УДК 622.276.63

АНАЛИЗ ПРОВЕДЕНИЯ СОЛЯНОКИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ СКВАЖИН НА СРЕДНЕ-МАКАРИХИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

ANALYSIS OF TREATMENT WELLS BY HYDROCHLORIC ACID ON THE SREDNE-MAKARIHINSKOE FIELD

Березовский Денис Александрович
заместитель начальника цеха
филиала ООО «Газпром добыча Краснодар»,
Каневское газопромысловое управление
daberezovskiy-gaz@rambler.ru

Кусов Геннадий Владимирович
аспирант,
Северо-Кавказский федеральный университет
de_france@mail.ru

Савенок Ольга Вадимовна
доктор технических наук, доцент,
доцент кафедры Нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный технологический университет
olgasavenok@mail.ru

Матвеева Изабелла Сергеевна
студентка,
Кубанский государственный технологический университет»
izabell96@mail.ru

Berezovskiy Denis Aleksandrovich
Deputy chief of department of the branch
LLC «Gazprom mining Krasnodar»,
Kanevskoe gas field management
daberezovskiy-gaz@rambler.ru

Kusov Gennady Vladimirovich
Graduate student,
North-Caucasian Federal University
de_france@mail.ru

Savenok Olga Vadimovna
Doctor of the technical sciences,
assistant professor, assistant professor of
the pulpit oil and gas deal of the name of
the professor G.T. Vartumyan,
Kuban state technological university
olgasavenok@mail.ru

Matveeva Izabella Sergeevna
Student,
Kuban state technological university
izabell96@mail.ru

Аннотация. В статье сделан расчёт требуемого количества кислоты и концентрации для проведения солянокислотной обработки, расчёт радиуса проникновения кислоты и объёма растворённой породы. Проанализировав результаты проведённых солянокислотных обработок на скважинах Средне-Макарихинского месторождения, можно предположить, что дебит рассматриваемой скважины может увеличиться после проведения солянокислотной обработки на 20 и более процентов. Чтобы повысить эффективность солянокислотной обработки, можно порекомендовать увеличить глубину проникновения раствора в пласт. Увеличение глубины проникновения достигается повышением концентрации соляной кислоты в исходном растворе и скорости закачки. Но у этих методов имеются отрицательные стороны. Повышение концентрации вызывает коррозию металла и оборудования. Увеличение скорости закачки ограничивается приёмистостью скважины и мощностью применяемого насосного оборудования.

Ключевые слова: обработка скважин соляной кислотой; термохимическая и термокислотная обработки; подготовка скважин к обработке; технология проведения кислотных обработок; расчёт радиуса проникновения кислоты; расчёт объёма растворённой породы; анализ эффективности проведённых солянокислотных обработок.

Annotation. The article made the calculation of the required amount of acid and concentration for processing wells by hydrochloric acid, calculation of the penetration of the acid range and volume of the dissolved species. After analyzing the results of treatments carried out on wells by hydrochloric acid on the Sredne-Makarihinskoe field, it can be assumed that the production rate can be increased consideration of the well after the hydrochloric acid treatment on 20 percent or more. To improve processing efficiency of hydrochloric acid processing, can be recommended to increase the depth of penetration of the solution into the reservoir. Increasing the depth of penetration is achieved by increasing the hydrochloric acid concentration in the initial solution and the injection rate. But these methods have drawbacks. Increasing concentrations cause metal corrosion and equipment. Increased download speed is limited by the capacity and injectivity of the well pumping equipment used.

Keywords: well treatment by hydrochloric acid; thermochemical and thermal acidizing; preparing wells for processing; technology of processing by acid treatment; calculation of acid penetration radius; calculation of the volume of the dissolved rock; analysis of the effectiveness of treatments carried out by hydrochloric acid.

Средне-Макарихинское нефтяное месторождение расположено на территории Усинского района Республики Коми в 90 км к северо-востоку от г. Усинска. Здесь базируются нефтедобывающие предприятия, ведущие разработку Усинского и Возейского нефтяных месторождений, связанных магистральным нефтепроводом Усинск – Ухта – Ярославль. В 32 км к юго-западу от

Средне-Макарихинского находится Баганское нефтяное месторождение, связанное нефтепроводом с головными сооружениями г. Усинска.

Классификация методов воздействия на призабойную зону скважин

Обработка скважин соляной кислотой

Обработка скважин соляной кислотой нашла наиболее широкое распространение вследствие своей сравнительной простоты, дешевизны и часто встречающихся благоприятных для её применения пластовых условий.

В нефтесодержащих породах нередко присутствуют в тех или иных количествах известняки, доломиты или карбонатные цементирующие вещества. Такие породы соляная кислота хорошо растворяет, при этом происходят следующие основные реакции.

При воздействии на известняк:

$$CaCO_3 + 2HCl = CaCl_2 + H_2O + CO_2 . \quad (1)$$

При воздействии на доломит:

$$CaMg(CO_3)_2 + 4HCl = CaCl_2 + MgCl_2 + 2H_2O + 2CO_2 . \quad (2)$$

Однако в кислоте всегда присутствуют примеси, которые при взаимодействии с ней могут образовать не растворимые в растворе нейтрализованной кислоты осадки. Выпадение этих осадков в порах снижает проницаемость.

К числу этих примесей относятся следующие компоненты:

- хлорное железо ($FeCl_3$), образующее в результате гидролиза гидрата окиси железа [$Fe(OH_3)$] выпадающего в виде объёмистого осадка;
- серная кислота в растворе при её взаимодействии с хлористым кальцием образует гипс, который удерживается в растворе лишь в незначительных количествах. Основная масса гипса выпадает в осадок в виде волокнистой массы игольчатых кристаллов;
- некоторые реагенты, вводимые в раствор кислоты в качестве антикоррозийных добавок (ингибитор ПБ-5).

Для обработки скважин обычно готовится раствор соляной кислоты с содержанием чистой HCl в пределах от 10 до 15 %, так как при большом её содержании нейтрализованный раствор получается очень вязким, что затрудняет его выход из пор пласта.

Соляная кислота, взаимодействуя с глинами, образует соли алюминия, а с цементом и песчаником – гель кремниевой кислоты, выпадающие в осадок. Для устранения этого и используют стабилизаторы – уксусную (CH_3COOH) и плавиковую кислоты, а также ряд других (лимонная, винная и др.).

Различают несколько видов обработки соляной кислотой скважин, вскрывших карбонатные коллекторы: кислотные ванны, простые кислотные обработки под давлением, термокислотные обработки, кислотные обработки через гидромониторные насадки, серийные поинтервальные кислотные обработки.

Кислотная ванна

Кислотные ванны применяются во всех скважинах с открытым забоем после бурения и при освоении, для очистки поверхности забоя от остатков цементной и глинистой корки, продуктов коррозии кальцитовых выделений из пластовых вод и др. Для скважин, забой которых обсажен колонной и перфорирован, кислотные ванны проводить не рекомендуют. Объём кислотного раствора должен быть равен объёму скважины от забоя до кровли обрабатываемого интервала, а башмак НКТ, через который закачивают раствор, спускается до подошвы пласта или забоя скважины. Применяется раствор HCl повышенной концентрации (15–20 %), так как его перемешивания на забое не происходит.

При проведении солянокислотной ванны одним из основных технологических показателей является время выдерживания соляной кислоты в скважине, которое зависит от времени нейтрализации кислоты. Время нейтрализации соляной кислоты при взаимодействии с карбонатной породой определяли опытным путём.

Простые кислотные обработки

Наиболее распространённые кислотные обработки, осуществляются задавкой раствора HCl. Простые кислотные обработки, как правило, осуществляются с помощью одного насосного агрегата в тщательно промытой и подготовленной скважине без применения повышенных температур и давления. При парафинистых и смолистых отложениях в НКТ и на забое их удаляют промывкой скважины соответствующими растворителями: керосином, пропан-бутановыми фракциями и другими нетоварными продуктами предприятий нефтехимии. При открытом забое кислотная обработка проводится только после кислотной ванны. После закачки расчётного объёма раствора кислоты в НКТ закачивают продавочную жидкость в объёме, равном объёму НКТ.

В качестве продавочной жидкости обычно используется нефть для добывающих скважин и вода с добавкой ПАВ для нагнетательных скважин.

Кислотная обработка под давлением

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

Сначала в скважине проводятся обычные подготовительные мероприятия: удаление забойных пробок, парафиновых отложений, изоляция обводнившихся прослоев или создание на забое столба тяжёлой жидкости в пределах обводнившегося низа скважины. Обычно перед проведением СКО под давлением продуктивный пласт изучается для выявления местоположения поглощающих прослоев и их толщины. Для предохранения обсадной колонны от высокого давления у кровли пласта на НКТ устанавливают пакер с якорем. Затем спущенным на НКТ пакером герметизируют кольцевое пространство, и в пласт закачивается раствор HCl объёмом, равным внутреннему объёму 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 объёмом, равным объёму НКТ и подпакерного пространства. После выдержки пакер с якорем и НКТ извлекаются, и скважина пускается в эксплуатацию.

Термохимическая и термокислотная обработки

Термохимической обработкой называют воздействие на призабойную зону пласта кислотой, нагретой за счёт экзотермической реакции с магнием.

При термокислотной обработке в пласт закачивают вначале нагретую кислоту, а затем холодную.

В руководстве по кислотным обработкам термохимическую обработку рекомендуется применять в скважинах с открытым стволом в продуктивной части разреза.

Основное назначение термохимических и термокислотных обработок – интенсифицировать с помощью тепла процесс взаимодействия соляной кислоты с породами и добиться очистки поверхностей от накопившихся твёрдых углеводородов и ускоренного растворения породы.

При термокислотной обработке металлический магний в виде столбиков стружки или шариков загружают в специальный реакционный наконечник, представляющий собой трубу, заканчивающуюся сеткой. Наконечник на насосно-компрессорных трубах опускают в интервал вскрытой части пласта.

Кислоту 15–20 %-ной концентрации закачивают в трубы и затем прокачивают через магний, находящийся в наконечнике в виде столбиков. Скорость прокачки кислоты выбирают такой, чтобы при входе из наконечника температура кислоты достигала 70–90 °С и при этом концентрация её должна оставаться не менее 10–15 %. Далее закачанную в скважину кислоту продавливают в пласт. Поступление в пласт водорода, выделяющегося при реакции кислоты с магнием, обеспечивает установка пакера.

Воздействие холодной кислотой даёт положительный результат, если запарафинена призабойная зона пласта, так как порода, на которой отложился парафин и другие углеводороды, растворяется, что ведёт к образованию каналов растворения. При закачке холодной кислоты в частично запарафиненные каналы растворения первые порции её дольше сохраняются активными, и, следовательно, глубина проникновения их в пласт будет больше.

Подготовка скважин к обработке

Кислотные обработки пласта проводятся в технически исправных скважинах, не имеющих нарушений герметичности эксплуатационных колон и насосно-компрессорных труб.

Перед проведением обработки скважина должна быть промыта по схеме прямой циркуляции нефтью, конденсатом или другой жидкости, не наносящей ущерба коллекторским свойствам пласта, до поступления с забоя чистой жидкости.

По окончании промывки производится испытания скважины на приёмистость путём закачки в пласт нефти или другой жидкости, на 2–3 режимах до стабилизации давления.

При низкой приёмистости целесообразна установка кислотной ванны для отчистки поверхности фильтра от загрязняющих материалов.

При наличии асфальто-смоло-парафиновых отложений (АСПО) в НКТ после промывки скважины нефтью (конденсатом) необходимо удалить отложение путём закачки и выдержки в НКТ и в зоне фильтра 2–3 часов органических растворителей. Для этого могут быть использованы следующие растворители: ББФР, БТФ, нефрас, бентол, ФАУ, лёгкая пиролезная смола, а также смеси с добавкой аминов жирных кислот С10-С16, С17-С20 или ингибиторов парафиноотложений – реагентов СНПХ-7204, СНПХ-7205, СНПХ-7214, СНПХ-7214Р, СНПХ-7215, СНПХ-7401, СНПХ-7212, СНПХ-7410, ИНПАР-1 и другие.

Технология проведения кислотных обработокна Средне-Макарихинском месторождении

Цель: очистка интервала перфорации и призабойной зоны от глинистого раствора, корки и цемента, воздействие на коллектор призабойной зоны для увеличения коэффициента продуктивности.

Расчёт требуемого количества кислоты и концентрации для проведения СКО

Определим необходимое количество химикатов и составим план обработки скважины № 740 соляной кислотой.

Скважина № 740 имеет следующую характеристику:

- глубина $H = 3240$ м;
- толщина пласта $h = 44{,}4$ м;
- глубина зумпфа $h_{зум} = 10$ м;
- внутренний диаметр скважины $D_{скв} = 0{,}1683$ м;
- диаметр НКТ $d_{нкт} = 0{,}0699$ м;
- наружный диаметр НКТ $d_1 = 0{,}0889$ м.

Для заданных условий принимаем концентрацию кислоты 15 %. При средней норме расхода соляной кислоты 1,2 м^3 на 1 м интервала обработки общий объём 15 %-ной соляной кислоты, составит:

$$W_p = h \cdot 1{,}2\,, \tag{3}$$

где h – толщина пласта, м; $W_p = 44{,}4 \cdot 1{,}2 = 53{,}28$ м^3.

Расчёт количества химикатов и воды

На приготовление 53,28 м^3 15 %-ного раствора необходимо концентрированной HCl:

$$W_к = \frac{W_p \cdot x_p \cdot (5{,}09 \cdot x_p + 999)}{x_к \cdot (5{,}09 \cdot x_к + 999)}\,, \tag{4}$$

где W_p – объём 15 %-ной соляной кислоты, м^3; x_p – объёмная доля кислотного раствора; $x_к$ – объёмная доля товарной кислоты ($x_к = 27{,}5$ %);

$$W_к = \frac{53{,}28 \cdot 15 \cdot (5{,}09 \cdot 15 + 999)}{27{,}5 \cdot (5{,}09 \cdot 27{,}5 + 999)} = 27{,}44 \text{ м}^3.$$

В качестве замедлителя реакции и стабилизатора окисных соединений железа используем уксусную кислоту, объем которой определим по формуле

$$W_{ук} = \frac{b_{ук} \cdot W_p}{c_{ук}}\,, \tag{5}$$

где $b_{ук}$ – норма добавки 100 % уксусной кислоты ($b_{ук} = 3$ %); $c_{ук}$ – объёмная доля товарной уксусной кислоты ($c_{ук} = 80$ %);

$$W_{ук} = \frac{3 \cdot 53{,}28}{80} = 1{,}998 \text{ м}^3.$$

В качестве ингибитора коррозии выбран реагент В-2, объём которого

$$W_и = \frac{b_и \cdot W_p}{c_и}\,, \tag{6}$$

где $b_и$ – выбранная объёмная доля реагента в растворе $b_и = 0{,}2$ % ; $c_и$ – объёмная доля товарного ингибитора ($c_и = 100$ %).

$$W_и = \frac{0{,}2 \cdot 53{,}28}{100} = 0{,}1 \text{ м}^3. \tag{7}$$

Количество интенсификатора (принимаем Марвелан-К (О)):

$$W_{инт} = \frac{b_{инт} \cdot W_p}{100}\,, \tag{8}$$

$b_{инт}$ – норма добавки 100 % интенсификатора ($b_{инт} = 0{,}3$ %);

$$W_{инт} = \frac{0{,}3 \cdot 53{,}28}{100} = 0{,}16\,. \tag{9}$$

При использовании технической соляной кислоты в ней может содержаться до $a = 0{,}4$ % серной кислоты. Её нейтрализуют добавкой хлористого бария, количество которого определяют по формуле

$$G_{хб} = 21{,}3 \cdot W_р \cdot \left(\frac{a \cdot x_р}{x_к} - 0{,}02 \right), \tag{10}$$

где 21,3 – масса хлористого бария (кг), необходимые для нейтрализации 10 кг серной кислоты; $\frac{a \cdot x_р}{x_к}$ – объёмная доля серной кислоты в приготовленном растворе; a – объёмная доля серной кислоты в товарной соляной кислоте, %; 0,02 – допустимая объёмная доля серной кислоты в растворе, когда после реакции её с карбонатными породами соли не выпадают в осадок, %.

$$G_{хб} = 21{,}3 \cdot 53{,}28 \cdot \left(\frac{0{,}4 \cdot 10}{27{,}5} - 0{,}02 \right) = 142{,}4 \text{ кг}. \tag{11}$$

При плотности хлористого бария 4000 кг/м^3 объём его с учётом определяют

$$W_{хб} = \frac{G_{хб}}{4000} = \frac{142{,}4}{4000} = 0{,}04 \text{ м}^3. \tag{12}$$

Объём воды для приготовления кислотного раствора

$$W_в = W_р - W_к - \sum W_{реаг} = 53{,}28 - 27{,}44 - (1{,}9998 + 0{,}1 + 0{,}16 + 0{,}04) = 25{,}54 \text{ м}^3.$$

Порядок приготовления кислотного раствора

Наливают в мерник 25,54 м^3 добавляют к воде 0,1 м^3 ингибитора В-2, 1,998 м^3 уксусной кислоты; 37,5 м^3 соляной товарной кислоты. Полученный раствор тщательно перемешивают, измеряют его плотность ареометром. При правильной дозировке плотность должна соответствовать заданной концентрации при температуре замера. Значение $\rho_р$ можно рассчитать по формуле

$$W_к = \frac{W_р \cdot \rho_р \cdot (\rho_р - 999)}{\rho_к \cdot (\rho_к - 999)}, \tag{13}$$

где $\rho_к$ – плотность товарной кислоты (при 15 °С $\rho_к = 1139$ кг/м^3).

$$\rho_к = \frac{999}{2} + \sqrt{\left(\frac{999}{2} \right)^2 + \rho_к \cdot (\rho_к - 999) \cdot \frac{W_к}{W_р}}; \tag{14}$$

$$\rho_к = \frac{999}{2} + \sqrt{\left(\frac{999}{2} \right)^2 + 1139 \cdot (1139 - 999) \cdot \frac{17{,}8}{53{,}28}} = 1050 \text{ кг/м}^3.$$

Если замеряемая плотность больше расчётной, в раствор добавляют воду, если меньше, то товарную кислоту. Обычно корректировка не требуется, если нет грубых ошибок в расчётах или в дозировке, так как возможные погрешности при расчётах меньше, чем ошибка при замере плотности ареометром.

Затем добавляют в раствор 72 кг хлористого бария, хорошо перемешивают, через 5 минут после этого добавляют 51 л интенсификатора Марвелан-К (О), раствор снова перемешивают и оставляют его на 2–3 часа до полного осветления, после чего раствор перекачивают в цистерну Азинмаш-30А и другие ёмкости.

Обработка скважины

В процессе подготовительных работ скважина промыта и заполнена нефтью.

1. Нижний интервал продуктивного пласта изолируют закачкой бланкета (концентрированного раствора хлористого кальция). Трубы опускают до забоя и при небольшой подаче насоса Азинмаш-30А закачивают раствор $CaCl_2$ плотностью 1200 кг/м^3.

Объём закачиваемого бланкета составляет:

$$V_{бл} = 0{,}785 \cdot D^2 \cdot h_{зум} = 0{,}785 \cdot 0{,}22^2 \cdot 10 = 0{,}38 \text{ м}^3. \tag{15}$$

Для получения 1 м^3 раствора $CaCl_2$ плотностью 1200 кг/м^3 требуется 540 кг $CaCl_2$ и 0,66 м^3 воды. Для изоляции нижнего интервала необходимо $540 \cdot 0{,}38 = 205$ кг $CaCl_2$ и $0{,}66 \cdot 0{,}38 = 0{,}25$ м^3 воды. Транспортировка бланкета осуществляется продавкой нефтью в объёме выкидной линии длиной 20 м с внутренним диаметром $d_в = 0{,}05$ м и НКТ длиной 3039 м.

Объём выкидной линии

$$V_в = 0{,}785 \cdot d_в^2 \cdot 20 = 0{,}04 \ \text{м}^3. \quad (16)$$

Объём 1 м НКТ

$$V_{нкт} = 0{,}785 \cdot d^2 \cdot 1 = 0{,}0785 \cdot 0{,}0699 \cdot 1 = 0{,}0055 \ \text{м}^3. \quad (17)$$

Объём нефти для продавки бланкета

$$V = V_в + V_{нкт} \cdot L = 0{,}04 + 0{,}0055 \cdot 3039 = 16{,}75 \ \text{м}^3. \quad (18)$$

2. Трубы приподнимают, устанавливая башмак на глубине 3029 м, размещают и обвязывают оборудование.

3. Закачивают кислотный раствор в объёме выкидной линии, насосно-компрессорных труб и ствола скважины от башмака НКТ до кровли пласта

$$V_к = V_в + V_{нкт} \cdot (L - h) + 0{,}785 \cdot \left(D^2 - d_1^2\right) \cdot \left(h - h_{зум}\right), \quad (19)$$

где d_1 – наружный диаметр НКТ;

$$V_к = 0{,}04 + 0{,}0055 \cdot (3039 - 44{,}4) + 0{,}785 \cdot \left(0{,}22^2 - 0{,}0889^2\right) \cdot (44{,}4 - 10) = 17{,}6 \ \text{м}^3.$$

4. Закрывают задвижку на затрубном пространстве и насосом агрегата закачивают остальной кислотный раствор

$$V_к' = W_р \cdot V_к = 53{,}28 - 17{,}6 = 35{,}68 \ \text{м}^3. \quad (20)$$

5. Для задавливания кислоты в пласт закачивают нефть в объёме выкидной линии, насосно-компрессорных труб и ствола скважины от подошвы НКТ до кровли пласта

$$V_н = V_к' = 17{,}6 \ \text{м}^3. \quad (21)$$

6. Затем закрывают задвижку на выкидной линии. Буферное давление падает. Продолжительность реагирования кислоты 1,5–2,0 часа.

7. Приток вызывают свабированием или с помощью компрессора, производится отработка скважины и очистка призабойной зоны от продуктов реакции.

После освоения скважину исследуют для определения эффективности кислотной обработки, а затем сдают в эксплуатацию.

Для увеличения эффективности кислотного воздействия на породу желательно, чтобы активная кислота проникала на большее расстояние от скважины. Радиус обработанной зоны увеличивается с ростом скорости закачки. Кроме того, увеличение подачи насоса при закачке снижает время контакта кислоты с оборудованием и уменьшает коррозию последнего.

Режим работы агрегата выбирают таким образом, чтобы давление, создаваемое насосом, было достаточно для продавки раствора в пласт при максимально возможной его подаче. Определим необходимое давление на выкиде насоса при закачке в скважину жидкости с расходом $q = 6{,}85$ л/с:

$$p_{вн} = p_{заб} - p_ж + p_m = 36{,}8 - 26{,}7 + 1{,}44 = 11{,}54 \ \text{МПа}. \quad (22)$$

где $p_{заб}$ – максимальное забойное давление при продавке раствора:

$$p_{заб} = p_{пл} + q \cdot 10^{-3} \cdot \frac{86400}{K} = 25 + 6{,}85 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{86400}{50} = 36{,}8 \ \text{МПа}; \quad (23)$$

$p_ж$ – гидростатическое давление столба продавочной жидкости (нефть плотностью 900 кг/м^3):

$$p_ж = \rho \cdot g \cdot \left(L - h_{зум}\right) = 900 \cdot 9{,}81 \cdot (3039 - 10) \cdot 10^{-6} = 26{,}7 \ \text{МПа}; \quad (24)$$

p_m – потери давления на трение:

$$p_m = \lambda \cdot v^2 \cdot L \cdot \frac{\rho}{2 \cdot d} = 0{,}023 \cdot 1{,}79^2 \cdot 3039 \cdot \frac{900}{2 \cdot 0{,}0699} \cdot 10^{-6} = 1{,}44 \ \text{МПа}; \quad (25)$$

v – скорость движения жидкости по трубам:

$$v = \frac{q \cdot 10^{-3}}{0{,}785 \cdot d^2} = \frac{6{,}85 \cdot 10^{-3}}{0{,}785 \cdot 0{,}0699^2} = 1{,}79 \ \text{м/с}; \quad (26)$$

λ – коэффициент гидравлического сопротивления:

$$\lambda = \frac{0{,}3164}{\text{Re}^{0{,}25}} = \frac{0{,}3164}{37536^{\,0{,}25}} = 0{,}023 \ ; \quad (27)$$

Re – число Рейнольдса

$$\mathrm{Re} = \frac{v \cdot d \cdot \rho}{\mu} = \frac{1{,}79 \cdot 0{,}0699 \cdot 900}{3 \cdot 10^{-3}} = 37536\ , \qquad (28)$$

где μ – динамическая вязкость продавочной нефти ($\mu = 3$ мПа·с).

При закачке кислотного раствора агрегат Азинмаш-30А работает на III скорости при диаметре плунжера 120 мм. При этом давление на выкиде насоса (17,4 МПа) больше чем необходимое для продавки в пласт раствора с дебитом 6,85 л/с.

Продолжительность нагнетания и продавки в пласт раствора

$$\tau = \frac{(W_p + V_н) \cdot 10^3}{q \cdot 3600} = \frac{(53{,}28 + 17{,}6) \cdot 10^3}{6{,}85 \cdot 3600} = 2{,}8 \text{ часа}. \qquad (29)$$

Расчёт радиуса проникновения кислоты и объёма растворённой породы

Анализ отчётов по кислотным обработкам на скважинах Средне-Макарихинского месторождения даёт преставление о роли этого метода в интенсификации добычи нефти. Для кислотных обработок применяли нефтекислотные эмульсии (соляная кислота 15 % + нефть). Так как в обрабатываемых скважинах проявления асфальто-смоло-парафиновых отложений, то помимо нефтекислотной эмульсии в скважины закачивали органический растворитель СНПХ-7р14 для удалений этих отложений в НКТ и пласте. Знание состава и объёма закачанной в пласт смеси дало возможность сделать расчёты по двум направлениям: определение радиуса проникновения смеси в пласт; определение изменения пористости после реакции кислоты с породой.

Эффективная толщина скважины № 740 $h = 44{,}4$ м. Объём и состав закачиваемой смеси 53,28 м^3 15 %-ной HCl + 17,6 м^3 нефти и 5 м^3 СНПХ-7р14. Эту смесь продавили нефтью в пласт. Зная объём закачиваемой смеси ($V_{зак} = 75{,}88$ м^3), можно найти радиус проникновения этой смеси в пласт ($R_{пр}$):

$$R_{пр} = \frac{\sqrt{\frac{V_{зак} \cdot 4}{h \cdot \pi \cdot m}}}{2} = \frac{\sqrt{\frac{75{,}88 \cdot 4}{44{,}4 \cdot 3{,}14 \cdot 0{,}09}}}{2} = 2{,}46 \text{ м}. \qquad (30)$$

Чтобы найти пористость, нужно знать, какой объём породы растворился при взаимодействии HCl. Для этого нужно знать растворяющую способность 15 %-ного раствора кислоты.

Расчёты показали, что при взаимодействии с известняком 73 г чистой HCl при полной её нейтрализации растворяется 100 г известняка.

Известно, что 1 литр 15 %-ного раствора содержит 162 г чистой HCl. Следовательно, для растворения одного килограмма известняка потребуется $\frac{730}{162} = 4{,}5$ л раствора.

Значит, для растворения 1 кг известняка требуется $4{,}5 \cdot 10^{-3}$ м^3 раствора. Так как было закачано 53,28 м^3 15 %-ной HCl, то значит, она растворила $\frac{53{,}28}{4{,}5 \cdot 10^{-3}} = 11840$ кг $CaCO_3$.

Плотность породы равна 2,23 г/см^3. Значит, кислота растворила $\frac{7835}{2230} = 5{,}31$ м^3 породы.

Расчёты по изменению пористости показывают, что пористость увеличилась в $\frac{m}{m_0} = \frac{0{,}096}{0{,}09} = 1{,}07$ раз (рис. 1).

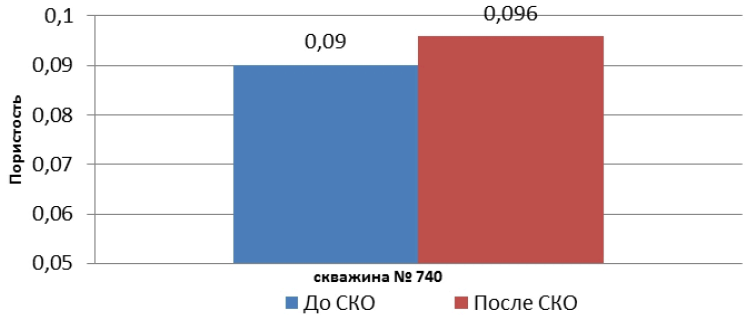

Рисунок 1 – Пористость до и после СКО

Анализ эффективности проведённых СКО

Рассмотрим таблицу с данными по проведённым СКО на Средне-Макарихинском месторождении (табл. 1).

Таблица 1 – Сведения о скважинах, в которых была проведена СКО

№ скважины	Толщина пласта	Результаты до СКО			СКО			Результаты после СКО		
		дебит, $м^3$/сут.	диаметр штуцера, мм	обводнённость, %	объём смеси HCl, $м^3$	концентрация, %	давления закачки $P_{зак}$	дебит, $м^3$/сут.	диаметр штуцера, мм	обводнённость, %
21	13,6	5,0	5	19	2	10	140	7,0	5	20
8	12,8	5,5	5	10	4	10	70	5,7	5	10
31	15,6	6,0	5	–	5	15	140	8,3	5	–
15	14,2	6,2	5	9	2	15	70	6,5	5	9
9	12,8	5,4	5	24	3	16	60	6,3	5	28

В 2015 году на Средне-Макарихинском месторождении было проведено 5 кислотных обработок добывающих скважин, на которых был получен положительный эффект, т.е. увеличение скважинной продукции от 3 до 30 %, причём только в скважине № 31 проведение кислотной обработки привело к увеличению дебита жидкости на 30 %, при этом обводнённость скважинной продукции не изменилась (рис. 2).

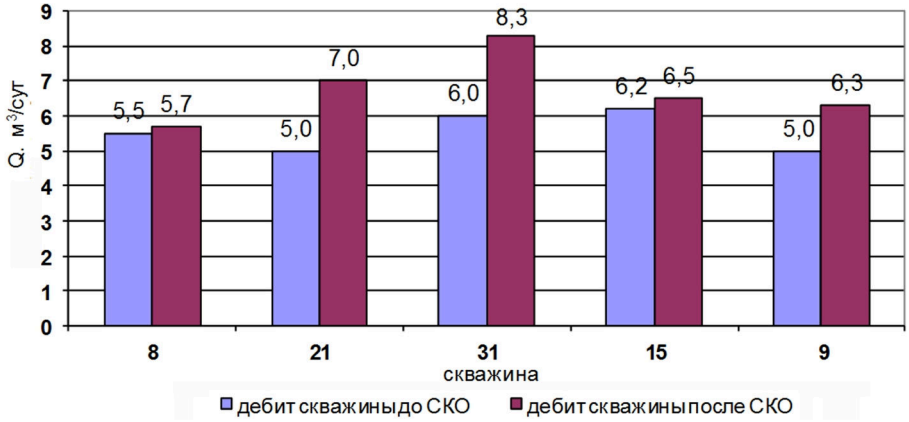

Рисунок 2 – Эффективность солянокислотных обработок скважин

Технико-экономическое обоснование проведения солянокислотной обработки

Средний дебит исследуемой скважины составляет 12,5 тонн/сут., после проведения СКО дебит ожидается около 15 тонн/сут. Следовательно, дополнительно добытой нефти получаем 2,5 тонн/сут. Если принять, что одна тонна нефти на мировом рынке стоит примерно 12000 рублей и чистая прибыль предприятия составляет 10 %, то дополнительная прибыль от проведения СКО в год составит $365 \cdot 12000 \cdot 0{,}1 \cdot 2{,}5 = 1095000$ рублей. Это сумма превосходит стоимость проведения СКО, следовательно, предприятию выгодно проводить кислотную обработку на скважинах с карбонатными коллекторами.

Литература:

1. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений: учебное пособие для вузов. – М. : Недра, 1990. – 427 с.
2. Игнатов А.В., Зайнулин Ю.В., Ботвиновская О.А. Отчёт пробной эксплуатации скважин Средне-Макарихинского месторождения. – Уфа : РН – УфаНИПИнефть, 2005. – 163 с.
3. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти : учебное пособие для вузов. – М. : ФГУП Изд-во «Нефть и газ», 2003. – 816 с.
4. Проект соляно-кислотной обработки скважины Средне-Макарихинского месторождения – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65635b2bc68a4d53a89421206d26_0.html
5. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление: в 2 т. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2011. – Т. 1. – 348 с.
6. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление: в 2 т. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2011. – Т. 2. – 348 с.

7. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин: в 4 т. – Краснодар : Издательский Дом – Юг. – Т. 1. – 2012. – 540 с.
8. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин: в 4 т. – Краснодар : Издательский Дом – Юг. – Т. 2. – 2012. – 576 с.
9. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин: в 4 т. – Краснодар : Издательский Дом – Юг. – Т. 3. – 2014. – 576 с.
10. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин: в 4 т. – Краснодар : Издательский Дом – Юг. – Т. 4. – 2015. – 512 с.
11. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин»: в 4 т. : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг. – Т. 1. – 2013. – 432 с.
12. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин»: в 4 т. : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг. – Т. 2. – 2013. – 532 с.
13. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин»: в 4 т. : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг. – Т. 3. – 2013. – 348 с.
14. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин»: в 4 т. : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг. – Т. 4. – 2014. – 464 с.
15. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
16. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.

References:

1. Boyko V.S. Development and operation of oil fields: manual for higher education institutions. – M. : Nedra, 1990. – 427 p.
2. Ignatov A.V., Zaynulin Yu.V., Botvinovskaya O.A. Report of test operation of wells of the Average and Makarikhinsky field. – Ufa : RN – Ufanipineft, 2005. – 163 p.
3. Mishchenko I.T. Borehole oil production: manual for higher education institutions. – M. : Federal State Unitary Enterprise Publishing House Neft i gaz, 2003. – 816 p.
4. The project of salt and acid processing of the well of the Average and Makarikhinsky field – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65635b2bc68a4d53a89421206d26_0.html
5. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfalto-smolo-parafinovye deposits and hydrate formations: prevention and removal: in 2 v. – Krasnodar : Publishing house – South, 2011. – V. 1. – 348 p.
6. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfalto-smolo-parafinovye deposits and hydrate formations: prevention and removal: in 2 v. – Krasnodar : Publishing house – South, 2011. – V. 2. – 348 p.
7. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells: in 4 v. – Krasnodar : Publishing house – South. – V. 1. – 2012. – 540 ps.
8. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells: in 4 v. – Krasnodar : Publishing house – South. – V. 2. – 2012. – 576 p.
9. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells: in 4 v. – Krasnodar : Publishing house – South. – V. 3. – 576 p.
10. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells: in 4 v. – Krasnodar : Publishing house – South. – V. 4. – 2015. – 512 p.
11. Bulatov A.I., Savenok O.V. Praktikum on discipline «Completion of oil and gas wells»: in 4 v. : manual. – Krasnodar : Publishing house – South. – V. 1. – 2013. – 432 p.
12. Bulatov A.I., Savenok O.V. Praktikum on discipline «Completion of oil and gas wells»: in 4 v. : manual. – Krasnodar : Publishing house – South. – V. 2. – 2013. – 532 p.
13. Bulatov A.I., Savenok O.V. Praktikum on discipline «Completion of oil and gas wells»: in 4 v. : manual. – Krasnodar : Publishing house – South. – V. 3. – 2013. – 348 p.
14. Bulatov A.I., Savenok O.V. Praktikum on discipline «Completion of oil and gas wells»: in 4 v. : manual. – Krasnodar : Publishing house – South. – V. 4. – 2014. – 464 p.
15. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology at construction of oil and gas wells : manual for students of higher education institutions. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 603 p.
16. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Publishing house – South, 2016. – 576 p.