

УДК 626.276.5

**ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН
НА КУЮМБИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**

FEATURES OF THE STRUCTURE OF THE RESERVOIRS AND DEVELOPMENT
WELLS KUYUMBINSKY FIELD

**Ю. В. Зейгман, В. Ш. Мухаметшин, М. А. Токарев, А. И. Пономарев,
А. Р. Хафизов**

Yu. V. Zeigman, V. Sh. Mukhametshin, M. A. Tokarev, A. I. Ponomarev,
A. R. Khafizov

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа

*Ключевые слова: рифейские отложения; нефтекислотный раствор;
водный раствор на основе сухокислотной смеси*

Key word: riphean deposits; the oil acid solution; the aqueous solution based on the dry acid mixture

Сложный характер строения пустотного пространства, наличие промышленных запасов нефти в локализованных зонах и характер насыщения пустот углеводородами в продуктивном карбонатном разрезе рифейских отложений резко отличает эти объекты от традиционно разрабатываемых коллекторов. Практика разработки и эксплуатации объектов показала, что традиционными методами геофизических и гидродинамических исследований, а также лабораторными исследованиями керна построить адекватные фильтрационные модели практически не удается.

Нефтяные месторождения в карбонатных пластах рифейских отложений представлены в основном доломитами и имеют каверно-трещинную проницаемость. Продуктивные пласты представлены плотными горными породами с крайне низкими значениями коэффициентов открытой пористости и абсолютной проницаемости. Такие нефтенасыщенные породы часто не способны пропускать через себя жидкости и газы (то есть обладают низкой межзерновой проницаемостью) [1]. Вместе с тем на таких месторождениях имеют место значительные по величине притоки жидкости из пластов в скважины. Фильтрация жидкости происходит в основном по имеющимся трещинам и кавернам [2–5].

Куюмбинское нефтяное месторождение приурочено к кавернотрещинным пластам, насыщенным маловязкой нефтью с высокими значениями газового фактора. Рифейский разрез месторождения представлен чередующимися пластами параллельно слоистых, строматолитовых, пелитоморфных массивных и интракластовых доломитов. В составе месторождения встречаются единичные пласты доломитовых аргиллитов и глинистых доломитов. Практика разбуривания и опытно-промышленной эксплуатации месторождения показали, что при вызове притока и освоении скважин происходит большое количество осложнений, не позволяющих проводить непрерывную эксплуатацию добывающих скважин. По оценке исследователей, трещинная пустотность является основой процессов фильтрации жидкости и газа. Трещины связывают между собой большую часть пустотного пространства коллектора.

По результатам исследований, выполненных ООО «Экогеос ЛТД», короткие тектонические трещины отмечаются в доломитах по всему разрезу Куюмбинского месторождения. Более протяженные трещины образуют зоны трещиноватости толщиной 0,8–3,0 м в верхней части разреза. Трещины субвертикальные и круто падающие (70^0) диагональные, визуально без минерального заполнения, заполненные буро-вишневым глинисто-гематитовым, гематит-доломитовым материалом, реже инкрустированные мелкими кристаллами доломита с редкими примазками черного твердого углеродистого вещества. В плоскостях трещин отмечаются субгоризонтальные борозды выщелачивания.

Например, в скв. К-227 на глубине 2 534,3 м, в районе сгущения коротких тонких диагональных ($65\text{--}70^0$) трещин отмечаются локальные линзы тектонических брекчий, состоящих из округлых и угловатых обломков (2–20 мм) вмещающих доломитов, сцементированных буро-вишневым глинисто-доломит-гематитовым материалом. Эти брекчии рассечены более поздней пологой ($25\text{--}30^0$) трещиной с зеркалом скольжения и бороздами надвигового типа. С глубины 2 540 м и далее почти все трещины залечены непроницаемым буро-вишневым глинисто-гематитовым, реже доломит-гематитовым материалом.

На рис. 1 приведена фотография образца естественной породы Куюмбинского месторождения. Отчетливо видны многочисленные каверны, которые не имеют общей гидродинамической связи. Коэффициент открытой пористости этого образца составил всего 1,5 %, а абсолютная проницаемость — $0,003\text{ мкм}^2$.

Исследования пород под микроскопом (шлифы) показало, что изучаемый комплекс представляет различные вариации плотной доломитовой массы со следами перекристаллизации.



Рис. 1. Образец естественной породы (скв. К-502)

В образце 1 содержание песчанистого материала составляет до 20 %, песчанистый материал представлен зернами кварца, слабо окатанными, угловатыми, вероятно, эолового привноса. Зерна примерно одного размера 0,007–0,1 мм, равномерно рассеяны в породе. Основная масса породы представлена полосчатой тонкослоистой доломитовой массой. Полосчатость выражается в чередовании плохо выдержанных слоев различной степени зернистости — тонкозернистый доломит (0,003–0,01 мм) и мелкозернистый (0,01–0,08 мм).

Отдельные зерна доломита достигают 0,1–0,2 мм. Более тонкозернистые слои обычно имеют буровато-коричневый оттенок, что, возможно, связано с пропиткой этих прослоев битуминозным веществом. Слои, сложенные мелкозернистым доломитовым материалом, более чистые, битуминозное вещество в них локализовано в виде точечных выделений.

В образце 2 (скв. 208, гл. 2 471 м) порода представлена почти чистым тонкозернистым доломитом с единичными зернами кварца. Порода характеризуется изломано-волнистой структурой, формирование которой труднообъяснимо седиментационными явлениями. Возможно, это связано с эпигенетическими процессами перекристаллизации системы кальцит — доломит и сопровождающими перекристаллизацию изменениями объема породы.

Проведенное изучение представленных шлифов пород свидетельствует, что изученные породы характеризуются крайне низкими значениями коллекторских параметров. Имеющиеся в них редкие поры размерами в пределах тысячных долей миллиметра являются изолированными. Проницаемость таких пород и их емкостная характеристика могут быть связаны с трещинами, которые описаны и представлены на фотографиях как трещины декомпрессии. Эти трещины, ориентированные в определенном направлении в условиях литостатических давлений могут быть каналами фильтрации легких углеводородов. Тяжелые углеводороды, характеризующиеся высокими молекулярными весами и соответственно крупными молекулами, остаются в породе, забивая эти трещины и декорируя их.

Из приведенного описания пустотного пространства пород Куюмбинского месторождения видно, что трещинная емкость пород, вероятно, не соизмерима с объемом добычи нефти и газа по результатам испытаний скважин. Поэтому продуктивные пласты Куюмбинского месторождения следует отнести к смешанным коллекторам, сочетающим переходы по площади и разрезу трещин и каверн. С учетом кратковременной непрерывной эксплуатации скважин после их освоения можно предположить, что большинство нефтенасыщенных пустот имеют ограниченную гидродинамическую связь.

В призабойной зоне продуктивного пласта (ПЗП) при его вскрытии, а также при освоении и эксплуатации скважин происходят различные процессы, нарушающие первоначальное механическое и физико-химическое состояние породы, что приводит к ухудшению фильтрационно-емкостных характеристик ПЗП [6]. Эти процессы достаточно хорошо изучены, а в промысловой практике нашли при-

менение различные методы сохранения, восстановления и улучшения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) ПЗП [1, 2, 7, 8].

Как правило, вызов притока нефти из пласта при бурении и освоении разведочных скважин сопровождается значительными трудностями. Рассмотрим возможные последствия применяемых технологических процессов.

1. Использование технологических жидкостей на водной основе.

В скважинах, в которых при вскрытии продуктивных пластов (как первичном, так и вторичном), при промывках, при определении приемистости перед соляно-кислотными обработками (СКО), при самих СКО использовались технологические жидкости на водной основе, эффективность работ по освоению объектов оказалась крайне низкой. Большинство из испытываемых объектов можно отнести к разряду «сухих», и лишь из отдельных объектов после многократных воздействий на ПЗП удавалось получить слабые притоки нефти. Вероятнее всего, это следствие низких значений проницаемости и уменьшения фазовой проницаемости пород ПЗП по нефти при их насыщении водной фазой.

И, наоборот, в скважинах, где в качестве технологических использовались жидкости на углеводородной основе или эмульсионные составы, получены лучшие результаты по их освоению. Так, например, при использовании в качестве перфорационной жидкости раствора на нефтяной основе ВИЭР (скв. К-203) и эмульсионного раствора ЭРОУ (скв. К-219, скв. ТК-502) были получены фонтанные притоки нефти из испытываемых объектов. Аналогичные результаты получены при промывках с использованием нефти, а также при проведении СКО (продавка кислоты в пласт нефтью) [7–13].

2. Поглощение промывочной жидкости при вскрытии пласта.

В некоторых скважинах при вскрытии и испытании отдельных объектов наблюдали интенсивное поглощение технологических жидкостей вследствие сильно развитой трещиноватости и кавернозности коллекторов.

Так, например, во время первичного вскрытия нефтенасыщенного объекта в скв. К-211 (2 529,5–2 600 м) пласт поглотил около 650 м³ промывочной жидкости (технической воды), в результате чего в околоскважинной зоне образовался «водонефтяной» блокирующий экран радиусом до 5–10 м. Как следствие, из данного объекта не удалось получить притока нефти. При первичном вскрытии продуктивного горизонта в скв. К-208 пласт поглотил 248,5 м³ промывочной жидкости (в том числе 145,5 м³ слабоминерализованного рассола хлористого магния и 103 м³ ВИЭР). Трехкратные операции по СКО не позволили вывести скважину на плановый режим работы.

Очевидно, что многократные операции по вызову и интенсификации притока нефти путем промывок, гидродинамического импульсного воздействия на ПЗП, большеобъемные СКО и глинокислотные обработки ПЗП, свабирование, освоение с помощью струйного и центробежного насосов и т. д. не позволяют обеспечить извлечение проникшего в ПЗП фильтрата технологических жидкостей на водной основе.

3. Прорывы газа и воды из смежных пластов.

В некоторых скважинах при испытании средних по разрезу объектов наблюдались прорывы воды или газа, соответственно из нижних и верхних горизонтов, что происходило, скорее всего, по вертикальным трещинам в карбонатном коллекторе или по участкам негерметичности цементного кольца за обсадной колонной труб.

Так, например, в скв. К-219 при испытании нефтенасыщенного объекта (2 502–2 510 м) первоначально, до проведения работ по интенсификации притока, была получена нефть. Однако после проведения СКО был получен приток пластовой воды, по причинам ее поступления через вертикальные трещины из нижнего водоносного горизонта.

С целью предотвращения поступления пластовой воды по вертикальным трещинам в скважине были проведены изоляционные работы с закачкой в пласт соля-

ро-нефтенасыщенной смеси и установкой цементного моста. Аналогичный результат был получен при испытании 1 объекта скв. К-211 (2 529,5–2 600 м).

При испытании нефтяных горизонтов в скв. ТК-502 (2 510–2 518, 2 485–2 492 и 2 472–2 481 м) был получен фонтанный приток нефти с газовым фактором 485, 798 и 1 010 $\text{м}^3/\text{м}^3$ соответственно. Учитывая наличие вышележащего газоконденсатного горизонта в интервале перфорации скважины (2 457–2 467 м), отмеченные величины газового фактора и их распределение по продуктивному разрезу можно увязать с поступлением газа из верхнего газоконденсатного горизонта также по системе вертикальных трещин в карбонатном разрезе.

4. Деформации трещин при освоении скважин.

Если при вызове притока жидкости из пласта (освоении скважины) забойное давление значительно снижается, то естественные вертикальные трещины в коллекторе у стенок скважины могут полностью смыкаться. При очень низкой поровой проницаемости карбонатного пласта такая скважина будет отнесена к разряду «сухих».

Таким проявлением трещиноватости коллектора можно в определенной степени объяснить сложность освоения большинства объектов в анализируемых скважинах Курумбинского месторождения, в которых создавалась депрессия до 10–20 % от величины текущего пластового давления.

5. Гидратообразование в скважинах.

При проведении испытаний в некоторых случаях отмечалось интенсивное гидратообразование в скважинах. В скв. ТК-502 при освоении нефтяного горизонта гидратообразование отмечалось в затрубном и трубном пространствах, что привело к прекращению ее фонтанирования. Образование гидратов при проведении гидродинамических исследований исключало спуск в скважину глубинных приборов. Для обеспечения беспрепятственного прохождения исследовательских приборов производились противогидратные обработки — закачки горячего раствора хлористого кальция плотностью 1 220–1 240 $\text{кг}/\text{м}^3$ в трубное и затрубное пространства скважины.

6. Возможность образования отложений парафина в скважинах и ПЗП

Нефть Курумбинского месторождения относится к классу парафинистых (содержание парафинов достигает 2,5 %). Образованию отложений твердых углеводородов способствует ряд геолого-физических и технологических факторов при бурении, освоении, эксплуатации и ремонте скважин, в том числе:

- наличие в разрезе скважин многолетнемерзлых пород;
- относительно низкое значение пластовой температуры (около $+27^\circ\text{C}$);
- большие объемы поглощения охлажденных жидкостей при бурении, глушении перед подземными ремонтами;
- длительные простои скважин в ожидании освоения или ремонта и при проведении исследований.

7. Неадекватность технологии СКО. Характеристика объектов.

При освоении скважин Курумбинского месторождения в качестве основного метода интенсификации притока нефти выбрана СКО. При этом применялись многократные обработки (до 4 обработок) скважин соляной кислотой: кислотные ванны и закачки кислоты в ПЗП. По результатам проведенных испытаний, эффективность обычных СКО (кислотные растворы на водной основе с продавливанием в пласт водой) низкая. Для ее повышения при испытаниях использовали большеобъемные обработки, с продавливанием кислоты в пласт нефтью, глинокислотные обработки, сочетание СКО с гидродинамическим импульсным воздействием на ПЗП. Несмотря на это, в большинстве случаев эффективность СКО оставалась низкой. Это объясняется неадекватностью традиционных составов и технологий СКО, особенностями строения пустотного пространства карбонатных коллекторов Курумбинского месторождения.

Таким образом, можно выделить следующие основные причины осложнений при освоении скважин Куymbинского месторождения:

1. Естественные (природные):

- низкая поровая проницаемость пород-коллекторов и высокая трещиноватость и кавернозность пород;

- высокая расчлененность продуктивного разреза;
- наличие развитой сети вертикальных трещин в продуктивном разрезе.

2. Искусственные (техногенные):

- бурение скважин на репрессии, приводящее к большому поглощению фильтрата промывочной жидкости и ухудшению фильтрационно-емкостных свойств пород ПЗП;

- использование при первичном вскрытии продуктивного пласта, перфорации, промывках и вызове притока технологических жидкостей на водной основе, приводящее к ухудшению фильтрационно-емкостных свойств ПЗП;

- создание при вызове притока больших депрессий, способных вызывать смыкание трещин в ПЗП;

- создание при СКО для интенсификации притока больших давлений закачки кислоты в пласт, приводящих в условиях трещиноватого коллектора к увеличению его неоднородности по фильтрационно-емкостным характеристикам;

- закачка в скважину или ПЗП холодных технологических жидкостей, растворов кислот (с температурой ниже температуры насыщения нефти парафином).

Совершенствование технологии освоения пластов. Общепринятая технология освоения карбонатных коллекторов — воздействие на пласты кислотными растворами. Была поставлена задача исследования особенностей взаимодействия активных кислотных составов с породообразующими минералами и совершенствования технологии ОПЗ с учетом установленных особенностей.

1. Лабораторные исследования

Методика проведения лабораторных экспериментов заключалась в предварительном механическом разрушении образцов естественных пород с последующим просеиванием порошка через сито. Это обеспечило участие в экспериментах частиц горной породы одинаковых фракций, что является важным при сопоставлении результатов взаимодействия кислотных составов с породой.

Экспериментальные исследования по воздействию кислотных растворов на естественные образцы горных пород проводились на экспериментальной установке, позволяющей проводить оценку результатов взаимодействия.

После реагирования породы с кислотами навеска породы многократно промывалась водой и высушивалась до постоянства массы в сушильном шкафу. По убыли массы навески горной породы определяли растворяющую способность кислотного состава. В некоторых экспериментах в процессе взаимодействия кислоты с породой определяли количество газа, выделившегося в результате реакции. По объему выделившегося газа определяли интенсивность взаимодействия кислотного состава и навески горной породы.

В экспериментах применяли следующие кислотные растворы:

- водные растворы соляной кислоты (хч);
- водные растворы сульфокислотной смеси на основе сульфаминовой кислоты (СКС);
- водные растворы глиноукислоты (смеси соляной и плавиковой кислот);
- водные растворы ингибированной технической соляной кислоты (под маркой «Уфанефть»).

Зависимости скорости взаимодействия растворов СКС различной концентрации с естественной породой Куymbинского месторождения (содержание доломита более 95 %) при температурах 20 и 60 °С приведены в табл. 1. Видно, что повышение температуры с 20 до 60 °С не приводит к заметному увеличению количества

растворенного кернового материала. После контакта породы с растворами СКС 12 и 15%-ной концентрации (температура 20 °С, время контакта 2,5 часа) доли растворенной горной породы составили 17 и 20 %. Это означает, что с увеличением концентрации растворяющая способность СКС возросла на 24 %. Повторение экспериментов при более высокой температуре 60 °С показало, что растворяющая способность 15 %-ного кислотного раствора, по сравнению с 12%-ным раствором, увеличилась на 17 %.

Таблица 1

Оценка растворяющей способности кислотных растворов на основе СКС при различных температурах

Время, час	Количество растворенной породы, %			
	12 % СКС (20 °С)	12 % СКС (60 °С)	15 % СКС (20 °С)	15 % СКС (60 °С)
0	0	0	0	0
0,25	6	15	11	20
0,5	12	16	13	22
1	13	18	18	22
2	16	19	22	23
2,5	17	20	23	24

По сравнению с растворами соляной кислоты растворы СКС обладают меньшей реакционной способностью почти в 2 раза (табл. 2), что является предпочтительным с точки зрения обеспечения требуемой глубины проникновения растворов активной кислоты в ПЗП. На всех стадиях взаимодействия кислотных растворов с породой (температура 25 °С) суммарное количество растворенного материала пород для опытов с HCl превышает аналогичный показатель для опытов с СКС. Подтверждением данного вывода являются результаты определения количества выделившегося углекислого газа в результате реакции кислот с породой. Количество выделившегося газа при использовании соляной кислоты за первые 2–3 мин реакции с породой в 4–4,5 раза превышает аналогичный показатель для СКС.

Таблица 2

Результаты исследований динамики взаимодействия растворов кислот с породой

Раствор	Время взаимодействия, мин								
	0,5	1	3	5	10	30	60	120	300
5 % HCl	9,9	10,1	18,3	23	39,9	36,2	40	39,6	35,5
10 % HCl	32,5	43,5	54,6	65,1	70,5	76,6	64,7	73,2	74,6
12 % HCl	34,3	56	62,1	68,4	75,1	83,9	78,7	83	86,3
15 % HCl	37	49	58	69	81,5	94,2	88,7	87,1	90,1
15 % HCl «Уфанефть»	42,1	49,2	68,7	72,6	84,5	93	87,3	88,6	87,6
8 % СКС	9,1	9,5	10,4	10,2	14,8	17,7	16,1	18,9	18,7
12 % СКС	9,9	8,1	8	12,4	16,5	23,1	25,7	27,2	27,2
15 % СКС	11,4	15,4	14,6	15,4	25,2	25,6	30,1	38,11	38,3
20 % СКС	11,1	11,1	11,5	17,3	36,2	39,2	41,7	38,2	38,9

Эффективность действия кислотных растворов оценивали по отношению проницаемостей образца керна по керосину до и после воздействия $k_{\text{после}} / k_{\text{до}}$ по формуле

$$\frac{k_{\text{после}}}{k_{\text{до}}} = \frac{V_2 \cdot t_1 \cdot \Delta P_1}{V_1 \cdot t_2 \cdot \Delta P_2},$$

где V_1 и V_2 — объемы профильтрованных жидкостей (керосина) до и после кислотного воздействия (см^3), t_1 и t_2 (мин) — время прокачки жидкостей, ΔP_1 и ΔP_2 (МПа) — перепады давления.

Для экспериментов были выбраны образцы естественных пород с пористостью более 1 % и проницаемостью по керосину (2,4–3,7) 10^{-3} мкм².

Результаты исследований показаны на рис. 2.

Видно, что прокачка через образцы естественных кернов водных растворов соляной кислоты (HCl), сухокислотной смеси (СКС) и глинокислоты (HCl + HF) привела к заметному увеличению их проницаемости. Образцы пород, принимавших участие в экспериментах, отличались от других образцов тем, что в этих образцах имелись видимые невооруженным глазом естественные трещины. Как показал анализ состояния торцевых поверхностей кернов, фильтрация кислотных составов и керосина (как модели нефти) проходила именно по этим трещинам. Наиболее проницаемый образец К-7/1 после пропускания через него 20 поровых объемов глинокислоты в результате растворения минералов и расширения трещины разломился по имеющейся трещине.

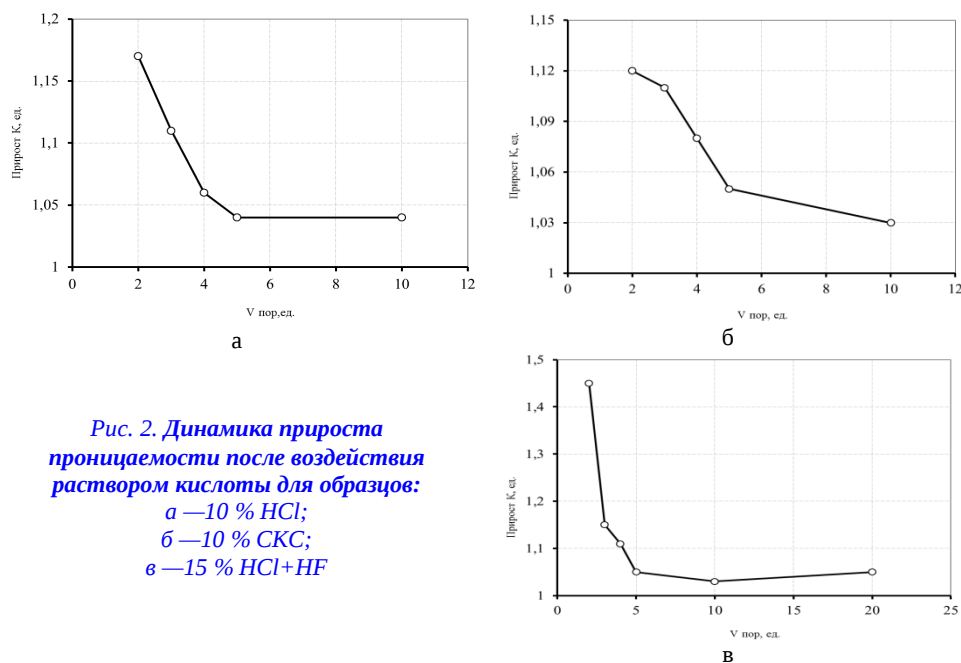


Рис. 2. Динамика прироста проницаемости после воздействия раствором кислоты для образцов:

а — 10 % HCl;
б — 10 % СКС;
в — 15 % HCl+HF

Из графиков видно, что насыщение процесса растворения пород и увеличения проницаемости наступает для всех типов кислотных растворов после пропускания 5 поровых объемов растворов кислот. Дальнейшее увеличение кратности прокачки растворов кислот практически не изменяло величину проницаемости образцов по керосину. Дополнительное пропускание через керны 10 поровых объемов соляной кислоты и раствора СКС привело к росту проницаемости соответственно только на 3 и 4 %. С целью проверки необходимости закачки в пласты больших объемов кислотных растворов на образце К-7/1 были проведены опыты по прокачке растворов в размере 20 поровых объемов. Увеличение объема прокачки 15%-ного раствора глинокислоты с 5 до 20 поровых объемов привело к росту проницаемости образца на 8 %. Следовательно, влияние активной кислоты на состояние поверхности каналов фильтрации ранее подвергнутых обработке трещин слабое. Это связано с тем, что на поверхности каналов фильтрации отлагаются продукты реакции доломитов с кислотами, которые препятствуют дальнейшему взаимодействию активной кислоты с породообразующими минералами.

Суммарное увеличение проницаемости кернов после воздействия кислотными растворами составило:

- образец К-1/1 (10 % HCl) — 1,5 раза;

- образец К-2/2 (10 % СКС) — 1,4 раза;
- образец К-7/1 (15 % $HCl+HF$) — 2,1 раза.

В связи с тем, что объектами для воздействия кислот являются добывающие скважины, эксплуатирующие рифейские отложения Куюмбинского месторождения, состав пород которых на 95 % представлен доломитами, для проведения работ по увеличению производительности скважин были рекомендованы водные растворы СКС, как более технологичные для применения в суровых природных условиях.

По результатам выполненных экспериментов разработана инструкция для проведения испытаний рекомендуемых составов в качестве технологии интенсификации притока нефти при освоении скважин Куюмбинского месторождения.

2. Промысловые испытания рекомендуемой технологии.

Для проведения испытаний технологии интенсификации притока нефти к скважинам при помощи проведения кислотной обработки пластов с применением СКС были выбраны разведочные скважины К-225 и К-227, в которых перспективные нефтенасыщенные объекты выделены на основе геофизических исследований продуктивных пластов [14–17].

Результаты выполненных обработок пород ПЗП частично представлены в табл. 3. Видно, что в скв. К-225 (III) и К-227 (III) получен технологический эффект в виде дебита безводной нефти.

Таблица 3

Результаты освоения скважин после проведения кислотных обработок с применением растворов на основе СКС

Показатель	Скважина	
	К-225	К-227
Глубина залегания пласта, м	2540...2551	2524...2536
Порядковый номер объекта разработки	III	III
Состав продукции после освоения	нефть+вода	нефть+газ
Дебит по нефти, м ³ /сут	1,23...1,64	17,0
Дебит по газу, тыс.м ³ /сут	0	12,0
Дебит по воде, м ³ /сут	0,3...0,52	0
Коэффициент продуктивности, м ³ /((сут·ат)	не опр.	4,64
Коэффициент гидропроводности удаленной зоны, мкм ² ·м/(мПа·с)	1,31	1,02
Коэффициент гидропроводности ПЗП, мкм ² ·м/(мПа·с)	не опр.	9,24

Из табл. 3 видно, что объекты разработки, по которым получены положительные результаты, имеют практически одинаковые значения коэффициентов гидропроводности пород пласта в удаленной от скважин зоне. Полученные значения коэффициентов гидропроводности отличаются в 1,28 раза. Это свидетельствует о примерно одинаковых характеристиках пласта. Однако условия для фильтрации нефти непосредственно в ПЗП для скв. К-227(III) и К-225(III) сильно отличаются: в скв. К-225 (III) они намного хуже, чем в скважине К-227 (III).

Особенностью выполненных работ в скв. К-225 (III) явилось последовательное проведение нескольких операций. Вначале проводили соляно-кислотную ванну (СКВ), назначение которой заключалось в очистке ствола скважины от загрязнений. В конце прокачки кислотного раствора по стволу скважины он задавливался в ПЗП. После задавки раствора в конце операции выполнены замеры устьевого давления.

Результаты замеров давления на устье скважин после продавки кислотных растворов в ПЗП характеризуют динамику процессов поглощения породами пласта кислотного раствора. На рис. 3 показана кривая падения давления, вид которой аналогичен графикам изменения давления в нагнетательных скважинах после их остановки. Обработка линии падения давления методом Хорнера позволила получить значение коэффициента гидропроводности пласта $\epsilon = 0,21$ мкм²·м/(мПа·с). Это значение коэффициента гидропроводности нами было взято за начальное. В процессе выдержки скважины в течение 14 часов давление на устье скважины умень-

шилось до величины 1,5 МПа. После чего была проведена кислотная обработка с применением раствора СКС. Для эксперимента вслед за закачкой в пласт 12 м^3 15%-ного раствора СКС в ПЗП проведена закачка 5 м^3 15%-ного раствора соляной кислоты. По окончании закачки раствора кислот в ПЗП скважина была оставлена на реакцию кислоты с породой. Время ожидания нейтрализации кислотного раствора (ОНК) составило 14 часов. В конце этого срока давление на устье скважины со 140 снизилось до 1,8 МПа.

По завершении реакции раствора с породой было проведено несколько операций свабирования скважины (всего 39 рейсов). При помощи свабирования из скважины было извлечено $19,5 \text{ м}^3$ воды с продуктами реакции кислот и породы. Затем из пласта стала поступать практически безводная нефть с объемным притоком $1,64 \text{ м}^3/\text{сут}$. В процессе задавки кислоты и при вызове притока жидкости из пласта также проводили измерения давления, состава продукции скважины.

Величина коэффициента гидропроводности по результатам исследований составила $0,21 \text{ мкм} \cdot \text{м}/\text{МПа} \cdot \text{с}$.

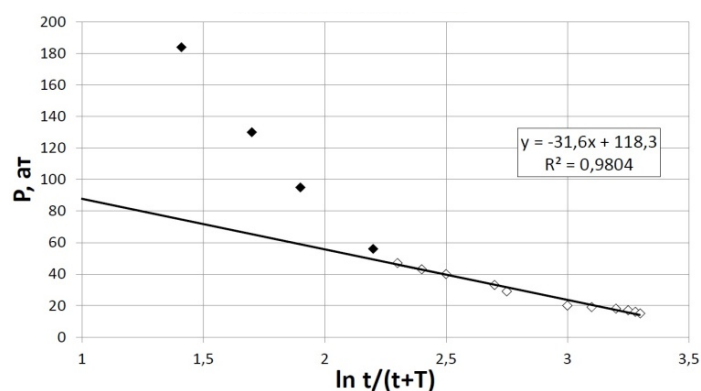


Рис. 3. Кривая падения давления скв. К-225 (III)

В скв. К-227 после окончания соляно-кислотной ванны с частичной (1 м^3) задавкой в пласт 15%-ного раствора HCl было проведено всего одно свабирование с понижением уровня жидкости в стволе до глубины 450 м. В результате уменьшения забойного давления был получен приток нефти и газа. Дебит скважины по нефти составил $7,7 \text{ м}^3/\text{сут}$, по газу — $11\,000 \text{ м}^3/\text{сут}$. Это свидетельствует о том, что данный объект вскрыл продуктивный горизонт вблизи газового пласта. За счет хорошей очистки перфорационных каналов и каналов фильтрации и развитой системы естественных трещин в непосредственной близости от ствола скважины, а также за счет высокой подвижности газа произошло вовлечение в процессы фильтрации нефти. После вызова притока было выполнено глушение скважины дегазированной нефтью с последующей кислотной обработкой. Для кислотной обработки применили 15%-ный раствор СКС в объеме 12 м^3 . Удельный расход кислотного раствора составил $1,0 \text{ м}^3/\text{м}$. Поглощение пластом кислотного раствора происходило с высокой интенсивностью — за 20 минут давление на устье скважины снизилось до нуля. Затем возобновился приток нефти и газа из пласта. Через 7 часов давление на устье скважины поднялось до 1,8 МПа, и был начат процесс вывода скважины на режим эксплуатации.

По результатам проведения операции интенсификации притока нефти из пласта с применением кислотного раствора на основе СКС произошло увеличение коэффициента гидропроводности в ПЗП. По сравнению с аналогичным показателем в удаленной части пласта коэффициент гидропроводности увеличился в 9 раз, что подтверждает перспективность применения растворов СКС для проведения обработок скважин Куюмбинского месторождения.

Выводы

1. Показана перспективность применения для операций интенсификации притока нефти из пласта в скважины водных растворов на основе сухокислотных смесей. При меньших скоростях реакции кислоты с породой и более высокой технологичности этой смеси кислот они позволяют обеспечить увеличение фильтрационных параметров пород ПЗП и технологических показателей работы скважин.
2. Водные растворы кислот показали невысокую эффективность по созданию новых каналов фильтрации для соединения нефтесодержащих каверн в ПЗП. Поэтому для кислотных обработок удаленных от скважины зон пласта перспективно применение нефтекислотных растворов.

Список литературы

1. Зейгман Ю. В. Обоснование соответствия систем заводнения особенностям геологического строения залежей / Ю. В. Зейгман, В. В. Мухаметшин // Нефтепромысловое дело. – 2009. – № 5. – С. 10-12.
2. Якупов Р. Ф. Вопросы эффективности разработки низкопродуктивных карбонатных коллекторов на примере Турнейского яруса Туймазинского месторождения / Р. Ф. Якупов, В. Ш. Мухаметшин // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 12. – С. 106-110.
3. Нюнякин В. Н., Генералов И. В., Зейгман Ю. В., Рогачев М. К. Совершенствование технологий глушения скважин в условиях низкопроницаемых коллекторов // Нефтяное хозяйство. – 2001. – № 10. – С. 74-75.
4. Мухаметшин В. Ш., Андреев А. В., Ахметов Р. Т. Повышение эффективности использования ресурсной базы месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти // Нефтегазовое дело. – 2015. – Т. 13. – № 4. – С. 122-125.
5. Повышение эффективности разработки залежей углеводородов в низкопроницаемых и слоисто-неоднородных коллекторах / А. И. Пономарев; отв. ред. А. Э. Конторович; ОАО «Газпром», ООО «Уренгойгазпром». – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2007. – 236 с.
6. Зейгман Ю. В., Тасмуханова Г. Е. Динамика насыщенности каналов фильтрации по нефти и воде при моделировании операций глушения скважин // Журнал Интервал. – 2002. – № 7(42). – С. 72-75.
7. Ибрагимов Л. Х., Мищенко И. Т., Челоянц Д. К. Интенсификация добычи нефти. – М.: Наука, 2000.
8. Рогачев М. К., Зейгман Ю. В., Мардашов Д. В., Стрижнев К. В. Разработка технологий глушения и стимуляции нефтяных скважин при подземном ремонте // Нефтегазовое дело. Научно-технический журнал. – 2007. – Т. 5. – № 1. – С. 91-94.
9. Мухаметшин В. Ш., Попов А. М., Гончаров А. М. Промысловое обоснование выбора скважин и параметров воздействия при проведении солянокислотных обработок // Нефтяное хозяйство. – 1991. – № 6. – С. 32-33.
10. Рогачев М. К., Волочков Н. С., Зейгман Ю. В. и др. Разработка и выбор гидрофобизирующих составов для глушения скважин при подземном ремонте // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 4. – С. 116-120.
11. Зейгман Ю. В., Рогачев М. К., Нюнякин В. Н., Генералов И. В. Регулирование фильтрационных характеристик пород призабойной зоны на поздней стадии разработки месторождения. // Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 2. – С. 44-45.
12. G. R. Coulter, A. R. Jennings, Jr. A Contemporary Approach to Matrix Acidizing. SPE Prod. & Facilities, Vol. 14, No. 2, May 1999. – P.150-158.
13. Галеев Р. Г., Токарев М. А., Ткаченко И. А., Хайретдинов Н. Ш. Способ оценки насыщенности пласта // НТС «Нефтяное хозяйство». – 1980. – № 4. – С. 31-36.
14. Токарев М. А. Комплексный геолого-промысловый контроль за текущей нефтеотдачей при вытеснении нефти водой. – М.: Недра, 1990. – 267 с.
15. Токарев М. А., Исаков И. А., Асмоловский В. С. Контроль за разработкой месторождений с помощью комплекса геофизических исследований // Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 4. – С. 47-50.
16. Хисамов Р. С., Файзуллин И. Н., Токарев М. А. Новые возможности контроля за распределением остаточных запасов и динамикой насыщенности пласта с помощью электрометрии в обсаженной скважине // Нефтяное хозяйство. – 2004. – № 7. – С. 52-57.
17. Имамов Р. З., Токарева Н. М. Использование скважин со стеклопластиковыми хвостовиками для оценки динамики насыщенности пласта и регулирования разработки // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 7. – С. 90-93.
18. Хафизов А. Р., Чижов А. П., Чибисов А. В., Орловский С. Л., Попов С. А. Комплексные технологии воздействия на трудноизвлекаемые и остаточные запасы нефти // Нефтегазовое дело. – 2012. – № 1. – С. 40-44.
19. Волков К. А., Милловзоров Г. В., Волков А. Я., Борхович С. Ю., Хафизов А. Р. Термоциклическая технология воздействия на призабойную зону пласта забойными электронагревателями // Нефтегазовое дело. – 2012. – № 6. – С. 204-211.
20. Нугайбеков Р. А., Султанов Ш. Х., Варламов Д. И., Чибисов А. В. Сравнительный анализ применения искусственных нейросетей и метода главных компонент при классификации эксплуатационных объектов и прогноза нефтедобычи // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 10. – С. 70-73.
21. Хузин Р. Р., Андреев В. Е., Дубинский Г. С., Султанов Ш. Х., Мухаметшин В. Ш. Геотехнологическое обоснование ресурсосберегающих методов освоения трудноизвлекаемых запасов нефти. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2012. – 265 с.
22. Султанов Ш. Х., Андреев В. Е., Котенев Ю. А., Ягафаров Ю. Н., Щербинин В. Г. Геолого-промысловый анализ эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 1998. – 146 с.

Сведения об авторах

Зейгман Юрий Вениаминович, д. т. н., профессор, заведующий кафедрой разработки и эксплуатации нефтегазовых месторождений, Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, 8(347)2420939, e-mail: jvzeigman@ya.ru

Information about the authors

Zeigman Yu. V., Doctor of technical sciences, professor, Head of oil and gas fields development and exploitation chair; Ufa State Petroleum Technological University, Bashkortostan Republic, Russia; e-mail: jvzeigman@ya.ru

Мухаметшин Вячеслав Шарифуллович, д. г.-м. н., профессор кафедры разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений; директор, филиал Уфимский государственный нефтяной технический университет в г. Октябрьском; тел. 8(34767)65590, e-mail: vsh@of.ugntu.ru

Токарев Михаил Андреевич, д. т. н., профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, тел. 8(347)2420939

Пономарев Александр Иосифович, д. т. н., профессор, заведующий кафедрой разработки и эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений, Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, тел. 8(347)2431779, e-mail: kafedrargkm@mail.ru

Хафизов Айрат Римович, д. т. н., профессор кафедры разработки и эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений, Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, 8(347)2431779, e-mail: kafedrargkm@mail.ru

Mukhametshin V. Sh., Doctor of geology and mineralogy, professor of research and development of oil and gas fields chair; Ufa State Petroleum Technological University, Oktyabrsky city, Bashkortostan Republic, Russia; e-mail: vsh@of.ugntu.ru

Tokarev M. A., Doctor of technical sciences, professor of oil and gas fields development and exploitation chair; Ufa State Petroleum Technological University, Bashkortostan Republic, Russia; phone: 8(347)2420939

Ponomarev A. I., Doctor of technical sciences, professor; Head of gas and gas condensate fields development and exploitation chair; Ufa State Petroleum Technological University; Bashkortostan Republic, Russia; phone: 8(347)2431779, e-mail: kafedrargkm@mail.ru

Khafizov A. R., Doctor of technical sciences, professor of gas and gas condensate fields development and exploitation chair; Ufa State Petroleum Technological University; Bashkortostan Republic, Russia; phone: 8(347)2431779, e-mail: kafedrargkm@mail.ru