

УДК 622.276.

**ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ПРИТОКА НЕФТИ МЕТОДОМ ЗАКАЧКИ
СОЛЯНОЙ КИСЛОТЫ ПОД ДАВЛЕНИЕМ
НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕГО
УПРАВЛЕНИЯ «ТУЙМАЗАНЕФТЬ»**

**STIMULATION OIL FIELD BY INJECTION OF HYDROCHLORIC
ACID UNDER PRESSURE AT OIL AND GAS PRODUCTION
DEPARTMENT "TUUMAZANEFT"**

Трофимов М.С., Кардопольцев А.С., Яркеева Н.Р.

**Уфимский государственный нефтяной технический университет»,
г. Уфа, Российская Федерация**

M.S. Trofimov, A.S. Kardopoltsev, N.R. Yarkееva

**Ufa State Petroleum Technological University,
Ufa, the Russian Federation**

e-mail: Trofimov-m-s@mail.ru

Аннотация. При разработке продуктивных карбонатных коллекторов наиболее эффективным методом увеличения добычи нефти является проведение различного вида соляно-кислотных обработок (СКО) скважин, сущность проведения которых заключается в увеличении проницаемости призабойной зоны пласта (ПЗП). На промыслах западного Башкортостана интенсификация притока нефти с использованием соляно-кислотных обработок находит достаточно широкое применение. В последние годы технология проведения кислотных обработок совершенствуется.

Обобщая опыт проведения и эффективность соляно-кислотных обработок скважин в нефтегазодобывающем управлении (НГДУ) «Туймазанефть» за 1971 - 1985 гг. эффект на одну операцию составлял в

среднем 185 т (при обработке верхнефаменских пластов) и 240 т (при обработке известняков турнейского яруса). По мере обводнения скважин эффективность обработок начала снижаться и в 1984 г. составила 92 т. и отмечается, что соляно-кислотные обработки в скважинах с дебитом менее 0,5 т/сут не эффективны. Установлено, что проведение соляно-кислотных обработок в условиях НГДУ «Туймазанефть» эффективно при обводненности до 20 %. При большей обводненности прирост добычи нефти на одну обработку резко снижается и проведение соляно-кислотных обработок становится экономически нерентабельным.

Анализ результатов проведения СКО показывает, что мероприятия по увеличению нефтеотдачи путем закачки соляной кислоты благоприятно воздействуют на пласт при низкой обводненности (до 55%) и невысоких среднесуточных дебитах скважин.

Abstract. Different forms of the hydrochloric acid treatment of wells are the most effective method of increase of oil recovery in the development of productive carbonate reservoirs, the essence of which is to increase the permeability of the bottomhole formation zone. The intensification of inflow of oil with the hydrochloric acid treatment is very widely used In the fields West of the Bashkortostan Republic. In recent years, the technology of the acid treatment has improved.

Summing up the experience of conducting and the effectiveness of the hydrochloric acid treatment of wells of NGDU "Tuymazaneft" for 1971 - 1985 effect per operation averaged 185 ton (verkhnekamsky layers) and 240 ton (in the processing of limestone tournaisian tier). As irrigation wells, the effectiveness of the treatments began to decline and in 1984 amounted to 92 ton and it is noted that the hydrochloric acid processing in the wells with an output of less than 0.5 t/day is not effective. It is determined that carrying out hydrochloric acid treatment under conditions of NGDU "Tuymazaneft" is effective when the water cut to 20 %. At higher water cut production growth oil

for one treatment drastically reduced and conducting a hydrochloric acid treatment becomes economically unprofitable.

Analysis of the results of the HAT shows that measures of increasing oil recovery by injection of hydrochloric acid has a beneficial effect on the reservoir at low water content (55%) and low average daily production wells.

Ключевые слова: геолого-технические мероприятия (ГТМ), соляно-кислотная обработка (СКО) под давлением, соляно-кислотный раствор, ингибитор, интенсификатор соляной кислоты, опрессовка скважин, гипс.

Key words: geological and technical measures (GTM), hydrochloric acid treatment (SKO) under pressure, hydrochloric acid solution, an inhibitor enhancer of hydrochloric acid, well crimping, gypsum.

Призабойная зона пласта (ПЗП) является связующим звеном в системе пласт - скважина. Проводимость призабойной зоны в значительной степени влияет на дебит скважины. Дебиты скважин снижаются за счет естественных свойств продуктивного пласта и высокой вязкости флюида. Вдобавок, околоскважинная зона подвергается сильному воздействию буровым и цементным растворами при бурении. В процессе эксплуатации дебиты со временем могут падать в связи с отложением в поровых каналах призабойной зоны парафина, асфальто-смолистых веществ и неорганических солей. В зависимости от причин низких фильтрационных свойств пород этой зоны применяются различные методы воздействия на них с целью интенсификации притока нефти [1].

При разработке продуктивных карбонатных коллекторов наиболее эффективным методом увеличения добычи нефти является проведение различного вида соляно-кислотных обработок скважин, сущность проведения которых заключается в увеличении проницаемости ПЗП. На промыслах западного Башкортостана интенсификация притока нефти с использованием соляно-кислотных обработок находит достаточно

широкое применение. В последние годы технология проведения кислотных обработок совершенствуется.

Обобщая опыт проведения и эффективность соляно-кислотных обработок скважин в НГДУ «Туймазанефть» за 1971 - 1985 гг. эффект на одну операцию составлял в среднем 185 т (при обработке верхнефаменских пластов) и 240 т (при обработке известняков турнейского яруса). По мере обводнения скважин эффективность обработок начала снижаться и в 1984 г. составила 92 т. и отмечается, что соляно-кислотные обработки в скважинах с дебитом менее 0,5 т/сут не эффективны. Установлено, что проведение соляно-кислотных обработок в условиях НГДУ «Туймазанефть» эффективно при обводненности до 20 %. При большей обводненности прирост добычи нефти на одну обработку резко снижается и проведение соляно-кислотных обработок становится экономически нерентабельным [2].

Для увеличения притока нефти к скважинам на месторождениях запада Башкортостана кроме простых соляно-кислотных обработок (СКО) стали применять другие виды соляно-кислотных обработок: термокислотные (ТКО), пенокислотные (ПКО), термо-пенокислотные (ТПКО), нефтекислотные (НКО), нефте-пенокислотные (НПКО), кислотная обработка под давлением.

При простых СКО, кислота проникает в хорошо проницаемые прослойки, улучшая их и без того хорошую проницаемость. Плохо проницаемые прослойки остаются неохваченными. Для устранения этого недостатка, связанного со слоистой неоднородностью пласта, применяют кислотные обработки под повышенным давлением. При этом четко выраженные высокопроницаемые прослойки изолируются пакерами или предварительной закачкой в эти прослойки буфера - высоковязкой эмульсии типа кислота в нефти. Таким способом при последующей закачке кислотного раствора можно значительно увеличить охват пласта по толщине воздействием

кислоты. СКО под давлением обычно является третьей операцией после ванн и простых СКО.

Сначала на скважине проводятся обычные подготовительные мероприятия: удаление забойных пробок, парафиновых отложений, изоляция обводнившихся прослоев или создание на забое столба тяжелой жидкости в пределах обводнившегося низа скважины. Обычно перед проведением СКО под давлением продуктивный пласт изучается для выявления местоположения поглощающих прослоев. Для предохранения обсадной колонны от высокого давления у кровли пласта на НКТ устанавливают пакер с якорем. Для изоляции или для снижения поглотительной способности высокопроницаемых прослоев в пласт нагнетают эмульсию [3].

Эмульсию приготавливают прокачкой смеси 10 - 12%-ного раствора HCL и нефти центробежным насосом из одной емкости в другую. К легким нефтям добавляют присадки с эмульгирующими свойствами, например окисленный мазут, кислый газойль.

Затем спущенным на насосно-компрессорных трубах (НКТ) пакером герметизируют кольцевое пространство, и в пласт закачивается оставшийся объем эмульсии под меньшим давлением. После эмульсии закачивается рабочий раствор HCL объемом, равным внутреннему объему НКТ, также при умеренном давлении, а по достижении кислотой башмака НКТ закачка продолжается на максимальных скоростях для создания на забое необходимого давления. После рабочего раствора HCL без снижения скорости закачивается продавочная жидкость объемом равным объему НКТ и подпакерного пространства. Время выдержки раствора для полной нейтрализации такое же, как и при простых СКО. После выдержки пакер с якорем и НКТ извлекаются, и скважина пускается в эксплуатацию.

Копей-Кубовское месторождение, разрабатываемое НГДУ «Туймазанефть», открыто в 1947 г., пробная эксплуатация начата в 1953 г. согласно плану пробной эксплуатации трех разведочных скважин. В

промышленную разработку месторождение введено в 1965 г. Нефтеносность связана с отложениями бобриковского горизонта, турнейского яруса (кизеловский горизонт), фаменского яруса (пачка «Д») и пашийского горизонта (Д1).

В бобриковском горизонте залежи приурочены к трем пластам песчаников мощностью до 5-6 м. Проницаемость их 0,16-0,5 мкм². Всего в объекте насчитывается до 20 мелких структурно-литологических залежей с ВНК от -1064 до -1112 м. На большей части площади развития песчаников глинистые, мелкозернистые. Начальный гидродинамический режим упруговодонапорный и упругий [4].

В турнейском ярусе, сложенном органогенно-обломочными глинистыми известняками, продуктивна верхняя часть кизеловского горизонта. Проницаемость коллекторов, особенно пелитоморфных, очень низкая (менее 0,01 мкм²). Мощность продуктивной части кизеловского объекта до 0,9 м. В среднефаменском подъярусе нефтеносность связана с известняками пачки «Д» общей мощностью 28-35 м и нефтенасыщенной – до 25 м. Пористость известняков не превышает 3%, проницаемость 0,09 мкм², однако в них сильно развита трещиноватость, вследствие чего начальные дебиты нефти достигали 150 т/сутки.

Основными объектами разработки являются бобриковский и турнейский. Эксплуатация данных объектов предполагалась совместной. Разработка объектов предполагалась с заводнением пластов, но в заволжском и пашийском объектах оно оказалось неэффективным.

Изучение состава и физико-химических свойств нефти и газа производились по глубинным и поверхностным пробам нефти. Глубинные пробы отбирались в процессе бурения при опробовании скважин и с глубины интервала перфорации в начальный, безводный период эксплуатации скважин. Методика отбора проб выбрана для условий превышения пластового и забойного давлений над давлением насыщения, когда отбор качественной пробы не вызывает затруднений. При этом

сохранялись естественные условия: пластовое давление, газосодержание и температура. Поверхностные пробы нефти отбирались при испытании пласта, вскрываемого в процессе бурения, в открытом стволе скважины комплексом испытательного инструмента, желонкой, на устье скважин при испытании компрессором и при их эксплуатации [5].

Средние значения параметров пластовых нефтей по глубинным и поверхностным пробам, а так же компонентный состав пластовой разгазированной нефти и растворенного газа по пластам и пачкам приведены в таблицах 1 и 2. Плотность нефти изменяется от 0,843 до 0,874 г/см³. Средние значения вязкости пластовой нефти находятся в пределах от 5,75 до 12,6 мПа·с. Нефти продуктивных пластов и пачек Копей-Кубовского месторождения по плотности относятся к легким и средним, по вязкости классифицируются как маловязкие и повышенной вязкости. Газосодержание по пласту CVI.2 равно 19,95 м³/т, по пачке СТ 19,45 м³/т, по продуктивным пачкам фаменского яруса находится в диапазоне 20,34-30,20 м³/т, по пласту DI равно 25,3 м³/т.

По содержанию серы, асфальтенов, силикагелевых смол и парафина нефти Копей-Кубовского месторождения классифицируются как высокосернистые и парафинистые. Содержание серы по отдельно отобраным пробам изменяется от 2,25 до 4,08 %. По содержанию силикагелевых смол (11,67-14,80 %) по отдельно отобраным пробам нефти являются смолистыми [6].

Все исследованные газы, растворенные в нефтях, имеют плотность больше единицы. Сероводород присутствует в пробах, отобранных из пачек турнейского и фаменского ярусов, а так же из заволжского надгоризонта. Его содержание изменяется от 2,90 до 5,88 %. Содержание углекислого газа колеблется в небольших пределах от 1,30 до 1,83 %.

Таблица 1. Характеристика нефтей

объект	Плотность в пов. условиях, кг/м ³	Вязкость в пл. условиях, мПа*с	Давление насыщения, МПа	Газонасыщенность, м ³ /т
Бобриковский	882	12,6	5,4	19
Кизеловский	873	9,9	5,2	29
Заволжский	873	6,0	5,2	27
Фаменский	888	9,7	5,7	21
Д1	883	8,4	8,1	28

Таблица 2. Компонентный состав нефтяного газа, дегазированной и пластовой нефти.

Наименование параметра	Пласт		
	при однократном разгазировании		пластовая нефть
	выделившийся газ	нефть	
Бобриковский горизонт			
Молярная концентрация компонентов, %моль сероводород	-	-	-
двуокись углерода	1,30	-	0,21
азот+редкие	20,83	-	3,45
в т.ч. гелий	-	-	-
метан	24,32	-	4,16
этан	12,69	0,63	2,42
пропан	22,61	2,06	5,69
изобутан	3,55	1,06	1,50
остаток C ₅₊	-	76,30	63,74
Молекулярная масса	35,75	-	190,0
Плотность газа, кг/м ³	1,242	-	-
газа относительная (по воздуху), д.ед.	1,031	-	-
нефти, кг/м ³	-	883,0	874,0
Турнейский ярус			
Молярная концентрация компонентов, %моль сероводород	4,30	-	0,90
двуокись углерода	1,65	-	0,30
азот+редкие	19,48	-	3,18
в т.ч. гелий	-	-	-
метан	25,1	-	4,33
этан	15,88	0,55	3,05
пропан	18,10	2,72	5,67
изобутан	3,83	1,14	1,54

Наименование параметра	Пласт		
	при однократном разгазировании		пластовая нефть
	выделившийся газ	нефть	
остаток C ₅₊	-	81,52	67,76
Молекулярная масса	34,25	-	186,5
Плотность газа, кг/м ³ газа относительная (по воздуху), д.ед. нефти, кг/м ³	1,187 0,985	880,0	869,0

Анализ результатов 110 обработок проведенных на скважинах, эксплуатирующих турнейский ярус, за 2002-2006 года на Копей-Кубовском и других месторождениях НГДУ Туймазанефть позволил получить зависимости дебита нефти после обработки СКО от дебита до и обводненности после СКО от обводненности до. Полученные зависимости представлены на рисунках 1 и 2.

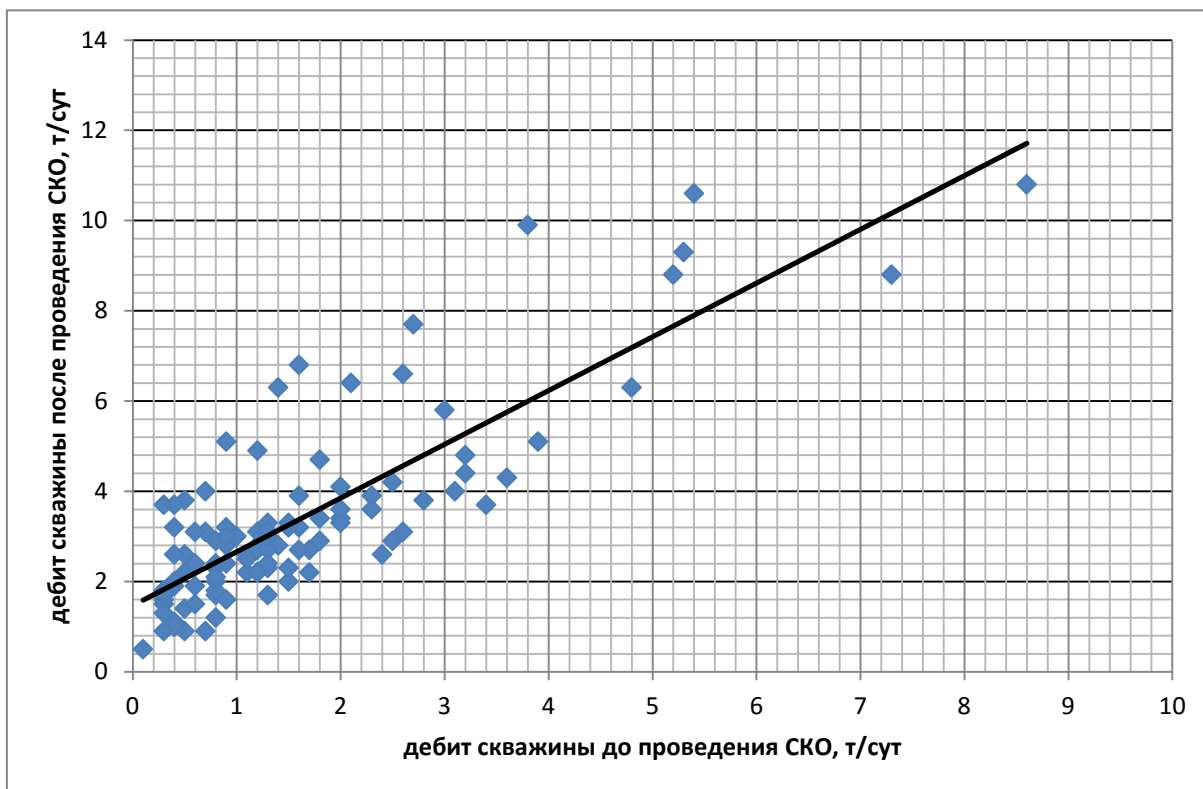


Рисунок 1. Зависимость дебита скважины после обработки СКО от дебита скважины до обработки

Полученные зависимости описываются уравнениями

$$q_n^n = 1,190 q_n^{до} + 1,468 \quad (1)$$

$$W^n = 0,615 W^{до} + 8,597 \quad (2)$$

где q_n^n – дебит скважин после проведения СКО,

$q_n^{до}$ – дебит скважин до проведения СКО.

W^n – обводненность продукции после проведения СКО,

$W^{до}$ – обводненность продукции до проведения СКО.

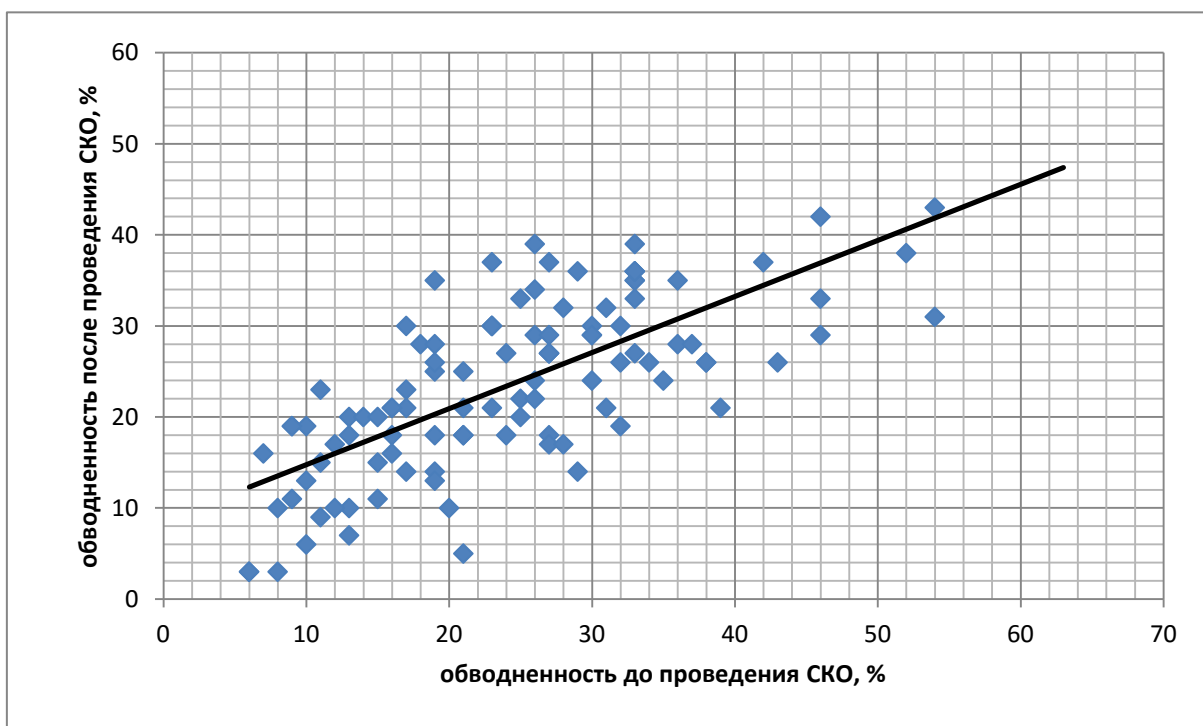


Рисунок 2. Зависимость обводненности продукции после обработки СКО от обводненности до обработки

Скважина № 2067 эксплуатирует кизеловский горизонт турнейского яруса Копей-Кубовского месторождения. Она введена в эксплуатацию в августе 1986 г. Глубина забоя 1332 м. Объектом разработки является турнейский ярус с интервалом перфорации 1310 - 1317 м. В 1988 г. была проведена изоляция водопритока гипаном. В целях интенсификации притока нефти и снижения обводненности предлагается проведение соляно-кислотной обработки под давлением.

Внутренний диаметр обсадной колонны $D_{\text{обс}} = 0,15$ м, диаметр НКТ $d_{\text{НКТ}} = 0,062$ м.

Текущий дебит нефти $q_n^{00} = 0,6$ т/сут, текущая обводненность $W = 31\%$; приемистость при $\Delta P = 8$ МПа составляет 520 м³/сут.

Рассчитаем необходимое количество реагентов, входящих в состав соляно-кислотного раствора.

1) Количество концентрированной соляной кислоты W_k для солянокислотного раствора:

$$W_k = \frac{AxW(B-z)}{Bz(A-x)}, \quad (3)$$

$$W_k = \frac{218 \cdot 15 \cdot 7(226 - 27,5)}{226 \cdot 27,5(218 - 15)} = 3,6 \text{ м}^3$$

2) В качестве ингибитора принимаем катионоактивный реагент – катапин А в количестве 0,01% объема кислотного раствора.

$$W_{\text{инг}} = 0,01 \cdot W = 0,01 \cdot 7 = 0,07 \text{ м}^3 \quad (4)$$

3) Необходимое количество уксусной кислоты для стабилизации железа

$$Q_y = \frac{1000bW}{c}, \quad (5)$$

$$Q_y = \frac{1000 \cdot (0,7 + 0,8) \cdot 7}{80} = 131,25 \text{ л},$$

4) Количество хлористого бария для стабилизации гипса, который образуется после реакции серной кислоты, содержащейся в товарной соляной кислоте, с углекислым кальцием

$$Q_{\text{х.б.}} = 21,3W\left(\frac{ax}{z} - 0,02\right), \quad (6)$$

$$Q_{\text{х.б.}} = 21,3 \cdot 7 \left(\frac{0,6 \cdot 15}{27,5} - 0,02\right) = 46 \text{ кг},$$

$$Q_{\text{х.б.}} \approx 11,45 \text{ л при } \rho = 4 \text{ кг/л}$$

5) Количество интенсификатора (нейтрализованный черный контакт, пихтовое масло, креозот, советский детергент и др.) принимается как

определенный процент от объема солянокислотного раствора W . (1-1,5 % объема солянокислотного раствора).

$$W_{\text{инт}} = 0,015 * V = 0,015 * 7 = 0,105 \text{ м}^3 \quad (7)$$

б) Уточненное количество воды с учетом всех добавляемых реагентов будет

$$V = W - W_{\text{к}} - \Sigma Q, \quad (8)$$

$$V = 7 - 3,6 - (0,07 + 0,13125 + 0,01145 + 0,105) = 3,0823 \text{ м}^3$$

Полученный раствор объемом 7 м^3 содержит $0,32 \text{ м}^3$ добавок и $3,08 \text{ м}^3$ воды.

Солянокислотная обработка проводится в соответствии со специальным планом, который утверждается главным инженером и главным геологом.

Порядок проведения работ:

- спустить НКТ со скошенным концом на глубину забоя. Промыть скважину круговой циркуляцией водой объемом $23,3 \text{ м}^3$;
- спустить колонну НКТ с пакером и скошенным концом на глубину 1310 м, пакер на глубине 1300 м;
- посадить пакер;
- произвести обвязку спецтехники. Опрессовать наземную коммуникацию на полутора кратное ожидаемое рабочее давление;
- произвести предварительную промывку скважины до забоя и определить приемистость;
- закачать расчетный объем соляной кислоты 7 м^3 ;
- продавить соляную кислоту в пласт пластовой водой в объеме $3,95 \text{ м}^3$;
- выдержать скважину в течение 2-3 ч до полной нейтрализации кислоты в результате реакции с породой;
- сорвать пакер, промыть скважину путем обратной промывки пластовой водой в объеме не менее 12 м^3 ;

– поднять пакер, спустить глубинно-насосное оборудование и ввести скважину в эксплуатацию [7].

Используя зависимость (1) определим прогнозируемый дебит нефти после СКО:

$$q_n^n = 1,19 \cdot q_n^{до} + 1,468 = 1,19 \cdot 0,60 + 1,468 = 2,182 \text{ т/сут.} \quad (9)$$

Средняя продолжительность эффекта $T_{эф}$ для СКО скважин турнейского яруса составляет 10 месяцев или 300 сут.

Если считать падение дебита по нефти линейным, то дополнительная добыча за время продолжительности эффекта будет равной

$$Q_{ддн} = \frac{(q_n^n - q_n^{до})}{2} \cdot T_{эф} = \frac{(2,182 - 0,60)}{2} \cdot 300 = 237 \text{ т.} \quad (10)$$

По формуле (2) обводненность после обработки составит

$$W^n = 0,615 \cdot W^{до} + 8,597 = 0,615 \cdot 31 + 8,597 = 27,7 \text{ \%}. \quad (11)$$

Эффект от проведения СКО будет заключаться в увеличении дебита нефти до 2,182 т/сут, который будет постепенно снижаться в течение 10 месяцев. За это время дополнительная добыча нефти составит 237 т. Обводненность после обработки составит 27,7 %.

Выводы

Основным методом интенсификации притока нефти для скважин с карбонатными трещиновато – пористыми коллекторами является соляно-кислотная обработка.

Анализ результатов проведения СКО показывает, что мероприятия по увеличению добычи нефти путем закачки соляной кислоты благоприятно воздействуют на пласт при низкой обводненности (до 55%) и невысоких среднесуточных дебитах скважин.

Для скважины № 2067 потребуется раствор соляной кислоты объемом 7 м³, состоящий из 3,6 м³ концентрированной соляной кислоты, 3,0823 м³

воды и 0,3177 м³ добавок: 0,07 м³ ингибитора , 0,13125 м³ уксусной кислоты, 0,105 м³ интенсификатора, 0,01145 м³ хлористого бария. Прогнозируемый дебит нефти после солянокислотной обработки составляет 2,182 т/сут. Дополнительная добыча за время продолжительности эффекта будет равной 237 т. Обводненность после обработки СКО составит 27,7 %.

Список используемых источников

- 1 Щуров В.И. Технология и техника добычи нефти. М.: Недра, 1983. 510 с.
- 2 Сборник задач по технологии и технике нефтедобычи / И.Т. Мищенко, В.А. Сахаров, В.Г. Грон и др. М.: Недра, 1984. 272 с.
- 3 Анализ методов интенсификации притока нефти к скважинам на месторождении Рават//Тезисы докладов 65 науч.-техн. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых. Уфа, 2014. С. 24-25.
- 4 Девликамов В.В., Зейгман Ю.В. Техника и технология добычи нефти. Уфа: Изд-во УНИ, 1987. 116 с.
- 5 Анализ геолого-технических мероприятий, проводимых на Орехово-Ермаковском месторождении. //Тезисы докладов 65 науч.-техн. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых. Уфа, 2014. С. 33-34.
- 6 Юрчук А.М., Истомин А.З. Расчеты в добыче нефти. М.: Недра, 1979. 272 с.
- 7 Баймухаметов К.С., Викторов П.Ф., Гайнуллин К.Х. Геологическое строение и разработка нефтяных и газовых месторождений Башкортостана. Уфа: РИЦ АНК «Башнефть», 1997. 424 с.

References

- 1 Schurov V.I. Technology and equipment of oil production. M.: Nedra, 1983. 510 p. [in Russian].
- 2 Collection of tasks in technology and engineering of oil production / Mischenko I.T., Saharov V.A., Gron V.G. etc. M.: Nedra, 1984. 272 p. [in Russian].
- 3 Analysis of methods for intensifying oil inflow to the wells at the field Rawat. Abstracts of scientific and engineering 65 conference of students, graduate students and young scientists. "Mining and geological" section. Ufa, 2014. pp. 24-25. [in Russian].
- 4 Devlikamov V.V., Zeygman U.V. Equipment and production technology of oil. Ufa: Pub. UNI, 1987. 116 p. [in Russian].
- 5 Analysis of geological and technical measures conducted at Orehovo-Ermakovskoe field. Abstracts of scientific and engineering 65 conference of students, graduate students and young scientists. "Mining and geological" section. Ufa, 2014. pp. 33-34. [in Russian].
- 6 Yurchuk A.M., Istomin A. Z. The calculations in the oil sector. M.: Nedra, 1979. 272 p. [in Russian].
- 7 Baimukhametov K.S., Viktorov P.F., Gainullin K.H. etc. The geological structure and development of oil and gas fields in Bashkortostan. Ufa: RIC ANK "Bashneft", 1997. 424 p. [in Russian].

Сведения об авторах

About the authors

Трофимов М.С., магистрант гр. МГР13-15-01, ФГБОУ ВО УГНТУ,
г. Уфа, Российская Федерация

M.S. Trofimov, Master Student of MGR13-15-01 Group, FSBEI HE
USPTU, Ufa, the Russian Federation

e-mail: Trofimov-m-s@mail.ru

Кардопольцев А.С., магистрант гр. МГР13-15-01, ФГБОУ ВО УГНТУ,
г. Уфа, Российская Федерация

A.S. Kardopoltsev, Master Student of MGR13-15-01 Group, FSBEI HE
USPTU, Ufa, the Russian Federation

Яркеева Н. Р., канд. техн. наук, доцент кафедры «Разработка и
эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений», ФГБОУ ВО
УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

N.R. Yarkeeva, Candidate of Engineering Sciences, Associate Professor of
the Chair «Development and exploitation of oil and gas fields», FSBEI HE
USPTU, Ufa, the Russian Federation