**Введение**

Призабойной зоной скважины (ПЗС) называют область пласта в интервале фильтра, примыкающую к стволу. Эта область подвергается наиболее интенсивному воздействию различных физических, механических, гидродинамических, химических и физико-химических процессов, обусловленных извлечением жидкостей и газов из пласта или их закачкой в залежь в процессе ее разработки. Через ПЗС проходит весь объем жидкостей и газов, извлекаемых из пласта за все время его разработки. Вследствие радиального характера притока жидкости в этой зоне возникают максимальные градиенты давления и максимальные скорости движения. Фильтрационные сопротивления здесь также максимальны, что приводит к наибольшим потерям пластовой энергии. От состояния ПЗС существенно зависит текущая и суммарная добыча нефти, дебиты добывающих скважин и приемистость нагнетательных скважин. Поэтому в процессе вскрытия пласта при бурении и последующих работах по креплению скважины, оборудованию ее забоя и т.д. очень важно не ухудшить, а сохранить естественную проницаемость пород ПЗС. Однако нередко в процессе работ по заканчиванию скважины и последующей ее эксплуатации проницаемость пород оказывается ухудшенной по сравнению с первоначальной, естественной. Это происходит вследствие отложения в породах ПЗС глинистых час т смолы, асфальтенов, парафина, солей и т.д. В результате резко возрастают сопротивления фильтрации жидкости и газа, снижается дебит скважины и т.д. В таких случаях необходимо искусственное воздействие на ПЗС для повышения ее проницаемости и улучшения сообщаемости пласта со скважиной.

Методы воздействия на ПЭС можно разделить на три основные группы: химические, механические и тепловые.

Химические методы применяют в тех случаях, когда проницаемость призабойной зоны ухудшена вследствие отложения веществ, которые можно растворить в различных химических реагентах (например, известняк в соляной кислоте). Пример такого воздействия – соляно-кислотная обработка пород ПЗС.

Механические методы применяют в малопроницаемых твердых породах. К этому виду воздействия относится гидравлический разрыв пласта (ГРП).

Тепловые методы применяют в тех случаях, когда в ПЗС отложились вязкие углеводороды (парафин, смолы, асфальтены), а также при фильтрации вязких нефтей. К этому виду воздействия относят различные методы прогрева ПЭС.

Кроме перечисленных существуют методы, представляющие их сочетание. Например, гидрокислотный разрыв представляет собой сочетание ГРП и соляно-кислотной обработки, термокислотная обработка сочетает как тепловые, так и химические воз действия на ПЗС и т.д.

Методы воздействия на ПЗС на нефтегазодобывающих промыслах осуществляют бригады по текущему и капитальному ремонту скважин.

**1. Исходные данные**

**1.1 Орогидрография**

В географическом отношении залежи 302,303 Ромашкинского месторождения прослеживаются от Северо – Западной оконечности Бугульмино – Белебеевской возвышенности через Шугуровское плато до границы Республики Татарстан.

В административном отношении изучаемые залежи принадлежат Лениногорскому району.

Ближайшие крупные населенные пункты – районные центры: город Лениногорск – располагается в 12 км на восток и город Альметьевск в 25 км на север от северо-восточной части, изучаемой площади. Непосредственно на площади залежей расположены поселки городского типа – Шугурово, Куакбаш, Зеленая Роща. Остальные населенные пункты сельского типа – это Верхняя Чершила. Нижняя Чершила, Алешкино, Кузайкино, Тукмак и другие. Все населенные пункты связаны между собой широко развитой сетью асфальтированных и грунтовых работ.

Ближайшими железнодорожными станциями являются Бугульма (50 км) и Клявлино (30 км) через которые проходит однопутная железнодорожная линия Ульяновск – Уфа. Кроме того, восточнее месторождения проходит железнодорожная линия, соединяющая нефтяные районы Бугульма – Лениногорск – Альметьевск – Акташ-Кама.

Населенные пункты электрофицированны. Электроснабжение осуществляется посредством линии передач от Куйбышевской, Уруссинской, и Заинской ГРЭС.

Местные месторождения твердых полезных ископаемых известняка, гравия, глины, песков – находя широкое применение в качестве строительных материалов.

Климат района умеренно континентальный. Зима (середина ноября – март) умеренно холодная, снежная, с устойчивыми морозами, Средняя температура января -13,4 -15°С, в отдельные годы абсолютный минус опускается до –40 – 45°С Снежный покров устанавливается в конце ноября, его толщина в марте достигает 50–60 см. Лето (июнь-середина сентября) теплое. Средняя температура самого жаркого месяца июля +18,2 +20°С, может достигать +36 +38°С.

Преобладающее направление ветров западное и юго-западное, со скоростью 2 – 5 м/сек. В летний период до 14 дней с суховеями. Атмосферные осадки выпадают неравномерно, среднегодовое количество их составляет 400 – 500 мм

Замерзание почвы с поверхности наблюдается с октября – ноября по апрель – май месяцы. Средняя глубина промерзания почвы достигает – 1 метра, минимальная -1,5 м. Рельеф описываемой территории представляет собой довольно расчлененную равнину с самыми высокими абсолютными отметками у деревни Алешкино (+337 м) и на Шугуровском плато (+320 м). Минимальные отметки приурочены к речным долинам (+60, +100 м).

Реки, протекающие здесь, не судоходны и транспортного значения не имеют. Это река Шешма и ее правые притоки: Лесная Шешма, Каратай, Кувак. Реки текут с юга на север, северо-запад, что обусловлено общим понижением рельефа в этом направлением.

**1.2 Стратиграфия**

В геологическом строении залежей 301–303 принимает участие кристаллический фундамент и платформенный чехол. Кристаллический фундамент сложен метаморфическими породами архейской группы. Осадочный чехол включает отложения девона, карбона, перьми и четвертичной систем. На поверхность обнажаются четвертичные и верхнеказанские отложения. Более древние образования вскрыты многочисленными скважинами. Общая мощность осадочного чехла около 2000 м. Из них 75% приходится на карбонатные и 25% на терригенные породы.

Вопросами корреляции и стратиграфической идентификации разрезов скважин занимались многие исследователи. Эти вопросы отработаны достаточно хорошо, поскольку в разрезе, по данным ГИС, присутствует большое количество реперных пластов, имеющих площадной характер распространения. Поэтому, достаточно однозначно выделяются интервалы залегания продуктивных пластов.

# **Каменноугольная система – С**

В пределах 302–303 залежей отложения каменноугольной системы представлены карбонатными отложениями нижнего и среднего отделов.

**Нижнекаменноугольный отдел – С1**

**Серпуховский ярус – С1srp**

В составе яруса выделяются тарусский, стешевский и протвинский горизонты. Литологически отложения представлены известняками и доломитами кристаллически зернистыми, часто кавернозными и трещиноватыми.

Верхняя граница яруса (протвинский горизонт) проводится по резкой смене нижнекаменноугольной фауны (фораминифер, брахиопод и кораллов) среднекаменноугольными. Продуктивная часть серпуховского яруса – протвинский горизонт (залежь 303), представлена известняками и доломитами зернистыми, светло-серыми, сахаровидными. Толщина горизонта 36–57 м.

В основании яруса залегают плотные известняки и доломиты общей мощностью иногда до 25 м. Однако, не всегда подошва яруса отбивается достаточно четко. Толщина серпуховского яруса в целом составляет 116–157 м.

**Среднекаменноугольный отдел – С2**

Среднекаменноугольные отложения повсеместно залегают со стратиграфическим несогласием на породах серпуховского яруса. В среднем карбоне выделяют два яруса: башкирский и московский. Общая толщина среднекаменноугольных отложений 255–375 м.

**Башкирский ярус – С2bsch**

По подошве башкирского яруса залегают плотные глинистые известняки и доломиты толщиной до 4–8 м. В литологическом отношении ярус, в основном, сложен известняками органогенными, органогенно-обломочными, микрозернистыми, брекчиевидными и доломитами, кавернозными и трещиноватыми.

Продуктивная часть разреза сложена пористыми известняками, толщина которых колеблется от 2 до 16 м. В кровельной части они перекрываются плотными глинистыми известняками (до 3 и более метров). В Шугуровском типе разреза пачка пористых известняков представлена в более сокращенном виде. Толщина яруса изменяется от 6 до 36 м.

**1.3 Тектоника**

В тектоническом отношении основным структурным элементом, контролирующим в современном плане закономерности распределения промышленных скоплений нефти на площадях Ромашкинского месторождения является Южный купол Татарского свода – структура первого порядка. Купол представляет собой крупное платообразное поднятие изометрической формы размером около 100⋅100 км.

###### Структурный план отложений нижнего карбона

По кровле продуктивных отложений Серпуховского яруса четко прослеживается крупная структура второго порядка – Шугурово-Куакбашский вал. В пределах изогипс 550–555 м – это асимметричное поднятие, вытянутое в субмеридиальном направлении на 18–20 км, ширина изменяется от 1,5 до 6,0 км, постепенно сужаясь к переклинальным частям структуры. Наиболее приподнятая часть с амплитудой свыше 60 м находится в районе Шугуровского поднятия. Восточное крыло структуры, особенно на юге, круче западного.

С юга на север в границах вала выделяется ряд иногда довольно крупных поднятий третьего порядка: Ойкинское, Шугуровске, Сортоводское, Куакбашское. Размеры их колеблются от 60 до 15 метров. Последние в свою очередь осложняются большим количеством более мелких локальных поднятий и прогибов.

Ойкинское поднятие занимает юго-западную переклиналь. Это относительно небольшое (2,5⋅1,5 км) мало – амплитудное (15 м).

Шугуровское поднятие в границах изогипсы 530 м приобретает в плане вытянутую с юга на север овальную форму с размерами длиной 7,5 –8,0 км, шириной 1,5 – 3,0 км. Сводовая часть имеет абсолютную отметку 486–490 метров. Амплитуда поднятия до 60 метров. На север и юг поднятие заметно выхолаживается до 15 и менее метров.

Сортоводское поднятие занимает южную Куакбашской структуры, по изогипсе 530 метров объединяет ряд более мелких приподнятых участков. Размер поднятий 7,0⋅2,0 км, амплитуда до 20 метров. На юге намечается пологая зона перехода Соратоводской структуры в Шугуровскую.

В пределах Куакбашской структуры в пределах изогипсы 530–540 метров выделяют два замкнутых приподнятых участка с размером 3,0 – 3,5 х 0,5 – 2,0 км, и амплитуда 15 – 10 метров.

Рассмотренные поднятия отделены друг от друга и вышеописанной Сартоводской структуры широтными зонами прогибания с отметками более 535–540 метров.

Далее на север в приклинной части вала в пределах изогипсы 540 – 545 метров выделяется ряд мелких мелкоамплитудных (5–10 м), куполовидных локальных участков.

В пределах Зай – Каратаевской структуры в границах изогипсы 545 м выделяются малоамплитудные (5–10 м) поднятия широтного простирания с размерами 4,2⋅0,22 км.

**1.4 Коллекторские свойства продуктивных горизонтов**

В процессе геологической съемки, бурения структурно-поисковых, разведочных, эксплуатационных и нагнетательных скважин на территории Ромашкинского месторождения к 1980 году было выявлено более 200 залежей и установлена нефтеносность 14 горизонтов. В том числе на рассматриваемых площадях Шугуровско-Куакбашской зоны доказано наличие промышленных скоплений нефти в терригенно-карбонатных коллекторах турнейского яруса, бобриковского горизонта, серпуховского и башкирского ярусов и верейского горизонта – отложений нижнего и среднего карбона.

В нижне и среднекаменноугольных отложениях Ромашкинского месторождения самые крупные залежи открыты в его юго-западной части на наиболее приподнятой части Миннибаевской террасы – Куакбашско-Шугуровской структуре, вытянутой в меридиональном направлении. Нефтепроявления в этом районе приурочены, в основном, к отложениям серпуховского и башкирского ярусов нижнего и среднего карбона, которые отличаются чрезвычайной неоднородностью и невыдержанностью по площади и по разрезу.

**Нефтеносность отложений нижнего карбона (залежь 303)**

**Серпуховский ярус**

Промышленная нефтеносность этих отложений (в объеме протвинского горизонта) впервые доказана в 1943 году на Шугуровском месторождении. В дальнейшем его продуктивность получила подтверждение на Ойкинском и, в основном, Шугуровско-Куакбашском поднятии.

Залежь в серпуховских отложениях до 1981 года опробовали в 34 скважинах, в том числе в 11 совместно с башкирским ярусом. В 21 из них получили притоки нефти с дебитом от 0,1 до 30 т/сут. В остальных 10 – нефть с водой и в 3 скважинах – вода.

Имелись скважины, которые довольно стабильно работали в течение нескольких лет, что подтвердило наличие в серпуховских отложениях промышленных скоплений нефти. Продуктивная часть разреза на 303 залежи в основном представлена двумя пористо-трещиноватыми интервалами (пластами). Обладая довольно хорошими коллекторскими свойствами, они образуют единый природный резервуар, приподнятая часть которого представляет собой ловушку, где сформировались скопления нефти массивного типа.

**Нефтеносность отложений среднего карбона (залежь 302)**

**Башкирский ярус**

В настоящее время уже доказана его региональная нефтеносность не только в пределах рассматриваемой юго-западной части Ромашкинского месторождения, но и на многих других площадях Татарстана. Промышленная разработка залежи башкирский яруса ведется на месторождениях западного склона Южного купола. В плане залежь 302 совпадает с выше рассматриваемой залежью 303 серпуховского возраста и также контролируемая крупной брахиантиклинальной структурой северо-восточного простирания – Шугуровско-Куакбашским валом.

Большинство положений по особенностям распределения коллекторов, покрышек, степени насыщения, определение ВНК и др., изложенные выше для серпуховских отложений, также характерны для залежей башкирского возраста. Стоит отметить, что 302 и 303 залежи обладают вертикальной трещиноватостью и глинистая перемычка в кровле протвинского горизонта не может являться надежной изоляцией этих двух залежей друг от друга. Исходя из этого 302, 303 залежи являются одним объектом разработки.

Границы 302 и 303 залежей, приуроченных к данным отложениям, проведены по линии ВНК на отметках –540,1 м (скв. 410) в северной части и -540,0 м (скв. 533) в южной части. ВНК имеет наклонную плоскость с юга на север. Средняя абсолютная отметка ВНК по залежам составляет -543 м. При определении положения ВНК, главным образом, использовались данные испытания скважин. По большинству из них, с учетом характера распределения пористо-проницаемых пропластков в интервале перфорации и диапазона нефтеносности по данным геофизических исследований, этаж нефтеносности залежей достигает 70–90 метров.

Начальная средняя нефтенасыщенная толщина по 302 залежи – 6,4 м, по 303 – 12 метров.

Таблица 1. Геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Наименование | Залежь | |
| 302 | 303 |
| Средняя глубина, м | 875 | 892 |
| Тип залежи | Массивная | |
| Тип коллектора | Порово-трещинный-кавернозный | |
| Площадь нефтегазоносности, тыс. м2 | 256938 | 152454 |
| Общая толщина средняя, м | 10,2 | 17,2 |
| Средне взвешанная нефтенасыщенная толщина, м | 5 | 8,8 |
| Пористость, доли ед. | 0,124 | 0,141 |
| Начальная нефтенасыщенность, доли ед. | 0,758 | 0,788 |
| Проницаемость нефтенасыщенная, мкм2 | 0,086 | 0,145 |
| Коэффициент песчанистости, доли ед. | 0,596 | 0,663 |
| Коэффициент расчлененности, доли ед. | 3186 | 5100 |
| Начальное пластовое давление, МПа | 7,1 | 7,4 |

Запасы нефти в башкирско-серпуховских отложениях распределены неравномерно и, в основном, сосредоточены в серпуховских отложениях.

Коллекторские свойства по пористости и проницаемости представлены в таблице 1.

**1.5 Физико-химические свойства нефти, газа и пластовой воды**

Исследование физико-химических свойств пластовых нефтей проводилась по пластовым пробам в отделе исследования нефтей ТатНИПИнефть и в аналитической лаборатории ТГРУ.

Ниже приводится краткая характеристика нефти, воды и газа по ярусам.

**Башкирский ярус**

Исследование свойств нефти башкирского яруса в пластовых условиях проводилось по 148 пробам, отобранным из 38 скважин. Среднее значение основных параметров нефти, полученных по результатам анализов проб следующие: давление насыщения – 1,4МПа, газосодержание – 5,9 м3/т, объемный коэффициент – 1,034, динамическая вязкость составляет 43,63 мПа⋅с. плотность пластовой нефти – 877 кг/м3, пластовая температура – 23 °С. По данным анализов поверхностных проб нефти башкирского яруса относятся к группе тяжелых нефтей – плотность в поверхностных условиях составляет 908,6 кг/м3. По содержанию серы – 3,11% масс и парафина – 3,0% масс нефть является высокосернистой, парафинистой. Кинематическая вязкость при 20°С составляет 109,9 мПа⋅с.

По химическому составу подземные воды башкирских отложений хлоркальциевого типа. Общая минерализация вод колеблется от 7,5 до 258,6 г/л, плотность 1005,0–1180,0 кг/м, вязкость 1,03–1,84мПа⋅с. (табл. 2)



Состав газа – азотный. Газонасыщенность 0,08–0,9 м3/т. Присутствует сероводород в количестве 0,006 м3/т, объемный коэффициент – 1,0001.

**Серпуховский ярус**

Исследования свойств нефти серпуховского яруса в пластовых условиях проводилось по 91 пробам, отобранным из 22 скважин. Среднее значение основных параметров нефти, полученных по результатам анализов проб следующие: давление насыщения – 1,3 МПа, газосодержание – 4,72 м3/т, объемный коэффициент – 1,032, динамическая вязкость составляет 52,87 мПа⋅с. Плотность пластовой нефти –883,8 кг/м, сепарированной – 906,8 кг/м3, пластовая температура 23°С. По данным анализов поверхностных проб нефти серпуховского яруса относятся к группе тяжелых нефтей – плотность в поверхностных условиях составляет917,3



кг/м3. По содержанию серы – 2,6% масс и парафина – 5% масс нефть является высокосернистой, парафинистой. Кинематическая вязкость при 200С составляет 109,4 мПа⋅с. Подземные воды серпуховских отложений представлены двумя типами: сульфатно-натриевыми и хлоркальциевыми (по В.А. Сулину). Сульфатные воды в основном связаны с процессами выщелачивания гипсов и ангидритов. Общая минерализация колеблется от 12,6 до 23,0 г/л, плотность 1009,6–1175,0 кг/м, вязкость 1,03–1,8 мПа⋅с. (табл. 4)



Также присутствует сероводород в количестве 0,008 м3/т. Состав газа – азотный. Газонасыщенность 0,09–0,12 м3/т. объемный коэффициент – 1,0003.

Из-за наличия в водах серпуховских и башкирских отложений серы и сероводорода необходимо предусмотреть защиту нефтепромыслового оборудования от коррозии.

Наиболее полные результаты исследований свойств нефти в пластовых и поверхностных условиях, физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти, физико-химические свойства пластовых вод, содержание ионов и примесей в пластовых водах представлены в таблицах 2–6, по каждому из горизонтов даны средние значения параметров, диапазон их изменения.

Общая минерализация подземных вод серпуховских и башкирских отложений изменяется в течение года от 0,7 до 258 г./л, удельный вес – с 1005,0 до 1180,0 кг/м3. Из всего вышеизложенного можно сделать вывод, что пластовые воды этих залежей неоднородны.

Свойства пластовых нефтей и газа практически не оказывают влияния на выбор марки реагента по ограничению водопритока. При выборе состава закачиваемого реагента наиболее важным является пластовая температура, минерализация (плотность) попутно извлекаемой воды.

Из-за отсутствия результатов поверхностных и пластовых проб воды отобранных на изучаемых участках, нет возможности обнаружить различие между ними

Таблица 2. Физические свойства пластовых вод 302 залежи

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Наименование | Диапазон изменения | Среднее значение |
| Газосодержание, м/т | 0,13 | 0,13 |
| в т.ч. сероводорода, м/т | 0,006 | 0,006 |
| Вязкость, мПа⋅с | 1,03–1,8 | 1,1 |
| Общая минерализация, г/л | 7,5587–158,605 | 56,689 |
| Плотность, кг/м | 1005–1180 | 1040 |

Таблица 3. Содержание ионов и примесей в пластовых водах 302 залежи

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Наименование | Диапазон изменения | Среднее значение |
| CL | 55,16–4141,8 | 893,21 |
| SO | 0,0–81,51 | 37,53 |
| HCO | 0,4–13,4 | 5,39 |
| Ca | 9,9–677,3 | 83,21 |
| Mg | 1,55–168,02 | 38,48 |
| KNa | 93,82–3144,15 | 731,72 |

Таблица 4. Физические свойства пластовых вод 303 залежи

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Наименование | Диапазон изменения | Среднее значение |
| Газосодержание, м/т | 0,14 | 0,14 |
| в т.ч. сероводорода, м/т | 0,008 | 0,008 |
| Вязкость, мПа⋅с | 1,03–1,8 | 1,1 |
| Общая минерализация, г/л | 17,775–229,0226 | 47,105 |
| Плотность, кг/ м | 1009–1175 | 1036 |

Таблица 5. Содержание ионов и примесей в пластовых водах 303 залежи

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Наименование | Диапазон изменения | Среднее значение |
| CL | 164,58–3982,5 | 694,42 |
| SO | 0,03–90,89 | 50,41 |
| HCO | 0,0–14,26 | 5,76 |
| Ca | 13,06–600 | 66,44 |
| Mg | 11,29–162,13 | 34,84 |
| KNa | 218,26–3092,74 | 601,32 |

Таблица 6. Свойства пластовой нефти

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Наименование | | Серпуховский ярус | Башкирский ярус |
| Среднее значение | |
| Давление насыщения газом, МПа | | 1,3 | 1,4 |
| Газосодержание, м3/т | | 4,72 | 5,9 |
| Плотность, кг/м3 | в пластовых условиях | 883,8 | 877 |
| сепарированной нефти | 906,8 | 898,7 |
| в поверхностных условиях | 917,3 | 908,6 |
| Вязкость, мПа⋅с | | 52,87 | 43,62 |
| Объемный коэффициент при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, доли единиц | | 1,032 | 1,034 |
| Содержание сероводорода в попутном газе, м3/т | | 0,008 | 0,006 |
| Пластовая температура, °С | | 23 | |

**1.6 Режим залежи**

Энергетическое состояние залежи – главный фактор ограничивающий темпы ее разработки и полноту извлечения нефти и газа. Каждая залежь обладает запасом пластовой энергии, которая тем больше пластовое давление и размеры залежи. Пока залежь не вскрыта скважинами, нефть и газ в ней неподвижны. Запасы пластовой энергии до тех пор велики, пока не произойдет сообщение пласта со скважиной. Поэтому для характеристики преобладающей в процессе разработки

формы пластовой энергии введено понятие режима работы залежи. Для нефтяных месторождений принято выделять водонапорный, упругий, газонапорный, растворенного газа и гравитационный режимы.

Ромашкинское месторождение работает на водонапорном режиме. Водонапорный режим предполагает возникновение таких условий в залежи, когда нефть находится под постоянным воздействием контурных вод, в свою очередь имеющих постоянный источник питания. При этом происходит непрерывное замещение переместившегося в скважине объема нефти таким же объемом воды.

При учете объемов поступающей в пласт воды, можно добиться такого режима работы залежи, при котором скважины будут работать фонтанным способом в длительное время.

Учитывая, что характеристика нефтяных пластов, на которые воздействует вода неоднородно, то может возникнуть неравномерный характер продвижения воды и нефти на отдельных участках и нарушение режима работы залежи. В частности, величина давления ниже давления насыщения (предельная величина давления, при котором весь газ растворен в жидкости) и начнется интенсивное выделение газа в пласт. Это в свою очередь приведет к изменению режима работы залежи. Условиями, благоприятствующими осуществлению водонапорного режима является: а) хорошая сообщаемость нефтяной залежи с водяным резервуаром; б) небольшая вязкость нефти; в) однородность пласта по проницаемости; г) соответствие темпов отбора нефти и продвижения воды. Естественный водонапорный режим обеспечивает разработку месторождения медленными темпами и требует значительного притока подстилающих вод. Кроме того, он трудно регулируем. Наиболее эффективный искусственный водонапорный режим, разработанной заранее схеме и контролируя ее объемы, удается более эффективно вести разработку месторождения.

**1.7 Конструкция скважин**

На залежи применяется следующая схема бурения:

– под направление скважина бурится на воде;

– под кондуктор бурится турбобуром на воде;

– под эксплуатационную колонну из-под кондуктора до глубины 900 – 1000 м бурится турбобуром на воде;

– с глубины 900 – 1000 м до перехода на глинистый раствор бурится винтовым забойным двигателем на воде;

– дальнейшее бурение до проектной глубины ведется ротором на глинистом растворе.

Все скважины имеют одноколонную конструкцию. Направление диаметром 324 мм с толщиной стенки 9 – 10 мм. Спускается на глубину от 30 до 40 м… Кондуктор диаметром 245 мм с толщиной стенки 8 – 10 мм, спускается на глубину от 165 до 320 м. Эксплуатационная колонна диаметром 146 и 168 мм спускается на глубину от 1669 до 1838 м.

Для обеспечения нормальных условий бурения, закачивания и эксплуатации скважин, а также защиты обсадных колонн от наружной коррозии, выполнения требований охраны недр, тампонажный раствор поднимается до устья, а за эксплуатационной колонной – как минимум с перекрытием башмака кондуктора.

Наиболее частое осложнение, встречающееся при бурении скважин, заключается в полной или частичной потере циркуляции из-за имеющих место зон поглощения в вышележащих пластах. Кроме того, имеют место участки с высоким пластовым давлением выше и нижележащих пластов, что может привести к нефтепроявлению, выбросу или открытому фонтану.

**2. Технико-технологический раздел**

**2.1 Факторы, ухудшающие коллекторские свойства пласта и действие различных соединений при соляно – кислотной обработке**

Основная причина низкой продуктивности скважин наряду с плохой естественной проницаемостью пласта и некачественной перфорацией – снижение проницаемости призабойной зоны пласта.

Призабойной зоной пласта называется область пласта вокруг ствола скважины, подверженная наиболее интенсивному воздействию различных процессов, сопровождающих строительство скважины и ее последующую среду и нарушающих первоначальное равновесное механическое и физико-химическое состояние пласта.

Само бурение вносит изменение в распределение внутренних напряжений в окружающей забой породе. Снижение продуктивности скважин при бурение происходит также в результате проникновения раствора или его фильтрата в призабойную зону пласта. При взаимодействии фильтрата с пластовой минерализованной водой может происходить образование нерастворимых солей и выпадение их в осадок, набухание глинистого цемента и закупоривание стойких эмульсий, и снижение фазовой проницаемости скважин. Может быть и не качественная перфорация вследствие применения маломощных перфораторов, особенно в глубоких скважин, где эмульсия взрыва зарядов поглощается энергией больших гидростатических давлений.

Снижение проницаемости призабойной зоны пласта происходит при эксплуатации скважин, сопровождающейся нарушением термобарического равновесия в пластовой системе и выделением из нефти свободного газа, парафина и асфальто-смолистых веществ, закупоривающих паровое пространство коллектора.

Интенсивное загрязнение призабойной зоны пласта отмечается и в результате проникновения рабочих жидкостей при проведении в скважинах различных ремонтных работ. Приемистость нагнетательных скважин ухудшается вследствие закупорки порового пространства нефтепродуктами, содержащимися в закачиваемой воде. В результате проникновения подобных процессов возрастают сопротивление фильтрации жидкости и газа, снижаются дебиты скважин и возникает необходимость в искусственном воздействии на призабойную зону пласта с целью повышения продуктивности скважин и улучшения их гидродинамической связи с пластом.

Известняк и доломит растворяются в соляной кислоте: хлористый кальций, хлористый магний, соли – хорошо растворимые в воде носители кислоты, и легко удаляются из пласта. Углекислый газ также легко удаляется из скважин, а при давлении свыше 7,6 МПа растворяются в той же воде. Оптимальная концентрация соляной кислоты в растворе принимается равной 10–16%. Применения кислоты с низкой концентрацией (менее 10%) вызывает необходимость наливать в пласт большое наличие воды, в результате чего может осложниться процесс освоения скважин после кислотной обработки.

Применение кислоты с высокой концентрацией (более16%) также нежелательно, это приводит к образованию в пористой среде насыщенных высоковязких растворов хлористого кальция и хлористого магния, трудно извлекаемых из пласта. Кроме того, с увеличением концентрации кислоты возрастает также коррозионная активность, эмульгирующая способность, вероятность выпадения солей в осадок при контакте кислоты с пластовой водой, а также в результате растворения гипса. Наиболее пригодным для обработок является 8–15%-ный раствор соляной кислоты, в котором на 100 весовых частей водного раствора приходится от 8 до 15 частей чистой соляной кислоты. Количество кислоты для обработки скважин выбирают в зависимости от мощности пласта, от химического состава породы, физических свойств пласта (пористость, проницаемость), числа предыдущих обработок. В среднем берут от 0,4 до 1,5 м раствора кислоты на 1 м обрабатываемого интервала. Наименьшие объёмы раствора кислоты 0,4–0,6 м на 1 м мощности пласта применяют для скважин малопроницаемыми коллекторами и с малыми начальными дебитами. Малый объём кислотного раствора для скважин с такими коллекторами может быть частично компенсирован применением повышенной концентрации раствора. Для скважин с более высокой проницаемостью пород, со среднем пластовым давлением для первичной обработки назначают несколько большие объёмы кислотного раствора в пределах 0,8–1,0 м на 1 м мощности обрабатываемого интервала. Наконец, для скважин с высокими начальными дебитами, с породами большой проницаемости принимают объем кислотного раствора 1,0–1,5 м на 1 м мощности пласта. При повторных обработках во всех случаях увеличивают объём кислотного раствора на 20–40% по сравнению с предыдущей обработкой.



**2.2 Выбор кислотных обработок для различных коллекторов**

Соляно кислотная обработка может применяться вскважинах, эксплуатирующая карбонатные, трещиннопоровые пласты любой толщины. Объектами обработок могут быть некачественно освоенные (после бурения или капитального ремонта) скважины и скважины, существенно снизившие дебит в процессе эксплуатации. Обработки назначаются по определению текущего и конвенциального коэффициентов продуктивности. Для проведения соляной обработки нагнетательных скважин следует выбирать скважины, которые должны удовлетворять следующим требованиям:

1. Приемистость скважины более 500 м3/сутки и со временем снижения до 100 м3/сутки и ниже;
2. скважина должна изливать;
3. устьевая арматура и эксплутационная колонна должны быть герметичными.

**2.3 Выбор скважин для СКО**

Солянокислотная обработка может применяться в скважинах, эксплуатирующих карбонатные, трещинно-поровые пласты любой толщины. Объектами обработок могут быть некачественно освоенные (после бурения или капитального ремонта) скважины и скважины, существенно снизившие дебит в процессе эксплуатации. Обработки назначаются по определению текущего и потенциального коэффициентов продуктивности.

Для проведения солянокислотной обработки нагнетательных скважин следует выбирать скважины, которые должны удовлетворять следующим требованиям:

а) проницаемость вскрытых пластов – 300 – 600 мдарси и выше; I

б) приемистость скважины более 500 м/сутки и со временем снижения до 100 м/сут и ниже;



в) скважина должна изливать;

г) устьевая арматура и эксплуатационная колонна должны быть герметичными.

**2.4 Реагенты и химические материалы для СКО**

Солянокислотная обработка призабойных зон скважин предназначена для очистки поверхности забоев (фильтровой части) скважин и увеличения проницаемости призабойной зоны пласта в целях увеличения дебита добывающих или приемистости нагнетательных скважин, сокращения сроков их освоения.

Солянокислотная обработка основана на способности растворения карбонатных пород (известняков и доломитов) соляной кислотой в результате химических реакций, протекающих при взаимодействии соляной кислоты с породами следующим образом.

Продукты реакции соляной кислоты с карбонатами – двухлористый кальций (СаСl2) и двухлористый магний (MgCl2) хорошо растворяются в воде. Эти продукты вместе с остатками прореагировавшей кислоты извлекаются на поверхность при промывке скважины. Углекислый газ (СО2) в зависимости от давления выделяется в виде свободного газа или растворяется. В результате реакции соляной кислоты с карбонатными породами и вымыванием продуктов реакции в призабойной зоне пласта образуют поровые каналы большого сечения, что ведет к увеличению проницаемости призабойной зоны пласта, а следовательно, и производительности (приемистости) скважин.

**2.5 Объем и концентрация растворов кислоты**

Эффективность солянокнслотлых обработок скважин зависит от концентрации кислоты, ее количества, давления при обработке, температуры на забое, характера пород и других факторов. Для проведения кислотных обработок объем, и концентрация раствора кислоты планируются для каждого месторождения и каждой скважины индивидуально, так как точно подсчитать эти параметры затруднительно. Предельные значения этих параметров обычно следующие: объем – 0,4–1,5 м3 на 1 м обрабатываемой мощности пласта: концентрация 12–16% HCI с уменьшением ее в отдельных случаях до 8% и увеличением до 20%.

Наименьшие объемы кислоты в 0,4–1,0 м3 на 1 м мощности обрабатываемого интервала пласта применяют для малопроницаемых карбонатных пород при малых начальных дебатах скважин. Для этих условий принимают наиболее высокую концентрацию раствора – с 15–16% HCI, а при отдельных обработках и 20% НСl.

Для скважин с высоким начальным дебитом и породами высокой проницаемости следует планировать 1,0–1,5 м3 раствора кислоты на 1 м мощности обрабатываемого пласта.

Для песчаных коллекторов первичные обработки рекомендуется начинать с малыми объемами раствора кислоты (0,4 – 0,6 м3 на 1 м мощности) при сниженной до 8,0–10%-ной концентрации кислоты.

При повторных обработках во всех случаях объем кислотного раствора постепенно увеличивают по сравнению с предыдущими обработками до максимального.

**2.6 Оборудование для кислотных обработок**

Для перевозки неингибированной соляной кислоты от химических заводов до кислотной базы используются железнодорожные цистерны, гуммированные специальными сортами резины или эбонитами. Ингибированная соляная кислота может транспортироваться в обычных железнодорожных цистернах, но с защитным покрытием химически стойкой эмалью или химически стойким лаком.

Уксусную кислоту транспортируют до кислотной базы также в металлических гуммированных цистернах. Плавиковую кислоту доставляют в эбонитовых баллонах.

Для доставки кислоты с химических заводов на кислотные базы, если они близко расположены, и с кислотной базы на скважины используют автоцистерны-кислотовозы. Внутренние поверхности этих цистерн гуммируют или защищают многослойным покрытием химически стойкими эмалями и лаками.

Концентрированные товарные кислоты хранят в металлических стационарных резервуарах емкостью 25–50–100 м3. Эти резервуары защищают кислотоупорной футеровкой (покрытие эмалями, лаками, гуммирование).

Разведение кислоты с доведением раствора до нужной концентрации производится в передвижных емкостях, устанавливаемых у скважин. Обычно эти емкости представляют собой применяемые на производственных площадях мерники для сбора нефти объемом 14 м3, внутренние поверхности которых покрыты защитным слоем.

Для удобства перевозки мерники устанавливают на полозьях. Для перекачки кислоты из железнодорожных цистерн в емкости и из емкостей в автоцистерны применяются кислотоупорные центробежные насосы с малым напором и большой производительностью.

При перекачке кислоты используются резиновые гофрированные шланги или же гибкие трубы из поливинипласта и полиэтилена.

Для кислотных обработок в большинстве случаев применяют цементировачный агрегат ЦА-320.

**2.7 Приготовление рабочего раствора соляной кислоты**

Концентрированную соляную кислоту разводят до заданного для рабочего раствора содержания НСl на месте ее хранения (кислотная база) или непосредственно у скважины перед ее обработкой.

Так как соляная кислота, поступающая с заводов, может иметь различную концентрацию, то необходимо точно рассчитать, какое количество воды и кислоты требуется смешать, чтобы получить раствор заданных концентрации и объема.

Количество товарной кислоты 1» в объемных единицах, необходимое для получения 1 м3 рабочего раствора заданной концентрации, рассчитывают по следующей формуле:

(1)



или для любого количества кубометров

(2)



где – объем товарной кислоты, - плотность товарной кислоты, кг/м; – заданная плотность готового раствора, кг/м; берут исходя из заданного процентного содержания НСl в рабочем растворе.



Для приготовления раствора заданной концентрации НСl товарную кислоту разводят в емкостях, объем которых строго протарирован.

Соответственно расчету, в емкость заливают воду, затем заливают концентрированную товарную кислоту и летом вносят все необходимые добавки (ингибиторы, ПАВ и пр.).

Добавки реагентов-ингибиторов, ПАВ обычно настолько незначительны, что поправки на объемы этих реагентов не вводятся.

**2.8 Техника проведения солянокислотных обработок скважин**

Процесс солянокислотной обработки скважины заключается в нагнетании в пласт раствора соляной кислоты насосом или самотеком, если пластовое давление низкое).

Порядок работ при этом следующий. Скважину очищают от песка, грязи, парафина и продуктов коррозии. Для очистки стенок скважины от цементной и глинистой корки и от продуктов коррозии при открытом забое применяют «кислотную ванну». При этом раствор кислоты подают на забой скважины и выдерживают ее там, не продавливая в пласт. Через несколько часов отреагировав кислоту вместе с продуктами реакции вымывают на поверхность обратной промывкой, нагнетая промывочную жидкость (нефть или вода) в затрубное пространство скважины.

Кислотная ванна предупреждает попадание загрязняющих материалов в поровое пространство пласта при последующей обработке. Поэтому кислотная ванна считается одним из первых и обязательных этапов кислотного воздействия на пласт.

Перед обработкой скважины у ее устья устанавливают необходимое оборудование и опрессовывают все трубопроводы на полуторакратное рабочее давление. В случае закачки раствора кислоты самотеком опрессовку оборудования не производят.

Параллельно с обвязкой устья скважины к месту работы подвозят подготовленный раствор соляной кислоты или готовят его тут же у скважины.

Сначала скважину заполняют нефтью и устанавливают циркуляцию. Затем в трубы нагнетают заготовленный раствор соляной кислоты. Объем нефти, вытесненной из скважины через кольцевое пространство, измеряют в мернике. Количество первой порции кислоты, нагнетаемой в скважину, рассчитывают так, чтобы она заполняла трубы и кольцевое пространство от башмака труб до кровли пласта. После этого закрывают задвижку на отводе из затрубного пространства и остатки заготовленного кислотного раствора под давлением закачивают в скважину. Кислота при этом поступает в пласт. Оставшуюся в трубах и в нижней части скважины кислоту также продавливают в пласт водой или нефтью.

При низких давлениях в скважинах не всегда удается установить циркуляцию при промывке нефтью вследствие поглощения ее пластом. В этом случае в скважину прокачивают с максимально возможной скоростью от 10 до 20 м3 нефти и при этом наблюдают за положением уровня в кольцевом пространстве при помощи эхолота или других приборов (например, газовых счетчиков). Установив, что уровень в скважине перестал подниматься, не прерывая процесса, в скважину вслед за нефтью на той же скорости нагнетают весь рассчитанный объем кислоты, а затем закачивают нефть для вытеснения кислоты из труб.

Нагнетать кислоту в пласт необходимо с максимально возможными скоростями, чтобы кислота проникала на большие расстояния от ствола скважины.

После продавливания кислотного раствора в пласт скважину оставляют на некоторое время в покое для реагирования кислоты с породой, после чего пускают скважину в эксплуатацию.

Технология проведения солянокислотных обработок неодинакова и может изменяться в зависимости от физических свойств пласта, его мощности и прочих условий. В простейшем случае процесс обработки сводится к обычной закачке кислоты в пласт насосом или самотеком, как описано выше.

При наличии одного мощного пласта рекомендуется применять ступенчатую обработку. Для этого всю мощность пласта разбивают на интервалы по 10–20 м, которые поочередно, начиная с верхнего, обрабатывают раствором кислоты с установкой башмака труб в нижней части обрабатываемого интервала.

При обработке слабопроницаемых пород часто не удается прокачать в пласт сразу значительное количество кислоты. В этом случае хорошие результаты дает двухстадийная обработка. На первой стадии в пласт закачивают 2-З м3 раствора кислоты и выдерживают скважину под давлением в течение нескольких часов. После того как давление в закрытой скважине снизится, закачивают вторую порцию кислоты в количестве 5–7 м3.

Другой разновидностью солянокислотных обработок являются серийные обработки, заключающиеся в том, что скважину последовательно 3–4 раза обрабатывают кислотой с интервалом между обработками 5–10 дней. Серийные обработки дают хорошие результаты в скважинах, эксплуатирующих малопроницаемые пласты.

Эффект от солянокислотной обработки определяется разностью в величине коэффициента продуктивности скважин до и после обработки, а также количеством дополнительной нефти, добытой из скважины после ее обработки.

Кислотную обработку газовой скважины проводят так же, как и нефтяной. При этом глушение газового фонтана производится нагнетанием в скважину нефти, воды или глинистого раствора. Наряду с этим применяется также метод кислотной обработки под давлением без глушения скважины. Тогда после закачки в скважину кислоты ее продавливают в пласт воздухом или газом при помощи компрессора.

В последнее время получены успешные результаты при кислотных обработках «под давлением». Сущность метода заключается в том, что давление нагнетания кислоты в пласт искусственно повышается до 15-ЗО МПа путем предварительной закачки в высокопроницаемые пропластки высоковязкой нефтекислотной эмульсии. Высокое давление продавливания кислоты способствует уменьшению скорости реакции, глубокому проникновению кислоты в пласт, охвату кислотным раствором малопроницаемых пластов и участков, что значительно повышает эффективность кислотных обработок.

Успешно применяются также специальные кислотные обработки скважин через гидромониторнне насадки – направленными струями кислоты высокого напора, которые способствуют быстрой и хорошей очистке открытого ствола скважины.

**2.9 Расчет обработки забоя скважин соляной кислотой**

Исходные данные:

Глубина Н = 1111 м

Вскрытая эффективная мощность карбонатного пласта h = 25 м

Ниже вскрытого пласта имеется зумпф глубиной 12 м

Внутренний диаметр скважины D = 0,154 м

Диаметр НКТ d = 0,05 м

Определение необходимого количества химикатов.

Для заданных условий принимаем концентрацию кислоты 8%. При средней норме расхода этой кислоты 1,2 м3 на 1 м интервала обработки общий объем соляной кислоты составит 1,2 м ∙ 25 = 30 м3.

**Расчет количества химикатов и воды.**

На приготовление 6 м3 8%-ного солянокислотного раствора требуется 1840 кг 27,5%-ной HCl и 4,38 м3 воды, а на 30 м3 8%-ного солянокислотного раствора необходимо концентрированной HCl

(3)



и воды



Количество концентрированной товарной соляной кислоты для 10%-ного солянокислотного раствора может быть так же найдено по формуле

, (4)



где А=214 и В=226 – числовые коэффициенты для кислоты 8%-ной концентрации; х – 8%-ная концентрация солянокислотного раствора; z – 27,5%-ная концентрация товарной кислоты; W=30 м3 – объем кислотного раствора.

Следовательно,



принимаем Wk = 8 м3.

В качестве ингибитора принимаем уникол У-2. необходимое количество уникола определяется по формуле

, (5)



где b – процент добавки уникола к соляной кислоте (для уникола У-2 принимают 5% по объему от количества концентрированной кислоты, для уникола М-Н – 1% и для У-К – 0,3%); х – 8%-ная концентрация солянокислотного раствора; W=30 м3 – объем кислотного раствора; А – числовой коэффициент принимаемый равным 214 для 8%-ной концентрации кислоты.

Следовательно,



Против выпадения на солянокислотного раствора содержащихся в нем солей железа добавляем уксусную кислоту в количестве

(6)



где b – процент добавки уксусной кислоты к объему раствора; W=30 м3 – объем солянокислотного раствора; С – концентрация уксусной кислоты (принимаем 80%).

Следовательно,



Для растворения содержащихся в породе кремнистых соединений и предупреждения их выпадения в виде геля кремниевой кислоты добавляем к соляной кислоте плавиковую кислоту в количестве

(7)



где b-процент добавки плавиковой кислоты к объему раствора (1%); W=30 м3 – объем солянокислотного раствора; m – концентрация товарной плавиковой кислоты в процентах содержания HF (обычно m=60%). Следовательно



В товарной соляной кислоте второго сорта содержится примесь серной кислоты в количестве до 0,6%, которая после реакции ее с углекислым кальцием образует гипс, выпадающий в виде кристаллов, закупоривающих поры пласта.

Против выпадения гипса добавляем к соляной кислоте хлористый барий в количестве

, (8)



где W=30 м3 – объем солянокислотного раствора; а = 0,6% – содержание SO3 в товарной соляной кислоте; х – 8%-ная концентрация солянокислотного раствора; z = 27,5%-ная – концентрация товарной кислоты;



или 25 л при плотности хлористого бария 4,0.

В качестве интенсификатора для понижения поверхностного натяжения применяем препарат ДС (детергент советский), который одновременно является ингибитором и наиболее активным понизителем скорости реакции соляной кислоты с породой. Большое снижение скорости реакции способствует более глубокому проникновению кислоты в пласт.

Необходимое количество ДС составляет 1–1,5% от объема солянокислотного раствора (принимаем 1%). Это дает

30 м3 ∙ 0,01 = 0,3 м3 или 300 л.

Количество воды для приготовления принятого объема солянокислотного раствора

V = W – WK – ∑Q м3, (9)

Где WК – объем солянокислотного раствора;

Wk = 8 м3 – объем концентрированной товарной соляной кислоты:

∑Q = 431 + 562,5 + 500 +25 +300= 1818,50 л 1,82 м3 – суммарный объем всех добавок к солянокислотному раствору



V = 30 – 8 – 1,82 = 20,18 м3.

Для изоляции зумпфа применяем раствор хлористого кальция плотностью 1,2.

Объем 1 м ствола скважины внутренним диаметром 0,154 м составляет 0,0186 м3 (0,785 ∙ 0,1542 м2), а объем 12 м зумпфа будет 0,223 м3.

Для получения 1 м3 раствора хлористого кальция плотностью 1,2 по инструкции требуется 540 кг CaCl2 и 0,66 м2 воды. Для изоляции всего надо взять: CaCl2540 ∙ 0,223 = 120,53 кг и воды 0,66 ∙ 0,223 = 0,15 м3.

После приготовления солянокислотного раствора проверяют ареометром полученную концентрацию раствора HCl, и если она не соответствует заданной, добавляют к раствору воду или концентрированную кислоту.

Количество добавляемой воды при концентрации HCl > 8% определяют по формуле

, (10)



а количество добавляемой соляной кислоты, если концентрация HCl < 8%, – по формуле

, (11)



где qB и qk – объемы добавляемой воды и концентрированной кислоты в м3; W – объем солянокислотного раствора 8%-ной концентрации; p – плотность раствора заданной концентрации; p1 и p2 – плотность приготовленного раствора соответственно пониженной и повышенной концентрации; p3 плотность концентрированной соляной кислоты.

Для закачки соляной кислоты скважина должна быть заполнена нефтью. При закачке кислоты необходимо, чтобы она заполнила выкидную линию диаметром 0,05 м, длиной 100 м (0,00198⋅100=0,2 м3) от насосного агрегата, промывочные трубы диаметром 0,05 м, длиной 1085 м (0,00198⋅1090=2,16 м3) и нижнюю часть скважины от подошвы до кровли пласта (0,0186⋅25=0,465 м3), а всего 2,825 м3. После этого устье скважины герметизируют и раствор под давлением закачивают в призабойную зону пласта. Для вытеснения всей соляной кислоты в пласт требуется 2,825 м3 нефти.

Для солянокислотной обработки призабойной зоны скважин применяются специальные агрегаты ЦА-320.

При высоких давлениях лучше применять более мощные агрегаты – ЦА-320. Эти агрегаты предназначены для транспортировки, смешения и нагнетания раствора кислоты в скважину, а также для гидрокислотных разрывов пластов.

После продавливания кислотного раствора в пласт закрывают задвижки на нагнетательной линии, оставляют скважину для реакции солянокислотного раствора с породой и следят по манометру за скоростью спада давления. Призабойную зону скважины очищают от продуктов реакции путем поршневания или в процессе эксплуатации скважины. Затем скважину исследуют на приток для оценки эффективности солянокислотной обработки.

Рекомендуется проводить обработку в две стадии:

1) Для очистки и расширения трещин, находящихся вблизи ствола скважины, закачивать небольшой объем (3 – 15 м3) соляной кислоты 12 – 15%-ной концентрации;

2) Для обработки удаленных зон пласта применять форсированную закачку соляной кислоты повышенной концентрации (20 – 25%) в объеме 20–30 м3.

При отсутствии положительных результатов, особенно в условиях высокой пластовой температуры (до 1500 С), обработку следует проводить нетфтекислотной эмульсией, при которой время нейтрализации кислоты и радиус обработки значительно увеличиваются. Радиус проникновения кислоты в глубь пласта до ее нейтрализации при солянокислотной обработке может быть определен по формуле

, (12)



где V= 30 м3 – количество продавленного в пласт кислотного раствора; kТР – коэффициент трещиноватости пород; d – 100 мм – диаметр забоя скважины; h = 50 м – эффективная мощность пласта.

Применение гидрофобных нефтекислотных эмульсий предотвращает в течение некоторого промежутке времени вступление кислоты в реакцию с породой, сохраняя ее в дисперсном состоянии. Это позволяет доставлять неотреагированную кислоту в более удаленные участки пласта.

Чтобы получить качественные эмульсии, следует применять маловязкую нефть с небольшим содержанием асфальтено-смолистых веществ и стабилизировать ее специальными эмульгаторами. Рекомендуемый состав нефтекислотной эмульсий: соляной кислоты 12 – 15%-ной концентрации – 60%, нефти – 39,5%, и аминов 0,5%.

Для защиты подземного оборудования скважин от солянокислнотной коррозии следует применять в качестве ингибиторов уротропин (0,8%) плюс ингибитор И-1- А (1%), которые сохраняют свои защитные свойства и при высоких температурах.

Эффект кислотной обработки скважины определяется суммарным количеством дополнительно полученной нефти после обработки скважины кислотой за все время ее работы с повышенным дебитом. Кроме того, результаты обработки проверяют

по величине коэффициента продуктивности скважины до и после обработки при одинаковой депрессии.

Суммарный прирост добычи находят путем сопоставления кривой снижения производительности скважины без обработки с фактической кривой добычи нефти после обработки.

Для экономической оценки эффективности обработки следует определить стоимость дополнительно добытой нефти и сравнить ее с затратами, связанными с проведением солянокислотной обработки.

**2.10 Освоение скважины после соляно – кислотной обработки**

Освоение скважины проводят:

– свабированием

– гидросвабированием

– промывкой

Гидросвабирование осуществляется путем периодического надавливания на пласт жидкостью, не допуская гидроразрыва, с последующим быстрым сбрасыванием давления в скважине. Знакопеременные значительные по величине градиенты давления, образующиеся при распространение в пласт волны «репрессии – депрессии», разрушают структурные связи эмульсий и отложений в порах призабойной зоны, а большие скорости обратного излива способствуют выносу загрязнений в ствол скважины. Для освоения гидросвабированием выбирают трудноосваиваемые, малодебитные и сухие скважины с призабойной зоной, закупоренной эмульсией, глинистыми и другими загрязняющими материалами, оборудованные преимущественно эксплуатационной колонной диаметром 146 мм для создания необходимого давления без применения пакера.

Гидросвабирование рекомендуется проводить после предварительного вызова притока из пласта другими методами с обработкой кислотной ванны или без нее.

Перед гидросвабированием жидкость в скважине должна быть заменена на совместную с пластовой водой и слагающий пласт материалом. Для этого могут быть использованы 1,5 – 3% раствор хлористого кальция, нефть, а также 0,1–0,2 % раствор неионогенного ПАВ (если пласт не заглинизирован), например, ОП – 10, ОП – 7, дисолвана, превоцела «Шкопау». НКТ необходимо спустить ниже перфорационных отверстий.

Порядок работы

1. В течение 0,5 – 1 мин закачивать в пласт жидкость гидросвабирования по межтрубному пространству. Давление на устье для 1 цикла – около 5,0 МПа.

2. Произвести резкий сброс давления в скважине через НКТ открытием крана на устьевой арматуре с остановкой агрегата и излив жидкости в течение 1 мин в приемную емкость.

3. Закачать в межтрубное пространство 0,7, 1,0 или 1,5 м жидкости при условном диаметре НКТ соответственно 60 (73 или 89) мм присредней производительности насосного агрегата для удаления загрязнений из области перфорационных отверстий в колонну НКТ.



4. Последующие циклы производить в вышеуказанном порядке с полной промывкой скважины через каждые 10 циклов и увеличением давления закачки в каждом последующем цикле на 3,0 – 5,0 МПа до достижения заданной величины**.**

Вызов притока при освоении нефтяных скважин, вышедших из бурения или ремонта, одна из основных областей применения свабирования. Комплекс работ по освоению скважины должен обеспечивать:

– сохранение целостности скелета пласта в призабойной зоне;

– герметичность цементного кольца за колонной;

– предупреждение прорывов пластовой воды (подошвенной, нижней и верхней) и газа из газовой шапки;

– сохранность эксплуатационной колонны;

– предотвращение неконтролируемых фонтанных проявлений;

– сохранность, восстановление или повышение проницаемости призабойной зоны;

– охрану окружающей среды и безопасность при проведении всех работ;

Основными процессами, обуславливающими снижение проницаемости призабойной зоны при строительстве и эксплуатации скважины, является:

– поглощение несовместимых с породой и плавиковыми флюидами буровых растворов, цементных растворов и их фильтратов, а также технологических жидкостей, используемых при ремонтных работах;

– отложения в каналах продуктивного коллектора минеральных солей и твердых углеводородов при эксплуатации скважины;

– отложения на фильтре и в призабойной зоне при эксплуатации водонагнетательных скважин;

Свабирование при герметичном устье позволяет создавать плавные, регулируемые и контролируемые депрессии на пласт, обеспечивает выполнение всех требований, предусмотренных в комплексе работ по освоению скважин в разных горно – геологических условиях.

Суть состоит в периодическом подъеме определенных порций жидкости из скважины при последовательном ступенчатом снижение уровня жидкости и соответствующем изменение глубины спуска сваба.

Промывка – процесс замены плотной скважинной жидкости на более легкую используя обратную промывку. Промывку начинают с закачки воды, до установления циркуляции чистой водой при этом должно обеспечиваться устойчивое фонтанирование или приток из пласта. Если это не дает результатов промывку производят легкой углеводородной жидкостью.

Прямая промывка. При прямой промывке промывочную жидкость нагнетают через спущенную в скважину колонну труб; размытая порода с жидкостью выносится из скважины по кольцевому пространству между эксплуатационной колонной и промывочными трубами. Существенным недостатком прямой промывки, снижающим ее эффективность, является низкая скорость восходящей струи жидкости, в следствии размытый песок медленно поднимается.

Обратная промывка. При обратной промывке скважин от песчаных пробок промывочную жидкость нагнетают в кольцевое пространство между обсадной колонной и промывочными трубами, а жидкость с размытым песком поднимается по промывочным трубам. Этим достигают больших скоростей восходящего потока жидкости и ускорения выноса песчаной пробки.

Обратная промывка по сравнению с прямой имеет некоторые преимущества:

– при одинаковой производительности промывочного насоса скорость восходящего потока при обратной промывки в несколько раз больше скорости при прямой промывке;

– почти полностью устраняется прихват труб вследствие того, что в затрубном пространстве находится чистая жидкость, а размытая порода выносится по промывочным трубам;

– обратная промывка производится при меньшем давление на выкиде насоса, так как скорость потока жидкости, необходимая для выноса песка, может быть достигнута при сравнительно меньшем расходе жидкости.

Недостатками обратной промывки являются:

– необходимость применения специального оборудования для герметизации устья скважины;

– малая скорость нисходящей струи в кольцевом пространстве, в связи с чем снижается интенсивность размыва пробки; поэтому обратную промывку нельзя применять для очистки скважины от плотной пробки, когда требуется сильная размывающая струя, а рекомендуется применять комбинированную промывку.

Комбинированная промывка заключается в периодическом изменение направления.

**2.11 Анализ эффективности проведения СКО**

Дебит по скважине 1771 до проведения СКО был 3,4 т/сут, после проведения СКО – 3,9 т/сут. Продолжительность технологического эффекта составила 174 сут. Дополнительная добыча 87 т

Дебит по скважине 2249 до проведения СКО был 1,1 т/сут, после проведения СКО – 1,6 т/сут. Продолжительность технологического эффекта составила 196 сут. Дополнительная добыча 98 т

Таблица 7. Эффективность проведения СКО.

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № скв | Дата проведения | Дебит нефти, т/сут | | Продолжительность эффекта, сут | Дополнительная добыча, т |
| До ремонта | После ремонта |
| 1771 | 07.06.05 | 3,4 | 3,9 | 174 | 87 |
| 2249 | 22.01.05 | 1,1 | 1,6 | 196 | 98 |
| 12314 | 25.02.05 | 5,1 | 5,2 | 210 | 21 |
| 12523 | 15.07.05 | 5,4 | 5,7 | 153 | 45,9 |
| 12899 | 12.08.05 | 1,1 | 2,2 | 149 | 163,9 |
| 13512 | 13.03.05 | 1,1 | 1,5 | 183 | 73,2 |
| 13813 | 12.04.05 | 4,9 | 6,5 | 171 | 273,6 |
| 14015 | 29.09.05 | 1,5 | 2,2 | 160 | 112 |
| 14175 | 23.05.05 | 2,0 | 2,4 | 189 | 75,6 |
| 14202 | 17.04.05 | 0,9 | 1,2 | 229 | 68,7 |
| Среднее значение |  |  |  | 181,4 | 101,9 |

Дебит по скважине 12314 до проведения СКО был 5,1 т/сут, после проведения СКО – 5,2 т/сут. Продолжительность технологического эффекта составила 210 сут. Дополнительная добыча 21 т

Дебит по скважине 12523 до проведения СКО был 5,4 т/сут, после проведения СКО – 5,7 т/сут. Продолжительность технологического эффекта составила 153 сут. Дополнительная добыча 45,9 т

Дебит по скважине 12899 до проведения СКО был 1,1 т/сут, после проведения СКО – 2,2 т/сут. Продолжительность технологического эффекта составила 149 сут. Дополнительная добыча 163,9 т

Дебит по скважине 13512 до проведения СКО был 1,1 т/сут, после проведения СКО – 1,5 т/сут. Продолжительность технологического эффекта составила 183 сут. Дополнительная добыча 73,2 т

Дебит по скважине 13813 до проведения СКО был 4,9 т/сут, после проведения СКО – 6,5 т/сут. Продолжительность технологического эффекта составила 171 сут. Дополнительная добыча 273,6 т

Дебит по скважине 14015 до проведения СКО был 1,5 т/сут, после проведения СКО – 2,2 т/сут. Продолжительность технологического эффекта составила 160 сут. Дополнительная добыча 112 т.

Дебит по скважине 14175 до проведения СКО был 2,0 т/сут, после проведения СКО – 2,4 т/сут. Продолжительность технологического эффекта составила 189 сут. Дополнительная добыча 75,6 т

Дебит по скважине 14292 до проведения СКО был 0,9 т/сут, после проведения СКО – 1,2 т/сут. Продолжительность технологического эффекта составила 229 сут. Дополнительная добыча 68,7 т

Дополнительная добыча после проведения СКО на 10 скважинах составила 1018,9 т, то есть 101,9 т на 1 скважину. Средняя продолжительность эффекта – 181,4 суток.

**2.12 Выводы и предложения**

Основным методом ОПЗ для скважин с карбонатными трещиновато – пористыми коллекторами является соляно-кислотная обработка. Существуют различные способы воздействия соляной кислоты на карбонатный пласт (ванны, простые кислотные обработки, глубоконаправленные, поинтервальные и т.д.).

Большинство соляно – кислотных обработок позволяет улучшить проницаемость призабойной зоны пласта. Обработка удалённых от ствола скважины зон представляет определённые трудности из-за невозможности доставки соляной кислоты в глубину пласта. В результате высокой скорости реакции кислоты в карбонатной составляющей пласта в призабойной зоне выделяется вода, которая и проталкивается в глубину пласта очерёдной порцией кислоты.

При использовании большинства способов обработки пласта соляной кислотой соляная кислота поглощается дренированными зонами пласта, а не работающие участки так и остаются не обработанными. Этим объясняется низкая эффективность повторных соляно кислотных обработок.

**Список литературы**

1. Амиров А.Д., Карапетов К.А. «Справочная книга по текущему и капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин» М. Недра, 1979 г.

2. Байков Н.М. «Лабораторный контроль при добыче нефти и газа» М. Недра, 1983 г.

3. Боярчук А.Ф., Кереселидзе В.П. «Изучение особенностей проникновения в коллекторы известково-битумных растворов» Нефтяное хозяйство, 1983 г. №11.

4. Бухаленко Е.И. «Справочник по нефтепромысловому оборудованию» М. Недра, 1983 г.

5. Викторин В.Д., Лычков Н.П. «Разработка нефтяных месторождений, приуроченных к карбонатным коллекторам» М. Недра, 1980 г.

6. Гиматудинов Ш.К. «Справочная книга по добыче нефти» М. Недра, 1980 г.

7. Зарипов С.З. «Применение жидкостей для задавливания скважин при их ремонте» Обзорная информация, серия «Техника и технология добычи нефти» ВНИИОЭНГ 1981 г. Выпуск 2.

8. Кристиан М., Сокол С., Константинеску А. «Увеличение продуктивности и приемистости скважин» М. Недра, 1985 г.

9. Кудинов В.И., Сучков Б.М., «Интенсификация текущей добычи нефти» «Нефтяное хозяйство 1990 г., №7.

10. Муслимов Р.Х., Абдулмазитов Р.Г. «Совершенствование технологии разработки малоэффективных нефтяных месторождений Татарии» Казань Таткнигоиздат 1989 г.

11. Орлов Г.А., Мусабиров М.Х. «Регламент по технологии глушения скважин с сохранением коллекторских свойств продуктивного пласта» Татнефть, 1998 г.

12. Сучков Б.М. «Причины снижения производительности скважин» Нефтяное хозяйство, 1988 г., №5.