. Способ кислотной обработки подземных пластов / Моузес В. (GB), Харрис Р. (GB); заявитель и патентообладатель «Клинсорб Лимитед» (GB). № 95122158/03; заявл. 29.04.1994; опубл. 27.11.1998, Бюл. № 33.

ского края. Для рифейских отложений характерна разнонаправленная система трещиноватости. Основными породообразующими минералами являются доломит (в редких случаях известняк), кварц и глинистые минералы.

КГС DEEPA состоит из двух компонентов: прекурсор кислоты (CS-LTA-1) – белый порошок, активатор (CS-GBC-3) – бесцветная жидкость (рис. 1). При смешивании компонентов с водой образуется состав, который с течением времени генерируется в кислотный состав на основе метановой (муравьиной) кислоты, способный растворять карбонаты в горной породе.

Исследование КГС DEEPA на совместимость

КГС DEEPA и его компоненты (прекурсор CS-LTA-1, активатор CS-GBC-3) были исследованы на совместимость с пластовыми флюидами (нефть, вода) и буровым раствором. Все тесты проведены при трех соотношениях 1:2, 1:1, 2:1 на двух дублирующих пробах. Результаты удовлетворительные: эмульсия и нерастворимый осадок отсутствовали.

Определение времени генерации КС

Для определения времени генерации кислотного состава были приготовлены шесть проб КГС, из них три на пресной воде, и три – на пластовой. Каждая про-

ба помещалась в термостатирующую рубашку, где с помощью термостата поддерживалась температура 30 °С. Замер кислотности пробы производился автоматически с помощью pH-метра. Время до стабилизации показателя pH принимается за время, необходимое для полной генерации кислотного состава. Так, для КГС, приготовленного на пресной воде, оно составило 3 ч, для приготовленного на пластовой воде – 4,5 ч (рис. 2).

Определение растворяющей способности КС

Растворяющая способность КГС была определена при его реакции с кубиками чистого кальцита (мрамор) и чистым доломитом – «таблетками» из керна Ку-юмбинского месторождения. Реакция с мрамором использовалась для контроля в качестве эталона. Образцы породы опускались в 100 г состава, находившегося в термостатирующей рубашке с температурой 30 °С (рис. 3).

Растворяющая способность КС определялась по времени его полной нейтрализации при прекращении снижения массы образца. Для КГС, приготовленного на пресной воде, растворяющая способность составляет: для чистого кальцита – 2,55 г, время нейтрализации порядка 110 ч; для чистого доломита – 2,45 г, время нейтрализации порядка 200 ч (рис. 4).

а

б

Рис. 1. Компоненты КГС DEEPA: *а* – прекурсор CS-LTA-1; *б* – активатор CS-GBC-3

Рис. 2. Динамика изменения значений pH КГС DEEPA: 1 – КГС на пресной воде; 2 – КГС на пластовой воде

Рис. 3. Определение растворяющей способности КС: а – исследования с кальцитом; б – исследования с доломитом

Рис. 4. Динамика изменения массы образца во времени: 1 – КГС на пресной воде + мрамор; 2 – КГС на пресной воде + доломит; 3 – КГС на пластовой воде + доломит

Рис. 5. Фотографии «таблеток» доломита до и после воздействия на них КГС, приготовленного на пресной воде

Для КГС на пластовой воде растворяющая способность для чистого доломита составляет 1,85 г, время нейтрализации порядка 200 ч. Уменьшение количества растворяемого доломита связано, по-видимому, с наличием солей в пластовой воде.

Для сравнения: растворяющая способность 12%-ной соляной кислоты для чистого кальцита равна 16,38 г.

На фотографиях «таблеток» керна после тестов наблюдается вытравливание карбонатов из горной породы. В результате на поверхности получаются каналы разной глубины (рис. 5).

Определение скорости растворения

На основе описанных выше тестов построены графики изменения скорости растворения породы во времени (рис. 6).

График скорости растворения образца во всех тестах имеет схожий вид: сначала резкий подъем до максимального значения, потом плавное падение до нуля. Для кальцита пик скорости наблюдается в первые часы и достигает значения порядка 5 г/(м²·мин). Для доломита пик скорости растворения находится в ин-

тервале от 20 до 40 ч. Для КГС, приготовленного на пресной воде, максимальная скорость растворения достигает значения порядка 0,3 г/(м²·мин). Для КГС, приготовленного на пластовой воде, максимальная скорость растворения достигает значения порядка 0,15 г/(м²·мин).

Таким образом, кислотогенирующий состав, приготовленный на пресной воде, обладает большей растворяющей способностью и более высокой скоростью растворения доломита, чем на пластовой воде.

Обоснование времени выдержки КГС в кернах

Для определения времени, необходимого для реакции КГС с горной породой, были проведены исследования динамики растворения доломита. Навеска измельченного доломита помещалась в герметичную термостатированную колбу с 50 г (46,6 см³) КГС. В процессе растворения доломита фиксировался выделившийся газ, который затем пересчитывался в объем растворенной породы. Остаток породы в колбе контролировался взвешиванием в сухом виде. Установлено, что

Рис. 6. Скорость растворения образца при 30 °C (* – дублирующий опыт)

наиболее активно реакция протекает в первые 12 ч. Таким образом, при проведении фильтрационных исследований время выдержки КГС DEEPA для реакции с породой должно быть не менее 12 ч. На практике это время равнялось 20 ч. Отметим, что увеличение времени выдержки с 20 до 40 ч не влияло на результат.

Фильтрационные испытания воздействия КГС DEEPA на кернах

Коллекция образцов керна была представлена коллекторами шести групп: 1) доломит с естественной трещиноватостью; 2) чистый доломит; 3) доломит с примесью 5–10 % кварца; 4) доломит с примесью кварца и глинистых минералов; 5) доломит с пористостью более 1,5 %; 6) алевролит доломитизированный.

Для проведения фильтрационных экспериментов с кислотогенерирующим составом DEEPA были отобраны 12 образцов – по два в каждой группе. Привязка и коллекторские свойства образцов приведены в табл. 1. Все образцы обладают низкими коллекторскими свойствами – по проницаемости это в основном десятые, сотые и тысячные доли миллидарси, пористость в основном до 2 %.

Результаты определения минералогического состава методом рентгеноспектрального анализа подтвердили максимальное содержание кварца, порядка 50 %, и минимальное, около 46 %, содержание доломита у алевролитов доломитизированных, при максимальном, 100%-ном содержании доломита в группе чистых доломитов (табл. 2).

Таблица 1

Коллекторские свойства образцов керна

Группа	Месторождение	Номер скв.	Номер образца	Глубина отбора, м	Исходный образец керна			Образец керна с трещиной	
					Пористость по гелию K_p , %	Объем пор $V_{пор}$, см ³	Абсолютная газопроницаемость $K_{пр.г}$, 10 ⁻³ мкм ²	Пористость по пластовой воде $K_{п.тр}$, %	Объем пор $V_{пор.тр}$, см ³
1	Куюмбинское	К-237	29185	2416,02	1,12	0,24	19,31	1,13	0,24
	Кординское	Крд-2	36595	2514,45	0,63	0,13	14,95	0,65	0,14
2	Куюмбинское	К-237	29291	2534,50	0,37	0,08	0,002	0,69	0,16
			29515	3241,60	0,30	0,07	0,001	0,56	0,12
3	Куюмбинское	К-237	29489	3235,45	0,35	0,08	0,02	0,59	0,14
	Кординское	Крд-2	36847	2624,60	0,41	0,09	0,003	1,17	0,26
4	Куюмбинское	К-231	22692	2561,28	0,21	0,05	0,004	0,62	0,14
			22782	2612,33	1,84	0,40	0,103	2,09	0,48
5	Куюмбинское	К-237	29203	2423,71	1,83	0,40	0,013	2,58	0,60
			29243	2520,10	2,25	0,48	0,006	3,26	0,70
6	Куюмбинское	К-205кз	16386-13	2599,00	6,73	1,44	0,242	6,26*	1,34*
			16400-13	2599,00	6,64	1,41	0,214	6,32*	1,34*

* – образец без трещины.

Таблица 2

Минералогический состав образцов керна
по результатам рентгеноспектрального анализа

Группа	Номер образца	Состав, %				
		Глинистые минералы	Кварц	Полевые шпаты	Кальцит	Доломит
Доломит с естественной трещиноватостью	29185	0	12	6	0	82
	36595	0	6	0	0	94
Чистый доломит	29291	0	0	0	0	100
	29515	0	0	0	0	100
Доломит с примесью 5–10 % кварца	29489	0	7	0	0	93
	36847	0	9	0	0	91
Доломит с примесью кварца и глинистых минералов	22692	8,7	4,3	0	0	87
	22782	3,2	12,8	3,2	0	81
Доломит с пористостью более 1,5 %	29203	0	15	0	0	85
	29243	0	21	0	0	79
Алеврит доломитизированный	16386-13	0	49,8	3,8	0	46,4
	16400-13	0	48,8	5,1	0	46,1

На образцах 2–5-й групп была создана искусственная трещиноватость согласно ГОСТ 21153.3–85 на испытательных прессах, максимальное усилие которых не менее чем на 20–30 % превышает предельную нагрузку на образец.

Работы по фильтрации были выполнены с применением модульной компьютеризированной системы AFS-300 производства фирмы CORETEST (США),

которая позволяет проводить моделирование практически всех фильтрационных процессов нефтедобычи – от бурения скважины до ее эксплуатации. Испытания, включающие фильтрацию нефти до и после воздействия кислотного состава DEEPA, промывку керна бутилгликолем для освобождения от продуктов реакции, проводились в термобарических условиях, моделирующих пластовые:

температура 30 °С, поровое давление 20,9 МПа. Давление обжима (гидростатическое) подбиралось из условия получения проницаемости по нефти в пределах $(2...3) \cdot 10^{-3}$ мкм². Фильтрация флюидов осуществлялась со скоростью 0,1 см³/мин.

Порядок проведения испытаний был следующим:

– Прокачка пластовой воды в количестве трех поровых объемов через образец керна в направлении пласт – скважина. Определение проницаемости по воде K_w .

– Прокачка изовязкозной модели нефти в количестве трех поровых объемов через образец керна в направлении пласт – скважина. Выдержка при термобарических условиях насыщенного нефтью образца керна в течение 48 ч.

– Определение проницаемости по нефти $K_{н1}$.

– Прокачка реагента DEEPA в количестве трех поровых объемов через обра-

зец керна в направлении скважина – пласт. Определение проницаемости ($K_{КГС1}$). Выдержка при термобарических условиях в течение 20 ч.

– Прокачка изовязкозной модели нефти в количестве трех поровых объемов через образец керна в направлении пласт – скважина. Определение проницаемости по нефти ($K_{н2}$).

– Прокачка двух поровых объемов бутилгликоля ($C_6H_{14}O_2$) для промывки керна от продуктов реакции и последующего определения абсолютной проницаемости по нефти.

– Прокачка изовязкозной модели нефти в количестве трех поровых объемов через образец керна в направлении пласт – скважина. Определение проницаемости по нефти ($K_{н3}$).

Результаты испытаний сведены в табл. 3.

Таблица 3

Результаты фильтрационных испытаний на керне

Цикл закачки КГС	Коэффициент проницаемости	Доломит с естественной трещиноватостью		Чистый доломит		Доломит с примесью 5–10 % кварца		Доломит с примесью кварца и глинистых минералов		Доломит с пористостью более 1,5 %		Алевролит доломитизированный	
		29 185 ^а	36 595	29 291	29 515	29 489	36 847	22 692	22 782	29 243	29 203	16386-13	16400-13
1	$K_{пр.г}$	19,31	14,95	46,5	13,6	11,3	20,7	18	18,4	29,3	31,9	0,242	0,214
	$K_{в1}$	4,62	3,11	8,09	5,49	5,34	3,98	3,46	3,01	4,82	4,51	0,078	0,063
	$K_{н1}$	3,58	2,31	3,51	3,23	2,68	2,11	2,91	2,69	3,7	3,01	0,025	0,023
	$K_{КГС1}$	3,41	1,82	3,2	2,8	2,13	1,63	2,67	2,72	3,21	2,59	0,007	0,004
	$K_{н2}$	5,06	2,56	6,11	4,27	6,22	5,12	4,95	3,26	5,39	3,76	0,043	–
2	$K_{н3}$	6,90	2,86	7,06	5,85	7,52	5,63	5,23	3,65	6,33	4,39	0,045	–
	$K_{н2}/K_{н1}$	193 %	124 %	201 %	181 %	281 %	267 %	180 %	136 %	171 %	146 %	180 %	–
	$K_{КГС2}$	–	2,73	–	–	–	–	–	3,35	–	4,21	0,019	0,01
	$K_{н4}$	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	0,054	–
	$K_{н5}$	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	0,065	–
3	$K_{н5}/K_{н1}$	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	260 %	–
	$K_{КГС3}$	–	3,67	–	–	–	–	–	4,25	–	5,82	0,047	0,032
	$K_{н6}$	–	5,69	–	–	–	–	–	6,35	–	6,17	0,125	0,097
	$K_{н7}$	–	6,54	–	–	–	–	–	6,87	–	7,29	0,144	0,142
	$K_{н7}/K_{н1}$	–	283 %	–	–	–	–	–	255 %	–	242 %	576 %	617 %

Окончание табл. 3

Цикл закачки КГС	Коэф- фициент прони- цаемо- сти	Доломит с естествен- ной трещи- новатостью		Чистый доломит		Доломит с примесью 5–10 % кварца		Доломит с примесью кварца и глинистых минералов		Доломит с пористо- стью более 1,5 %		Алеврит доломитизиро- ванный	
		29 185*	36 595	29 291	29 515	29 489	36 847	22 692	22 782	29 243	29 203	16386-13	16400-13
4	$K_{пр.г}$	19,31	14,95	46,5	13,6	11,3	20,7	18	18,4	29,3	31,9	0,242	0,214
	$K_{в1}$	4,62	3,11	8,09	5,49	5,34	3,98	3,46	3,01	4,82	4,51	0,078	0,063
	$K_{н1}$	3,58	2,31	3,51	3,23	2,68	2,11	2,91	2,69	3,7	3,01	0,025	0,023
	$K_{КГС4}$	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	0,127	–
	$K_{н8}$	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	0,185	–
4	$K_{н9}$	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	0,233	–
	$K_{н9}/K_{н1}$	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	932 %	–

Примечание: * – в этой строке указаны номера образцов. $K_{пр.г}$ – проницаемость по газу, 10^{-3} мкм²; $K_{в1}$ – проницаемость по пластовой воде до КГС, 10^{-3} мкм²; $K_{н1}$ – проницаемость по нефти до КГС, 10^{-3} мкм²; $K_{КГС1}$ ($K_{КГС2}$, $K_{КГС3}$) – проницаемость по кислотогенерирующему составу в процессе его закачки, 10^{-3} мкм²; $K_{н2}$ ($K_{н4}$, $K_{н6}$, $K_{н8}$) – проницаемость по нефти соответственно после 1-й (2–4-й) выдержки образца на реакцию с КГС, 10^{-3} мкм²; $K_{н3}$ ($K_{н5}$, $K_{н7}$, $K_{н9}$) – проницаемость по нефти после прокачки через образец бутилгликоля, 10^{-3} мкм².

Таблица 4

Сравнение пористости образцов керна до и после обработки КГС DEEPA

Группа	Номер образца	До обработки КГС		После обработки КГС		$K_{н2}/K_{н1}$, ед.	Среднее $K_{н2}/K_{н1}$, ед.
		Объем пор $V_{пор1}$, см ³	Коэффи- циент по- ристости $K_{н1}$, %	Объем пор $V_{пор2}$, см ³	Коэффи- циент по- ристости $K_{н2}$, %		
Доломит с естественной трещиноватостью	29185	0,24	1,13	0,49	2,31	2,04	1,91
	36595	0,14	0,65	0,25	1,16	1,78	
Чистый доломит	29291	0,16	0,69	0,41	1,76	2,55	2,78
	29515	0,12	0,56	0,36	1,68	3,00	
Доломит с примесью 5–10 % кварца	29489	0,14	0,59	0,41	1,73	2,93	2,62
	36847	0,26	1,17	0,6	2,71	2,32	
Доломит с примесью кварца и глинистых минералов	22692	0,14	0,62	0,51	2,26	3,65	2,96
	22782	0,48	2,09	1,09	4,75	2,27	
Доломит с пористостью более 1,5 %	29203	0,60	2,58	1,69	7,28	2,82	2,48
	29243	0,70	3,26	1,5	6,98	2,14	
Алеврит доломитизированный	16386-13	1,34	6,26	1,88	8,78	1,40	1,29

В результате воздействия кислотогенерирующего состава DEEPA на трещины 10 образцов доломитов для всех литотипов отмечается увеличение пористости, раскрытости трещины и проницаемости. Так, минимальное изменение пористости, как и следовало ожидать, наблюдается у алевритов доломитизи-

рованных – в среднем в 1,29 раза, а максимальное – у чистых доломитов, а также у доломитов с примесью кварца и глинистых минералов, увеличение соответственно в 2,78 и 2,96 раза (табл. 4).

Томографическими исследованиями с помощью микрофокусной системы рентгенооскопии Nikon Metrology XT H 225

установлено, что для всех доломитов отмечается увеличение как объема трещины от 1,5 до 4,9 раз при среднем 3,3, так и ее ширины (раскрытости) – от 1,3 до 2,0 раз при среднем 1,5 (рис. 7).

В ходе проведенных исследований КГС DEEPA показал свою эффективность: проницаемость доломитов выросла в 1,5–2,8 раза (рис. 8), алевролитов – в 4–9 раз (рис. 9).

Рис. 7. Томографическое изображение продольного сечения образца ядра № 29291 с помощью системы рентгенографии и компьютерной томографии ХТ Н 225: *а* – до воздействия; *б* – после воздействия

Рис. 8. Изменение проницаемости трещинных образцов ядра после воздействия КГС DEEPA

Рис. 9. Изменение проницаемости поровых образцов керна (алевролиты доломитизированные) после воздействия КГС DEEPA

Доломиты с естественной трещиноватостью. Для образца № 29185 после одной закачки КГС проницаемость выросла на 93 % – с $3,58 \cdot 10^{-3}$ до $6,90 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$.

Для образца № 36595 после первой закачки КГС проницаемость выросла незначительно – на 24 % – с $2,31 \cdot 10^{-3}$ до $2,86 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, поэтому было принято решение о дополнительных закачках КГС. После двух последовательных закачек проницаемость выросла до $6,54 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, прирост составил 183 %.

Чистый доломит. На образцах № 29291 и 29515 было выполнено по одной закачке КГС, прирост проницаемости составил 101 и 81 % соответственно.

Доломит с примесью 5–10 % кварца. На образцах № 29489 и 36847 было выполнено по одной закачке КГС, прирост проницаемости составил 181 и 167 % соответственно.

Доломит с примесью кварца и глинистых минералов. Для образца № 22692 после одной закачки КГС проницаемость выросла с $2,91 \cdot 10^{-3}$ до $5,23 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, прирост составил 80 %.

Для образца № 22782 после первой закачки КГС проницаемость выросла незначительно – на 36 %, с $2,69 \cdot 10^{-3}$ до $3,65 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, поэтому было принято решение о дополнительных закачках КГС. После двух последовательных закачек проницаемость выросла до $6,87 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, прирост составил 155 %.

Доломит с пористостью более 1,5 %. Для образца № 29243 после одной закачки КГС проницаемость выросла с $3,70 \cdot 10^{-3}$ до $6,33 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, прирост составил 171 %.

Для образца № 29203 после первой закачки КГС проницаемость выросла незначительно – на 46 % – с $3,01 \cdot 10^{-3}$ до $4,39 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. Было принято решение

о дополнительных закачках КГС. После двух последовательных закачек проницаемость выросла до $7,29 \cdot 10^{-3}$ мкм², прирост составил 142 %.

Также в ходе проведения фильтрационных испытаний было установлено, что увеличение времени выдержки КГС в образце керна не влияет на конечный результат. Так, для образца № 29515 при выдержке в 40 ч прирост проницаемости составил 81 % против 101 % для образца № 29291 из той же группы (чистый доломит) при выдержке в 20 ч.

Для образца № 36847 из группы «Доломит с примесью 5–10 % кварца» при выдержке в 40 ч прирост проницаемости составил 167 % против 158 % для образца № 29489 из той же группы при выдержке в 20 ч.

Полученные результаты подтвердили сделанный ранее вывод о достаточности 20-часовой выдержки КГС в образце керна.

Алевролит доломитизированный (см. рис. 12). Для образца № 16386-13 выполнено четыре закачки КГС с замером проницаемости по нефти после каждой закачки. Проницаемость увеличилась с $0,025 \cdot 10^{-3}$ до $0,233 \cdot 10^{-3}$ мкм², прирост составил 832 %.

Для образца № 16400-13 выполнено три последовательных закачки КГС с замером проницаемости по нефти после последней закачки. Проницаемость уве-

личилась с $0,023 \cdot 10^{-3}$ до $0,142 \cdot 10^{-3}$ мкм², прирост составил 517 %.

Заключение

В результате проведенных исследований установлено:

- генерация кислотного состава DEERA происходит за 3 ч;

- время выдержки КГС DEERA для реакции с породой должно быть не менее 20 ч;

- во всех случаях обработки образцов керна кислотогенерирующим составом DEERA происходит увеличение пористости:

- для образцов с трещиноватостью в среднем в 2,5 раза,

- для поровых образцов – в 1,4 раза, что также подтверждается томографическими изображениями, на которых отчетливо видно увеличение раскрытости трещин;

- увеличение проницаемости после воздействия КГС DEERA для доломитов составило 1,5–2,8 раза, для алевролитов – 4–9 раз.

На примере коллекторов трещинного и порового типов Куямбинского лицензионного участка установлена совместимость реагента с пластовыми жидкостями, определены параметры дизайна ОПЗ для последующих испытаний данного типа реагента в промысловых условиях.

Список литературы

1. Глушенко В.Н., Силин М.А. Нефтепромысловая химия: в 5 т. Т. 4. Кислотная обработка скважин. – М.: Интерконтакт Наука, 2010. – 703 с.
2. Фильтрационные исследования новых кислотных составов для обработки карбонатных коллекторов / Г.П. Хижняк, И.Н. Пономарева, А.М. Амиров, П.Ю. Илюшин, В.Н. Глушенко, О.А. Пташко // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 11. – С. 116–119.
3. Определение оптимальной скорости закачки кислотных составов по результатам исследований на кернах / Г.П. Хижняк, И.Н. Пономарева, А.М. Амиров, В.Н. Глушенко // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 06. – С. 52–54.
4. Плюснин Г.В. Результаты лабораторных исследований по обработке образцов терригенных пород кислотными составами // Вестник Пермского государственного технического университета. Нефтегазовое и горное дело. – 2006. – № 1. – С. 76–80.
5. Результаты обработок составом ДН-9010 призабойных зон пластов Бш нефтяных месторождений района ВКМКС / В.В. Поплыгин, И.С. Давыдова, И.В. Кузнецов, С.В. Галкин // Вестник Пермского государственного технического университета. Нефтегазовое и горное дело. – 2010. – № 5. – С. 70–74.
6. Поплыгин В.В., Белоглазова Е.А., Иванова А.С. Анализ результатов проведения кислотных обработок в сложных геолого-технологических условиях // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2014. – № 10. – С. 83–90.
7. Глушенко В.Н., Пташко О.А. Фильтрационные исследования новых кислотных составов для обработки карбонатных коллекторов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2014. – № 11. – С. 46–56.
8. Оценка эффективности воздействия кислотных составов на керны с использованием регрессионного анализа / В.И. Галкин, Г.П. Хижняк, А.М. Амиров, Е.А. Гладких // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2014. – № 13. – С. 38–48. DOI: 10.15593/2224-9923/2014.13.4
9. Сучков Б.М. Добыча нефти из карбонатных коллекторов. – Ижевск: Регулярная и хаотическая динамика, 2005. – 688 с.

10. Stimulation of a Producing Horizontal Well Using Enzymes that Generate Acid In-Situ – Case History / R.E. Harris, I.D. McKay, J.M. Mbala, R.P. Schaaf // SPE European Formation Damage Conference, 21–22 May 2001. SPE-68911-MS. – The Hague, 2001, available at: <http://dx.doi.org/10.2118/68911-MS> (дата обращения: 12.12.2014).
11. Almond S.W., Harris R.E., Penny G.S. Utilization of Biologically Generated Acid for Drilling Fluid Damage Removal and Uniform Acid Placement Across Long Formation Intervals // SPE European Formation Damage Conference, 15–16 May 1995. SPE-30123-MS. – The Hague, 1995, available at: <http://dx.doi.org/10.2118/30123-MS> (дата обращения: 12.12.2014).
12. Lab Studies and Field Application of In-Situ Generated Acid To Remove Filter Cake in Gas Wells / H.A. Nasr-El-Din, M.G.H. Al-Otaibi, A.M. Al-Qahtani, I.D. McKay // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 9–12 October 2005. SPE-96965-MS. – Dallas, 2005, available at: <http://dx.doi.org/10.2118/96965-MS> (дата обращения: 12.12.2014).
13. Designing Well Fluids for the Ormen Lange Gas Project, Right on the Edge / S.R. Vickers, A.P. Hutton, A. Lund, I.D. McKay, A. Van Kranenburg, J. Twycross // SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control, 13–15 February 2008. SPE-112292-MS. – Lafayette, 2008, available at: <http://dx.doi.org/10.2118/112292-MS> (дата обращения: 12.12.2014).
14. Evaluation of Acid Precursor-Enzyme System for Filter Cake Removal by a Single Stage Treatment / M.A.A. Siddiqui, H.A. Al-Anazi, A.A. Al-Ansari, M.A. Bataweel, D.E. Hembling // SPE Europe/EAGE Annual Conference and Exhibition, 12–15 June 2006, SPE-99799-MS. – Vienna, 2006, available at: <http://dx.doi.org/10.2118/99799-MS> (дата обращения: 12.12.2014).
15. Stimulation of a Producing Horizontal Well Using Enzymes that Generate Acid In-Situ – Case History / R.E. Harris, I.D. McKay, J.M. Mbala, R.P. Schaaf // SPE European Formation Damage Conference. –The Hague, 2001. DOI:10.2118/68911-MS

References

1. Glushchenko V.N., Silin M.A. Neftepromyslovaia khimiia. Tom 4. Kislotnaia obrabotka skvazhin [Oil-field chemistry. Vol. 4. Acid treatment of wells]. Moscow: Interkontakt Nauka, 2010. 703 p.
2. Khizhniak G.P., Ponomareva I.N., Amirov A.M., Iliushin P.Iu., Glushchenko V.N., Ptashko O.A. Fil'tratsionnye issledovaniia novykh kislotnykh sostavov dlia obrabotki karbonatnykh kollektorov [Filtration studies of the novel acid compounds for carbonate reservoir treatment]. *Nefteanoe khoziaistvo*, 2013, no. 11, pp. 116–119.
3. Khizhniak G.P., Ponomareva I.N., Amirov A.M., Glushchenko V.N. Opredelenie optimal'noi skorosti zakachki kislotnykh sostavov po rezul'tatam issledovaniia na kernakh [Finding the optimum rate of acid compounds injection of using the results of core analysis]. *Nefteanoe khoziaistvo*, 2014, no. 06, pp. 52–54.
4. Pliusnin G.V. Rezul'taty laboratornykh issledovaniy po obrabotke obraztsov terrigennykh porod kislotnymi sostavami [Results of laboratory research on terrigenous sample treatment by acid compounds]. *Vestnik Permskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta. Neftegazovoe i gornoe delo. Perm'*, 2006, no. 1, pp. 76–80.
5. Poplygin V.V., Davydova I.S., Kuznetsov I.V., Galkin S.V. Rezul'taty obrabotok sostavom DN-9010 prizaboynykh zon plastov Bsh nefitykh mestorozhdenii raiona VKMKs [Results of treating bottom-hole formation zones of Bsh oil deposits in Verkhnekamskoe deposit of potassium and magnesium salts with DN-9010 composition]. *Vestnik Permskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta. Neftegazovoe i gornoe delo. Perm'*, 2010, no. 5, pp. 70–74.
6. Poplygin V.V., Beloglazova E.A., Ivanova A.S. Analiz rezul'tatov provedeniia kislotnykh obrabotok v slozhnykh geologo-tekhnologicheskikh usloviakh [Analysis of the results of acid treatment in difficult geologic and technological conditions]. *Bulletin of PNRPU. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining*, 2014, no. 10, pp. 83–90.
7. Glushchenko V.N., Ptashko O.A. Fil'tratsionnye issledovaniia novykh kislotnykh sostavov dlia obrabotki karbonatnykh kollektorov [Filtration studies of the novel acid compounds for carbonate reservoir treatment]. *Bulletin of PNRPU. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining*, 2014, no. 11, pp. 46–56.
8. Galkin V.I., Khizhniak G.P., Amirov A.M., Gladkikh E.A. Otsenka effektivnosti vozeistviia kislotnykh sostavov na kerny s ispol'zovaniem regressiionnogo analiza [Assessment of efficiency of core sample acidizing by regression analysis]. *Bulletin of PNRPU. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining*, 2014, no. 13, pp. 38–48. DOI: 10.15593/2224-9923/2014.13.4.
9. Suchkov B.M. Dobyicha nefiti iz karbonatnykh kollektorov [Extraction of oil from carbonate collectors]. *Izhevsk: Reguliarnaia i khaoticheskaia dinamika*, 2005. 688 p.
10. Harris R.E., McKay I.D., Mbala J.M., Schaaf, R.P. Stimulation of a Producing Horizontal Well Using Enzymes that Generate Acid In-Situ – Case History. *SPE European Formation Damage Conference*, 21–22 May 2001, The Hague, Netherlands. SPE-68911-MS, available at: <http://dx.doi.org/10.2118/68911-MS> (accessed 12 December 2014).
11. Almond S.W., Harris R.E., Penny G.S. Utilization of Biologically Generated Acid for Drilling Fluid Damage Removal and Uniform Acid Placement Across Long Formation Intervals. *SPE European Formation Damage Conference*, 15–16 May 1995, The Hague, Netherlands. SPE-30123-MS, available at: <http://dx.doi.org/10.2118/30123-MS> (accessed 12 December 2014).
12. Nasr-El-Din H.A., Al-Otaibi M.G.H., Al-Qahtani A.M., McKay I.D. Lab Studies and Field Application of In-Situ Generated Acid To Remove Filter Cake in Gas Wells. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 9–12 October 2005, Dallas, Texas. SPE-96965-MS, available at: <http://dx.doi.org/10.2118/96965-MS> (accessed 12 December 2014).
13. Vickers S.R., Hutton A.P., Lund A., McKay I.D., Van Kranenburg A., Twycross J. Designing Well Fluids for the Ormen Lange Gas Project, Right on the Edge. *SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control*, 13–15 February 2008, Lafayette, Louisiana, USA. SPE-112292-MS, available at: <http://dx.doi.org/10.2118/112292-MS> (accessed 12 December 2014).
14. Siddiqui M.A.A., Al-Anazi H.A., Al-Ansari A.A., Bataweel M.A., Hembling D.E. Evaluation of Acid Precursor-Enzyme System for Filter Cake Removal by a Single Stage Treatment. *SPE Europe/EAGE Annual Conference and Exhibition*, 12–15 June 2006, Vienna, Austria. SPE-99799-MS, available at: <http://dx.doi.org/10.2118/99799-MS> (accessed 12 December 2014).
15. Harris R.E., McKay I.D., Mbala J.M., Schaaf R.P. Stimulation of a Producing Horizontal Well Using Enzymes that Generate Acid In-Situ – Case History. *SPE European Formation Damage Conference*. The Hague, 2001. DOI:10.2118/68911-MS

Об авторах

Хижняк Григорий Петрович (Пермь, Россия) – доктор технических наук, доцент, заведующий кафедрой нефтегазовых технологий Пермского национального исследовательского политехнического университета (614990, Россия, г. Пермь, Комсомольский пр., 29; e-mail: xgr@pstu.ru).

Амиров Алексей Маратович (Пермь, Россия) – заведующий лабораторией Пермского национального исследовательского политехнического университета (614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29; e-mail: aam@pstu.ru).

Гладких Евгений Александрович (Пермь, Россия) – инженер-исследователь Пермского национального исследовательского политехнического университета (614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29; e-mail: gladkih.ea@mail.ru).

Козлов Андрей Александрович (Красноярск, Россия) – директор департамента разработки нефтяных и газовых месторождений ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» (660012, г. Красноярск, ул. Анатолия Гладкова, 2а; e-mail: KozlovAA@slavneft-kng.ru).

Колесов Владимир Анатольевич (Красноярск, Россия) – заведующий сектором отдела петрофизики и интерпретации данных ГИС ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть» (660022, г. Красноярск, ул. Партизана Железняка, 24в; e-mail: KolesovVA@kr-nipineft.ru).

Захарян Александр Григорьевич (Москва, Россия) – кандидат технических наук, главный специалист управления повышения эффективности разработки и КИН департамента разработки месторождений ОАО НК «Роснефть» (115054, г. Москва, Дубининская, 31а; e-mail: AGZakharyan@rosneft.ru).

Пестриков Алексей Владимирович (Москва, Россия) – главный специалист департамента научно-технического развития и инноваций ОАО НК «Роснефть» (119049, г. Москва, ул. Шаболовская, 10, стр. 2; e-mail: a_pestrikov@rosneft.ru).

Чикин Андрей Егорович (Москва, Россия) – кандидат технических наук, заместитель начальника управления нефтепромысловых услуг департамента нефтепромысловых услуг и супервайзинга ОАО НК «Роснефть» (115054, г. Москва, ул. Дубининская, 31а; e-mail: a_chikin@rosneft.ru).

Комин Максим Александрович (Москва, Россия) – участник профессионального общества Society of Petroleum Engineers (SPE) (127055, г. Москва, Перуновский пер., д. 3, стр. 2; e-mail: MKomin@spemail.org).

Harris Ralph Edmund (Гилфорд, Великобритания) – Ph. D. Microbial Biochemistry, Director of Cleansorb Ltd (Unit 1J Merrow Business Centre Merrow Lane Guildford GU4 7WA United Kingdom; e-mail: ralph.harris@cleansorb.com).

About the authors

Grigorii P. Hizhniak (Perm, Russian Federation) – Doctor of Technical Sciences, Associate Professor, Head of Department of Oil-and-gas Technology, Perm National Research Polytechnic University (614990, Perm, Komsomolsky av., 29; e-mail: xgp@mail.ru).

Aleksei M. Amirov (Perm, Russian Federation) – Head of Laboratory, Perm National Research Polytechnic University (614990, Perm, Komsomolsky av., 29; e-mail: aam@pstu.ru).

Evgenii A. Gladkikh (Perm, Russian Federation) – Researcher-Engineer, Perm National Research Polytechnic University (614990, Perm, Komsomolsky av., 29; e-mail: gladkikh.ea@mail.ru).

Andrei A. Kozlov (Krasnoyarsk, Russian Federation) – Director, Department of Oil and Gas Field Development, LLC “Slavneft-Krasnoyarskneftegaz” (660012, Krasnoyarsk, Anatolii Gladkov st., 2a; e-mail: KozlovAA@slavneft-kng.ru).

Vladimir A. Kolesov (Krasnoyarsk, Russian Federation) – Head of Unit, Department of Petrophysics and GIS-data Analysis, LLC “RN-KrasnoyarskNIPIneft” (660022, Krasnoyarsk, Partizan Zhelezniak st., 26v; e-mail: KolesovVA@kr-nipineft.ru).

Aleksandr G. Zakharian (Moscow, Russia) – Ph. D. in Technical Sciences, Principal Engineer, Division of Development Efficiency and Oil Recovery Factor Improvement, Department of Field Development, OJSC “Rosneft” (115054, Moscow, Dubininskaia st., 31a; e-mail: AGZakharyan@rosneft.ru).

Aleksei V. Pestrikov (Moscow, Russian Federation) – Principal Engineer, Department of Scientific and Technical Development and Innovation, OJSC “Rosneft” (119049, Moscow, Shabolovskaia st., 10, unit 2; e-mail: a_pestrikov@rosneft.ru).

Andrei E. Chikin (Moscow, Russian Federation) – Ph. D. in Technical Sciences, Deputy Head of Division of Oilfield Services, Division of Oilfield Services Management, Department of Oilfield Services and Supervising, OJSC “Rosneft” (115054, Moscow, Dubininskaia st., 31a; e-mail: a_chikin@rosneft.ru).

Maksim A. Komin (Moscow, Russian Federation) – Member of Professional Association Society of Petroleum Engineers (SPE) (127055, Moscow, Perunovskii lane, 3, unit 2; e-mail: MKomin@spemail.org).

Ralph E. Harris (Guildford, UK) – Ph. D. Microbial Biochemistry, Director, Cleansorb Ltd (Unit 1J Merrow Business Centre Merrow Lane Guildford GU4 7WA; e-mail: ralph.harris@cleansorb.com).

Получено 14.01.2015

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Исследование воздействия кислотогенерирующего состава DEEPA на керны продуктивных отложений Куомбинского лицензионного участка / Г.П. Хизхник, А.М. Амиров, Е.А. Гладких, А.А. Козлов, В.А. Колесов, А.Г. Захарян, А.В. Пестриков, А.Е. Чикин, М.А. Комин, Р. Харрис // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – № 14. – С. 18–31. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.14.3

Please cite this article in English as:

Khizhniak G.P., Amirov A.M., Gladkikh E.A., Kozlov A.A., Kolesov V.A., Zakharian A.G., Pestrikov A.V., Chikin A.E., Komin M.A., Harris R. Laboratory tests of DEEPA acid-generating compound. *Bulletin of PNRPU. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining*, 2015, no. 14, pp. 18–31. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.14.3