

**10.1. ОСНОВОПОЛАГАЮЩИЕ ПРИНЦИПЫ  
ПРОЕКТИРОВАНИЯ ПРОЦЕССА**

*Кислотная обработка (КО)* – это метод увеличения проницаемости призабойной зоны скважины путем растворения составных частиц породы пласта, а также инородных частиц, которыми загрязнены породы.

Кислотную обработку применяют для увеличения проницаемости карбонатных и песчаных коллекторов в нефтегазодобывающих скважинах и нагнетательных скважинах после бурения, во время эксплуатации и ремонтных работ.

Для обработки карбонатных коллекторов преимущественно применяют солянокислотные растворы (СКР), а для песчаных коллекторов после СКР закачивают глинокислотные растворы (ГКР). Такие виды обработки называются соответственно солянокислотными (СКО) и глинокислотными (ГКО).

Химически активной основой перечисленных кислотных растворов (КР) является соответственно соляная кислота (10–30 % HCl) и смесь соляной (10–15 % HCl) и плавиковой (1–5 % HF) кислот.

Для проведения КО в скважину спускают 62–73-мм НКТ в большинстве случаев к нижнему перфорационному отверстию обрабатываемого интервала. Устье скважины оборудуют арматурой для обвязывания труб с колонной и обратным клапаном на входе в полость НКТ. Напорная сторона насосного агрегата ЦА-320, 4АН-700 или другого агрегата обвязывается через обратный клапан с полостью НКТ, а принимающая – с кислотовозом (Аз-30 А) и автоцистернами (4ЦР, АП), в которых транспортируются кислотные растворы и продавливающие жидкости. Нагнетательные трубопроводы опрессовываются давлением, в 1,5 раза превышающим ожидаемое давление нагнетания жидкостей в скважину.

Наиболее простая схема КО предусматривает подъем глубинного оборудования из скважины, спуск НКТ с промывкой к забою и поднятие башмака труб к интервалу перфорации. В скважину закачивают прямой циркуляцией КР в объеме НКТ, закрывают затрубную задвижку, нагнетают остаток запланированного объема кислоты и продавливающей жидкости. После нагнетания всего объема жидкостей закрывают буферную задвижку скважины, отсоединяют насосный агрегат и другую спецтехнику и начинают очистку призабойной зоны от продуктов реакции. В насосных скважинах процесс обычно отличается. После продавливания КР в пласт и снижения давления

поднимают НКТ, спускают глубинное оборудование и извлекают продукты реакции насосом, установив рациональный режим эксплуатации. Несвоевременное извлечение продуктов реакции из пласта часто обуславливает уменьшение эффективности СКО и особенно ГКО.

**Механизм кислотного воздействия** на коллектор рассмотрим с позиций степени растворимости пород и скорости реакции, образования продуктов реакции и изменения проницаемости пород после обработки. Считают, что растворимость пород, которые подвергаются КО, должна обеспечить увеличение пористости не менее чем на 10 %, а растворимость инородных материалов, загрязняющих поры и трещины пласта, должна быть наиболее полной (хотя бы на 50 %). Исходя из таких принципов, подбирают состав активной части растворов.

При планировании КО необходимо знать растворимость пород в кислоте. Например, известно, что 1 м<sup>3</sup> различных кислот растворяет: 15 %-ной HCl – 200 кг известняка CaCO<sub>3</sub> или около 70 кг легкорастворимой части эоценового песчаника, содержащего 89 % SiO<sub>2</sub>, 3 % карбонатов и 7 % глин; 4 %-ной HF – 48 кг каолина; 10 %-ной HCl + 1 %-ной HF – 70 кг глинопорошка, состоящего из гидрослюд и монтмориллонита.

Если после обработки излишком СКР применить ГКР, то 1 м<sup>3</sup> 10 %-ной HCl + 1 %-ной HF растворяет 36 кг эоценового песчаника. Увеличение концентрации HF в ГКР до 3 % обеспечивает увеличение его растворимости до 51 кг, а до 5 % – до 66 кг.

Приведенные данные используют при расчетах объема кислотных растворов и оценках возможной глубины проникновения активной части кислоты в пласт.

Продукты реакции вызывают снижение проницаемости пород после КО, если они откладываются в поровом пространстве в виде геля либо твердой породы или взаимодействуют с пластовыми флюидами, образуя осадки или эмульсии.

Во время взаимодействия соляной кислоты образуются:

с карбонатами пород – водорастворимые соли CaCl<sub>2</sub>, MgCl<sub>2</sub>, газ CO<sub>2</sub>, вода;

с окисями железа и его соединениями в составе пород (например, в виде сидерита FeCO<sub>3</sub>) – хлорное железо FeCl<sub>3</sub>, которое после нейтрализации кислоты гидролизует в виде осадка Fe(OH)<sub>3</sub>, способного закупоривать поры;

с сульфатами кальция в составе пород с температурой до 66 °С – осадок гипса;

с окисью кремния в глинах – осадок, гель кремниевой кислоты;

с окисью щелочных и щелочно-земельных металлов в глинах – соответствующие соли.

Таким образом, во время реакции СКР образуются растворимые и временно растворимые продукты, поэтому технология обработки СКР должна быть такой, чтобы предупредить выпадение нерастворимых осадков.

Во время взаимодействия глинокислоты образуются:

с кварцем – газоподобный SiF<sub>4</sub>, а после снижения кислотности – гель кремниевой кислоты Si(OH)<sub>4</sub>, который закупоривает поры;

с алюмосиликатами (глинами) – газоподобный SiF<sub>4</sub>;

с кварцем и алюминием – параллельно с SiF<sub>4</sub> образуется гексафторокремниевая кислота H<sub>2</sub>SiF<sub>6</sub>, соли которой Na<sub>2</sub>SiF<sub>6</sub> и K<sub>2</sub>SiF<sub>6</sub> выпадают в осадок.

Известно, что реакция ГКР с глинами проходит значительно быстрее, чем с кварцем, поэтому в песчаниках преимущественно растворяются глинисто-карбонатный цемент и частицы, загрязнившие пласт, а зерна кварца (матрицы породы) – значительно меньше.

Часто вместо HF для получения ГКР применяют БФФА (бифторид аммония  $\text{NH}_4\text{HF}_2 + \text{NH}_4\text{F}$ ). Например, для получения раствора (12 % HCl + 3 % HF) применяют смесь (16 % HCl + 3 % БФФА). Наличие в растворе иона  $\text{NH}_4^+$  увеличивает растворимость продуктов реакции HF с силикатными породами, и поэтому для ГКР лучше использовать БФФА.

Для обработки песчаников применяют также смесь 20 %-ной  $\text{H}_2\text{SiF}_6$  + 24 %-ной HCl в соотношении 1 : 1, которая растворяет песчаники и глины подобно глинокислоте.

Таким образом, во время реакций ГКР с силикатными породами образуются временно растворимые и нерастворимые продукты, способные закупоривать поровое пространство. Наиболее важно – не допустить закупоривания пласта продуктами реакции после ГКО.

Изменение проницаемости пород после фильтрации сквозь них кислых растворов зависит от химического и минералогического состава, структуры порового пространства, режимов фильтрации и термобарических условий прохождения реакции. Например, после обработки эоценовых песчаников с карбонатностью  $C_k = 2-9\%$  избытком СКР (10–15 % HCl) относительно содержания карбонатов увеличение проницаемости сравнительно с начальной можно приблизительно рассчитать так:  $k_s = 0,8C_k$ . Конечно, после такой обработки терригенных коллекторов проницаемость образцов пород возрастает в 2–7 раз. Во время обработки карбонатных поровых пород возрастание проницаемости практически не ограничено.

На выбор рациональных режимов обработки и технологию работ влияет скорость реакции КР с породами, которая зависит от начальной концентрации кислоты, термобарических условий прохождения реакции в пласте, отношение поверхности породы, контактирующей с кислотой, к объему кислотного раствора и гидродинамических условий прохождения реакции, которые описываются параметром Рейнольдса Re.

Известно, что за одинаковые промежутки времени степень нейтрализации кислоты породой не зависит от начальной концентрации. Таким образом, при иных равных условиях за одинаковый промежуток времени вдвое снижается концентрация кислоты (от 20 до 10 % или от 12 до 6 %). Можно было бы предположить, что, применяя большую начальную концентрацию кислоты, можно увеличить глубину обработки пласта. Однако, поскольку скорость реакции в поровой среде велика, это практически не влияет на глубину обработки.

Увеличение температуры пласта на 10 °С обуславливает возрастание скорости приблизительно в 2 раза. При увеличении давления реакция с соляной кислотой замедляется, а с плавиковой – ускоряется.

Значительное влияние на скорость реакции имеет отношение реагирующей поверхности породы к объему кислоты в порах, которое резко увеличивается при уменьшении размера пор. Например, в канале с диаметром 1 мм это отношение равно 40, а в порах с диаметром 20 мкм – 2000. Поэтому в поровых коллекторах наблюдаем резкое увеличение скорости нейтрализации. Например, расчетная глубина проникновения в известняк активной соляной кислоты в каналах с диаметром 1 см равна 600 см, с диаметром 1 мм –

20 см, а в поровых каналах размером 10 мкм – 5 см при других равных условиях.

Итак, нейтрализация кислоты в поровом пространстве происходит во время нагнетания ее в пласт, поэтому выдерживания для реагирования не требуется.

Влияние гидродинамических условий фильтрации кислоты на скорость ее нейтрализации ощутимо лишь в больших каналах или трещинах. Тут с увеличением расхода кислоты, а следовательно, и значения  $Re$  глубина обработки пласта несколько возрастает. Во время фильтрации кислоты сквозь поровое пространство терригенных коллекторов значения  $Re$  очень малы. Экспериментально доказано, что при таких условиях увеличение расхода кислоты практически не увеличивает глубины обработки песчаного пласта.

**Перед проектированием кислотной обработки** следует обосновать выбор скважины, избрать рецептуру и объем кислотных растворов, определить расход и давление жидкости во время закачивания в пласт, избрать рецептуру и рассчитать объем продавливающей жидкости, определить время пребывания кислоты в пласте и способ очистки призабойной зоны от продуктов реакции.

Выбор рецептуры КР проводят с учетом химического и минералогического составов пород, их фильтрационных свойств, химического состава и свойств пластовых флюидов, пластовой температуры, причин загрязнения призабойной зоны.

Типичный КР состоит из активной части ( $HCl$ ,  $HCl + HF$ ), растворителя, ингибитора коррозии, стабилизатора и интенсификатора.

Для обработки известняков, карбонизированных ( $C_k \geq 3\%$ ) песчаников, коллекторов, загрязненных отложениями карбонатов, применяют СКО 15 %  $HCl$ , а при  $T_{пл} \geq 100^\circ C$  – иногда и 30 %  $HCl$ . Для обработки песчано-глинистых пород ( $C_k < 3\%$ ) применяют ГКО, вначале закачивают СКР, 10–15 %  $HCl$ , а за ней – ГКР 1–5 %  $HF$ . Соотношение объемов первой и второй частей раствора зависит от карбонатности породы, и при  $C_k = 3\%$  его можно записать как 1 : 1.

Кислоту разводят обычной водой. Однако во время КО полимиктовых песчано-алевролитовых влагоемких пород Западной Сибири хорошие результаты получают при приготовлении КР на ацетоне, если обводненность скважины меньше 10 %. Во время обработки газовых и газоконденсатных скважин полезно приготавливать КР на спирте (метанол, изопропиловый спирт). Применение названных углеводородных растворителей содействует обезвоживанию пород и уменьшает поверхностное натяжение на границе распределения фаз.

Эффективность ингибиторов коррозии оценивается коэффициентом торможения коррозии  $K_{т.к}$ , который представляет собой соотношение количеств растворенного металла в неингибированной кислоте к количеству растворенного в ингибированной. При пластовых температурах до  $100^\circ C$  достаточно обеспечить значение  $K_{т.к} = 20$ . Если температура 15 %-ной  $HCl$  во время прохождения кислоты по НКТ достигает  $100^\circ C$ , то растворяется  $3500 \text{ г}/(\text{м}^3/\text{ч})$  железа, а применение ингибитора “Север-1” уменьшает растворимость до  $176 \text{ г}/(\text{м}^3/\text{ч})$ . Ингибиторы имеют температурные ограничения и от концентрации  $HCl$ . Например, ингибитор катапин КИ-1 можно применять для  $T \leq 110^\circ C$ ,  $C_0 \leq 22\% HCl$  с  $K_{т.к} = 23$ ; ингибитор В2 – для  $T \leq$

$\leq 100$  °С;  $C_0 \leq 36$  % HCl с  $K_{т.к} = 260$ ; ингибитор ПБ-5 – для  $T \leq 100$  °С,  $C_0 \leq 22$  % HCl с  $K_{т.к} = 7$  и др. Добавка ингибиторов составляет обычно 0,5– 1 %.

Стабилизаторы предотвращают выпадение осадка  $Fe^{3+}$  в виде гидроокиси железа. Наиболее часто для стабилизации раствора используют органические кислоты, образующие с железом растворимые комплексы. Количество стабилизаторов дозируется согласно ожидаемому содержанию  $Fe^{3+}$ , который обычно составляет 0,3 %. При таких условиях стабилизирующие свойства зависят от температуры. Например, для 2 %-ной уксусной кислоты – до  $T \leq 60$  °С, для 0,5 %-ной лимонной кислоты до  $T \leq 90$  °С; для 0,65 %-ной КРАСТ – до  $T \leq 140$  °С. Увеличение значения стабилизатора не повышает стабилизирующие свойства. Отметим, что стабилизация КР необходима для проницаемости меньше  $0,01$  мкм<sup>2</sup>.

Интенсификаторы применяют, чтобы улучшить фильтрацию КР в породе, избежать блокирования призабойной зоны продуктами реакции и облегчить их извлечение на поверхность. Для КО нефтедобывающих скважин лучше применять катионоактивные ПАВ, которые снижают поверхностное натяжение на границе нефть – продукты реакции и гидрофобизируют породы (катапины, АНП-2 и др.) в количестве 0,3–0,5 %. Вместо катионоактивных ПАВ можно применять неионогенные ПАВ (превоцел, ОП-10, неонол и др.), но их действие не способствует гидрофобизации породы. Добавлять ПАВ необходимо, если нефть содержит более 2 % асфальтенов или более 6 % смол.

При КО водонагнетательных скважин рекомендуется добавлять 0,3–0,5 % неионогенных ПАВ, которые гидрофобизируют породу.

**Объемы кислотных растворов.** Для планирования объема КР в настоящее время в основном применяют эмпирический подход. Если КО предназначены для растворения пород и примесей, занесенных в пласт в процессе бурения или ремонтов, то во время первой КО обычно закачивают КР  $0,5$  м<sup>3</sup>/м **поглощающей толщины пласта**, при второй –  $1$  м<sup>3</sup>/м, а при третьей –  $1,5$  м<sup>3</sup>/м. Если КО предназначено для извлечения карбонатных солей, откладывающихся во время эксплуатации нефтяных скважин, то увеличение объема КР при последовательно проводимых СКО необязательно. Если обработку проводят путем закачивания в пласт стабильных углеводородных кислотных эмульсий, то объем эмульсий равен произведению расхода эмульсии на длительность ее распада. Обычно стабильность эмульсии при пластовой температуре составляет 30–60 мин.

Во время КО чаще всего применяют не менее 6–12 м<sup>3</sup> КР и только иногда 24 м<sup>3</sup> и более.

**Давление на устье скважины** во время нагнетания КР в пласт при КО поровых коллекторов (особенно терригенных) не должно превышать давления разрыва пласта (раскрытие глубоких трещин), чтобы обеспечить равномерное проникновение КР в разрез скважины. Для КО трещинных коллекторов (особенно карбонатных) давление на обсадную колонну должно быть максимально допустимым, что дает возможность достичь наибольшей глубины обработки пласта.

**Расход жидкости** во время нагнетания в пласт для обработки карбонатных трещинных коллекторов должен быть максимально возможным в пределах технически допустимых давлений. Во время обработки поровых коллек-

торов (терригенных), когда приемистость скважины обычно мала, расход КР преимущественно небольшой, но это незначительно влияет на глубину проникновения активной кислоты (глубину обработки).

**Объем продавливающей жидкости** для обработки карбонатных коллекторов рассчитывают так, чтобы вытеснить весь КР за пределы эксплуатационной колонны в пласт.

Во время обработки карбонизованных терригенных коллекторов  $C_k \leq 10\%$  используют кроме продавливающей жидкости еще и **вытесняющую жидкость**. При этом исходят из таких соображений: с начала закачивания КР в пласт на стенке ствола скважины устанавливается начальная концентрация  $C_0$ , а во время фильтрации в пласте она резко падает (по экспоненциальному закону) и уже на расстоянии нескольких сантиметров  $C = 0,1C_0$ . Постепенное увеличение объема КР в пласте приводит к неравномерному растворению глинисто-карбонатного материала пласта в радиальном направлении. Формируется зона от стенки скважины вплоть до радиуса проникновения фронта активной кислоты, в которой  $C = C_0$  и наблюдается полное удаление растворенного материала. За ней формируются еще две кольцевые зоны – узкая с  $C_0 > C > 0$  и широкая с  $C = 0$  вплоть до радиуса фронта проникновения нейтрализованного КР. Чтобы полностью использовать химическую активность кислоты в пласте и предупредить выход КР с начальной концентрацией в ствол скважины и на поверхность во время дренирования пласта, нужно закачать в него вытесняющую жидкость, объем которой равняется 30–50 % объема кислотного раствора.

Вытесняющая жидкость не должна снижать проницаемость породы. При этом применяют водные растворы ПАВ, спиртов и т.п. в зависимости от характеристики пород и пластовых флюидов.

**Время пребывания кислотных растворов** в пласте не должно превышать времени нейтрализации кислоты. КР нейтрализуется еще во время движения в порах терригенного пласта, а также в порах и трещинах карбонатного пласта. Это означает, что в поровых терригенных коллекторах выдержка КР в пласте не нужна, а в карбонатных – нежелательна. Если после вхождения кислоты в пласт немедленно удалить продукты ее реакции с призабойной зоны, то закупорки поровых каналов практически не происходит и эффективность КО возрастает.

**Удаление продуктов реакции из призабойной зоны** осуществляют путем возбуждения притока флюидов из пласта в скважину во время открытого переливания, если пластовое давление больше гидростатического, или путем дренирования с применением газоподобных агентов (азота, воздуха) или пенных систем, если пластовое давление меньше гидростатического. В случае, если применить указанные способы невозможно, полезно вытеснить продукты реакции из призабойной зоны в глубину пласта путем закачивания 20–30 м<sup>3</sup> водного раствора ПАВ, нефти, конденсата и т.п. Осаждение продуктов реакции в глубине пласта несущественно ухудшает результаты КО по сравнению со случаем, когда осаждение происходит в призабойной зоне. Однако КО с вытеснением продуктов реакции нежелательно многократно повторять в той же скважине.

Технология КО глубинно-насосных скважин часто предусматривает удаление продуктов реакции насосом, которым проводится эксплуатация скважины.

## 10.2. СПОСОБЫ КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ

**Обработка углеводородно-кислотными (УКЭ) и нефтекислотными (НКЭ) эмульсиями** предназначена для углубления кислотного воздействия на карбонатный пласт и используется как средство антикоррозионной защиты труб при высоких пластовых температурах. Преимущественно УКЭ, НКЭ состоят из 15 % HCl, нефти или дизельного топлива и эмульгатора (первичных дистиллированных аминов фракции  $C_{17} - C_{20}$ ) в следующих соотношениях: 60; 39,5 и 0,5 %. Период стабильности эмульсий составляет обычно  $t_{стаб} = 20 \div 120$  мин при  $t_{пл} = 160 \div 100$  °С. Эмульсия в период стабильности в реакцию не вступает.

**Термохимическая КО** – воздействие горячей кислотой на карбонатный пласт с пластовыми температурами до 40 °С. Нагревание КР производится во время экзотермической реакции кислоты с магнием в реакционном накопнике на НКТ или в пласте с гранулами магния, размещенными в трещинах. Во время этого СКР теряет часть своей химической активности.

**Термокислотная обработка** – это последовательное воздействие на пласт термохимическим способом и кислотными растворами. Термические способы КО применяют эффективно после отложения парафина в призабойной зоне, для обработки доломитов, плохо растворяющихся в СКР, а также для образования глубоких каналов разьедания в карбонатных пластах. Во время реакции 1 кг магния с 18,6 л 15 %-ной HCl выделяется 19 МДж тепла. Для термохимической КО обычно применяют около 100 кг магния. Остальные параметры определяют как для СКО.

**Технология селективных КО** предполагает последовательное закачивание в пласт вязких жидкостей (эмульсий, раствора полимеров, например, 2 %-ного раствора ПАВ объемом 9 м<sup>3</sup>) и кислотных растворов (состав и объем которых планируется, как обычно). Селективные КО применяют для повторных обработок (третьих, четвертых и т.д.). Вязкая жидкость, нагнетаемая перед КО, наполняет высокопроницаемую часть пласта, подвергнутую кислотному воздействию при предыдущих КО, и содействует направлению потока КР в зоны пласта, еще не подвергнувшиеся обработке. Вследствие этого эффективность повторных КО возрастает.

**Пенокислотная обработка** предназначена для углубления обработки кислотой и расширения профиля проницаемости во время нагнетания в пласт по сравнению с обычной КО. В результате увеличивается толщина пласта, который продуцирует нефть, возрастает эффективность процесса.

Замедление скорости реакции с породой и увеличение глубины проникновения кислоты в карбонатный пласт обусловлено прилипанием пузырьков газа к поверхности породы. Пены характеризуются начальным напряжением сдвига, и это вызывает расширение профиля поглощения кислоты. Во время освоения скважины наличие газовой фазы содействует лучшему очищению призабойной зоны и вынесению продуктов реакции на поверхность.

Ограничением применения процесса является  $T_{пл} > 85$  °С или содержание хлоридов в пластовых водах более 5 %, так как тогда во время фильтрации в пласте пена разрушается. Закачивать пенокислоту в горизонты с низкими пластовыми давлениями нежелательно, потому что это усложняет освоение скважины.

Пенокислота содержит основание (СКР либо ГКР) с пенообразователем (0,5 % ПАВ) и газовой фазой (воздух, природный газ, азот) со степенью аэрации в пластовых условиях от 1,5 до 5. Наиболее часто для образо-

вания пенокислоты используют эжектор с насадкой диаметром 4,5 мм и камерой смешения диаметром около 8 мм.

**Обработка газированной кислотой** предназначена для увеличения глубины растворения вследствие иницирования газовой фазой проникновения активной кислоты до самых больших поровых каналов, что обуславливает их расширение, а также для обеспечения немедленного очищения породы от продуктов реакции. По сравнению с другими способами КО, данный способ дает наилучшие результаты в низкопроницаемых терригенных породах с невысоким пластовым давлением, а также во время повторных обработок. В карбонатных трещинных породах этот способ таких преимуществ не имеет.

Газированная кислота – это смесь кислотного раствора, такого же, как и для обычной кислотной обработки, с газовой фазой (азотом или природным газом) со степенью аэрации в пластовых условиях от 0,8 до 3. Если степень аэрации больше 5, то это уже обработка кислотными аэрозолями – насыщенными парами кислоты, которые проникают в самые мелкие каналы. Газированные кислоты образуются в эжекторе подобно пенокислоте. После проникновения в пласт газированной кислоты незамедлительно начинают очищение его от продуктов реакции. Для этого открывают затрубную задвижку, а в НКТ закачивают чистую газовую фазу и проводят интенсивный дренаж пластов. Поскольку процесс непрерывный, длительность кислотной обработки вместе с освоением скважины сокращается до нескольких часов, что значительно повышает технико-экономические показатели процесса.

### **10.3. МЕТОДИКА ПРОЕКТИРОВАНИЯ КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ**

Методика проектирования изложена в виде комплекса задач:

проверка целесообразности выбора скважины для КО (задачи 10.1 и 10.2);

обоснование расхода кислоты во время ее нагнетания в пласт (задача 10.3);

подбор рецептуры кислотных растворов, названия кислот и присадок к растворам и их концентрации для КО (задача 10.11);

расчет количества растворенной породы и изменения пористости после СКО (задачи 10.6 и 10.7);

расчет изменения проницаемости пород после СКО и ГКО (задача 10.8);

определение основных технологических параметров процесса и оценка целесообразности его проведения для СКО (обработка СКР, задачи 10.4, 10.5 и 10.9);

определение количества растворенной породы и изменения пористости после ГКО (задачи 10.14 и 10.15);

расчет основных технологических параметров процесса и оценка целесообразности его проведения для ГКО (последовательная обработка СКР и ГКР (задачи 10.12, 10.13 и 10.16);

расчет объемов продавливающей и вытесняющей жидкости (задача 10.10);

определение товарной массы реагентов, являющихся составными кислотных растворов (задача 10.17).



### Задача 10.1

Обосновать выбор скважины для кислотной обработки, определить объект обработки и фильтрационно-емкостные свойства обрабатываемых пластов. Предварительно провести комплекс гидродинамических и геофизических исследований в скважине, исследовать образцы продуктивных пород.

#### Методика

По данным исследований скважины определяют потенциальный коэффициент продуктивности  $K_{\text{пот}}$  отдаленной зоны пласта с природными фильтрационно-емкостными свойствами; фактический коэффициент продуктивности всей зоны дренажа  $K_{\text{ф}}$ ; интервалы продуктивных пластов и их пористость; физические свойства коллекторов данного пласта и влияние кислотной обработки на фильтрационно-емкостные характеристики пород-коллекторов.

Предложенная схема принятия решения относительно кислотной обработки не является исчерпывающей и при наличии более полной информации может быть усовершенствована. Однако она дает представление о многогранности и сложности задачи.

Кислотную обработку проводят в скважине:

для которой фактический коэффициент продуктивности меньше потенциального, т.е. отношение продуктивности

$$ОП = K_{\text{ф}}/K_{\text{пот}} < 1; \quad (10.1)$$

нефтенасыщенные пласты, выделенные по данным геофизических исследований, характеризуются пористостью  $m_0$ , большей ее нижней предельной границы для пород коллекторов  $m_{\text{гр}}$ , т.е.

$$m_0 > m_{\text{гр}}. \quad (10.2)$$

Для предкарпатских месторождений  $m_{\text{гр}} = 7 \div 11 \%$  и возрастает с увеличением содержания глинисто-карбонатного цемента и уменьшением размера зерен скелета пласта; толщина поглощающих пластов больше наименьшей предельной, которую следует обрабатывать кислотой, а это означает, что

$$h_{\text{пл}} > h_{\text{пр}}, \quad (10.3)$$

где  $h_{\text{пл}}$  – толщина пласта, поглощающего жидкость, закачанную в пласт, м, для предкарпатских месторождений принято  $h_{\text{пр}} \geq 5$  м.

Интервалы приемистости определяются расходометрией во время нагнетания в скважину жидкости с давлением, близким к нагнетанию кислотного раствора, или термометрией.

Пористость образцов песчаников и алевролитов Предкарпатья после обработки солянокислотным раствором в количестве, достаточном для полного удаления карбонатов, возрастает не менее чем на 10 %:

$$k_{\text{мс}} = m_s/m_0 \geq k_{s \text{ пр}}, \quad (10.4)$$

где  $k_{s \text{ пр}} = 1,1$ .

Вследствие обработки глинокислотным раствором, объем которого равен объему СКР, после СКО пористость возрастает не менее чем на 10 % сравнительно с предыдущей:

$$k_{\text{мг}} = m_g/m_s \geq k_{g \text{ пр}}, \quad (10.5)$$

где  $m_0$  – начальная пористость;  $m_s$  и  $m_g$  – пористость после обработки СКР и ГКР;  $k_{g\text{ пр}} = 1,1$ .

Возрастание пористости после ГКО определится как произведение  $k_{msg} = k_{ms} k_{mg}$ , т.е.  $k_{msg\text{ пр}} = 1,1 \cdot 1,1 = 1,21$ .

Начальная карбонатность коллекторов  $C_k$  больше предельной карбонатности  $C_{k\text{ пр}}$ , ограничивающей применение СКР. Например, для песчаников Предкарпатья  $C_{k\text{ пр}} = 3\%$  и

$$C_k \geq C_{k\text{ пр}}. \quad (10.6)$$

Если удовлетворяется условие (10.6), то проводят первые обработки СКО, а затем ГКО. Если начальная карбонатность меньше 3%, то проводят только обработку ГКО.

В завершение анализируют данные исследований, сравнивая профили приемистости с выделенными продуктивными пластами в разрезе скважины.

Коэффициент охвата разреза поглощением в вертикальной плоскости

$$k_{в.о} = h_{\text{пл}} / h_{\text{эф}}, \quad (10.7)$$

где  $h_{\text{пл}}$  – толщина пласта, поглощающего жидкость, м;  $h_{\text{эф}}$  – перфорированная толщина продуктивных пластов в скважине.

Из опыта проведения КО известно, что если коэффициент охвата разреза поглощением  $k_{в.о} < 0,1$ , то проводят вторичную перфорацию или поинтервальную КО; если  $k_{в.о} \geq 0,5$ , то во время КО обычно воздействуют на весь разрез, а если  $0,1 < k_{в.о} < 0,5$ , то во время первых КО воздействуют на весь разрез, а вторые – четвертые и дальнейшие обработки должны быть направлены на расширение степени охвата обработкой пластов по толщине, т.е. должны проводиться по технологии выборочных или поинтервальных обработок.

### Пример 10.1.1

Скважина эксплуатирует эоценовый песчаник. Дано  $K_\phi = 16$  т/(сут · МПа);  $K_{\text{пот}} = 51$  т/(сут · МПа); в разрезе содержится пять пластов, разделенных в разрезе непроницаемыми прослойками. Интервалы продуктивных пластов и их пористость приведены в табл. 10.1.

Нижний предел пористости мелкозернистых песчаников с содержанием цемента 5–10% составляет  $m_{\text{пр}} = 8\%$ . После пробного нагнетания в скважине проведена термометрия разреза. Обнаружены следующие поглощающие пласты: 2785–2795 м – основной, 2733–2740 м – второстепенный. Итак, принимаем условно  $h_{\text{пл}} = 17$  м. Обработка призабойной зоны еще не проведена. Карбонатность коллекторов в среднем  $C_k = 4\%$ . По данным лабораторных

Таблица 10.1

Характеристика разреза скважины при  $h_{\text{эф}} = 59$  м

Интервал продуктивного пласта, м	Перфорированная толщина продуктивных пластов в скважине, м	Пористость, %
2733–2740	7	12,0
2756–2768	12	9,8
2785–2795	10	13,0
2808–2820	12	10,5
2823–2851	18	9,6

исследований пористость после СКО возрастает на 20 % по сравнению с начальной. Обосновать выбор скважины для КО.

*Решение*

1. Рассчитываем значение ОП по формуле (10.1):

$$ОП = 18/51 = 0,35 < 1.$$

В этом случае имеем значительные резервы увеличения продуктивности скважины.

2. Проверяем по уравнению (10.2) пористость выделенных нефтенасыщенных пластов. Для всех пластов  $m_0 > m_{пр}$ , поэтому они являются коллекторами.

3. Толщина продуктивных пластов, которую определяют по формуле (10.3), значительно больше наименьшей предельной, поэтому они могут быть объектом КО.

4. Поскольку  $C_k = 4\%$ , что по формуле (10.6) больше  $C_{пр} = 3\%$ , и  $k_{ms} = 1,2 > k_{s,пр}$ , то применяем СКО.

5. Среди выделенных пластов обнаружена приемистость пласта с наибольшей пористостью, что свойственно обработке пластов Предкарпатья. Во время КО, очевидно, кислотный раствор будет поглощаться в интервале 2785–2795 и 2733–2740 м. Таким образом,

$$k_{в.о} = 17/59 = 0,3.$$

Это означает, что большая часть разреза без специальной технологии не будет обрабатываться кислотой.

Следовательно, в скважине целесообразно проводить кислотную обработку всего разреза для увеличения продуктивности пластов с наилучшими коллекторами. Дальнейшие обработки следует проводить так, чтобы включать в разработку нижние пласты 2808–2851 м по схеме поинтервальной обработки. Решение о последующих обработках принимают исходя из результатов исследования скважины после первой СКО.

## **Задача 10.2**

Обосновать выбор скважины для кислотной обработки. Выделить объект и оценить его фильтрационно-емкостные свойства с учетом опыта эксплуатации скважин данной залежи и их обработки кислотами. Информация о скважине ограничена.

## **Методика**

Известны следующие характеристики скважины: фактический дебит жидкости, интервалы продуктивных пластов и их пористость, пластовое давление, приемистость во время нагнетания жидкости в пласт, содержание глин и карбонатов в коллекторах. В результате исследований определены удельные дебиты в разрезах других действующих скважин, вероятная толщина поглощающих пластов при нагнетании кислотных растворов.

Принимая во внимание перечисленные данные, кислотную обработку скважин можно рекомендовать при условии, что отношение фактического дебита к ожидаемому дебиту удовлетворяет неравенству

$$ОД = Q_{ф}/Q_{ож} < 1, \tag{10.8}$$

где  $OD$  – безразмерное отношение дебитов;  $Q_{\text{ф}}$ ,  $Q_{\text{ож}}$  – фактический и ожидаемый дебит жидкости,  $\text{м}^3/\text{сут}$ .

Значение ожидаемого дебита рассчитывают по формуле

$$Q_{\text{ож}} = \sum_{i=1}^n Q_{\text{ож}i} h_{\text{эф}i}, \quad (10.9)$$

где  $Q_{\text{ож}i}$  – удельный ожидаемый дебит  $i$ -х пластов, пористость которых находится в определенных пределах,  $\text{м}^3/(\text{сут} \cdot \text{м})$ ;  $h_{\text{эф}i}$  – толщина пластов, пребывающих в соответствующем диапазоне пористости, м.

Например, для эоценовых пластов в зависимости от пористости определены удельные дебиты, приведенные в табл. 10.2.

Далее необходимо избрать пласты данной скважины в указанных пределах пористости, определить их толщину в каждом из диапазонов и, пользуясь зависимостью (10.9), рассчитать ожидаемый дебит, а затем отношение текущего дебита к ожидаемому.

Приемистость скважины  $q$  во время нагнетания с давлением, меньшим давления опрессовки эксплуатационной колонны, больше предельной  $q_{\text{пр}}$ :

$$q \geq q_{\text{пр}}. \quad (10.10)$$

Ограничением здесь является длительность нагнетания  $6 \text{ м}^3$  кислоты, которая с учетом допустимого коррозионного воздействия на трубы при пластовой температуре и применяемых ингибиторах не должна превышать 6 ч. Это означает, что наименьший расход кислоты

$$q_{\text{пр}} \geq 24 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

Суммарная толщина продуктивных пластов в разрезе не меньше предельной:

$$h_{\text{эф}} \geq h_{\text{пр}}. \quad (10.11)$$

Для обоснования такого предельного значения использованы данные термометрических исследований в многочисленных скважинах месторождений Предкарпатья после КО. Обнаружена средняя толщина интервала (13 м), который обрабатывали кислотой при среднеквадратичном отклонении  $\pm 4$  м. Поэтому наименее эффективной толщиной пласта, на который целесообразно воздействовать кислотой, считается  $h_{\text{пр}} = 13 - (2 \cdot 4) = 5$  м.

Количество глин в коллекторах Предкарпатья не больше, чем предельное  $C_{\text{г. пр}} = 10 \%$ , так как породы с большей глинистостью обычно не проницаемые, или

$$C_{\text{гл}} \leq C_{\text{г. пр}}. \quad (10.12)$$

Таблица 10.2

**Значение удельного дебита жидкости эоценовых пластов Предкарпатья**

Пределы пористости, %	Удельный ожидаемый дебит пластов, $\text{м}^3/(\text{сут} \cdot \text{м})$
7– < 9	0,35
9– < 11	0,65
11– < 13	2,0
13– < 15	3,0
≥15	4,5

Относительная гидропроводность пластов, поддающихся кислотной обработке (или иному методу ОПЗ, например, ГРП),

$$\varepsilon_{от} = \varepsilon_{обр} / \varepsilon_{скв} > 0,5, \quad (10.13)$$

где  $\varepsilon_{обр}$  – это сумма произведений  $h_{эф i}$  (толщина каждой прослойки) на  $k_0$  (проницаемость каждой прослойки, которая подвергается СКО, ГКО, ГРП и т.п.).

Условную гидропроводность скважины  $\varepsilon_{скв}$  определяют для всех перфорированных продуктивных прослоек. Значение вязкости пластовых жидкостей для этих расчетов условно принимают равным единице.

Физический смысл относительной гидропроводности – доля продуктивности обрабатываемых прослоек к продуктивности всех прослоек, раскрытых в разрезе скважины.

Отношение пластового давления к гидростатическому, свидетельствующее об энергетическом потенциале пластов

$$k_{эвр} = p_{пл} / p_{гст} > 0,7, \quad (10.14)$$

где  $k_{эвр}$  – коэффициент, учитывающий энергетический потенциал давления в пласте;  $p_{гст} = H\rho g 10^{-6}$  – гидростатическое давление в середине пласта (объекта), подвергнувшегося обработке, МПа;  $H$  – глубина залегания пласта, м;  $\rho = 1000 \text{ кг/м}^3$  – плотность воды;  $g = 9,81 \text{ м/с}^2$ ;  $p_{пл}$  – пластовое давление, приведенное к глубине  $H$ , МПа.

### Пример 10.2.1

В скважине в интервале 2715–2920 м перфорированы шесть продуктивных пластов, которые сгруппированы по пористости, большей  $m_{пр} = 7 \%$ , в четыре интервала (табл. 10.3). Проницаемость пластов рассчитана по формулам (10.3) на основе известной пористости и типа коллектора.

Дебит скважины  $86,6 \text{ м}^3/\text{сут}$ , газовый фактор  $171 \text{ м}^3/\text{т}$ , пластовое давление 25 МПа, средняя глубина пласта 2800 м. Приемистость скважины во время нагнетания воды с ПАВ при давлении 15 МПа равна  $150 \text{ м}^3/\text{сут}$ . Обломочная часть породы на 90 % состоит из кварца. Количество глинистого материала в породе 5 %, карбонатов 4 %. Определить, целесообразно ли проводить в скважине кислотную обработку.

*Решение*

1. Определяем параметр *ОД*. Для этого рассчитываем по формуле (10.9) и характеристике разреза скважины значение

$$Q_{ож} = 0,35 \cdot 13,2 + 0,65 \cdot 27,2 + 2 \cdot 14,1 + 3 \cdot 27,4 = 132,7 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

Таблица 10.3

Характеристика разреза скважины

Интервал пористости, %	Толщина пласта, м	Пористость, %	Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	Условная гидропроводность, м·мкм <sup>2</sup>
7–9	13,2	8,0	0,0007	0,009
9–11	27,2	9,9	0,0030	0,032
11–13	14,1	12,0	0,0213	0,300
13–15	27,4	13,9	0,0446	1,222
>15	0	0	0	0

Тогда по формуле (10.8)  $ОД = 86,6/132,7 = 0,65$ , что меньше единицы, следовательно, существуют резервы увеличения дебита скважины.

2. Сравниваем значение фактической приемистости скважины с предельной по формуле (10.10). Поскольку  $q = 150 \text{ м}^3/\text{сут} > q_{пр}$ , то этого количества достаточно для обработки. Длительность нагнетания 6–18  $\text{м}^3$  кислотного раствора в пласт 1–3 ч.

3. Основными поглощающими пластами по характеристике разреза являются коллекторы с пористостью 13,9 %, проницаемостью 0,045  $\text{мкм}^2$  и толщиной 27,4 м. Согласно условию (10.11) толщина пластов достаточна для обработки.

4. Сравнивая содержание глин в коллекторе  $C_{гл} = 5 \%$  с условием (10.12) и карбонатность  $C_k = 4 \%$  с условием (10.6), приходим к выводу о возможности применения кислотной обработки путем нагнетания солянокислотного раствора.

5. Отношение условной гидропроводности пластов с наибольшей пористостью 13–15 % к суммарной составляет  $\epsilon = 1,222/1,613 = 0,76$ , что удовлетворяет условию (10.13). Поэтому во время обработки всего разреза, очевидно, следует обрабатывать пласты с  $m = 13–15 \%$ , которые более всего влияют на продуктивность скважины. Отсюда ожидаем заметного улучшения дебита.

6. Сравниваем пластовое давление с гидростатическим по условию (10.14):

$$k_{эпр} = p_{пл} / p_{гст} = 25 / 2800 \cdot 1000 \cdot 9,8 \cdot 10^{-6} = 25 / 27,4 = 0,91 > 0,7.$$

Это означает, что уровень пластовой энергии достаточен для удаления продуктов реакции из пласта и обеспечения эффективной работы скважины после обработки.

Таким образом, в скважине целесообразно провести СКО всего разреза для увеличения продуктивности пластов с наилучшими коллекторами, после чего исследовать ее влияние на продуктивность отдельных частей разреза и скважины в целом. Решение о дальнейших действиях принимают на основании полученных результатов и дополнительных гидродинамических и термометрических исследований скважины.

### **Задача 10.3**

Обосновать расход жидкости и давление во время нагнетания кислотного раствора в пласт.

### **Методика**

Из предварительных исследований скважины известны: глубина залегания продуктивных пород и дебит скважины; давление опрессовки эксплуатационной колонны; характеристика изменения давления во время нагнетания в скважину жидкости с постоянным или постепенно возрастающим расходом; влияние расхода кислоты на глубину (радиус) обработки пласта; градиент давления во время нагнетания кислоты в пласт по данным предварительных обработок скважины и градиенты давления гидроразрыва пласта.

Можно определить условия и ограничения для обоснования значений расхода жидкости и давления во время нагнетания кислотного раствора в пласт. Для этого необходимо исследовать приемистость скважины, т.е. ха-

рактен изменения давления на устье во время нагнетания в пласт с наименьшим постоянным расходом насосного агрегата  $q$  или возрастающим  $q_1 < q_2 < q_3$  расходом, например, путем постепенного увеличения скорости насосного агрегата.

По данным исследований построим кривую

$$p_y = f(t),$$

где  $p_y$  – давление на устье;  $t$  – длительность нагнетания, мин.

Для незначительного расхода маловязкой жидкости гидравлические потери трения невелики. Например, для воды с  $q = 250 \text{ м}^3/\text{сут}$  через 73-мм НКТ потери  $p_{\text{тр}} \leq 0,002 \text{ МПа}/100 \text{ м}$  или на 2000 м – 0,4 МПа, поэтому для процесса нагнетания кислоты в пласт гидравлическими потерями можно пренебречь.

Расход кислоты  $q_k$  во время закачивания в песчано-алевролитовые пористые пласты с учетом влияния на скорость прохождения реакции не регламентируется. Наибольшее допустимое значение расхода ограничивается лишь давлением.

О незначительном влиянии скорости фильтрации на скорость взаимодействия кислоты с породой известно из лабораторных исследований и теории реакций кислотных растворов в поровом пространстве. Доказано, что в порах с размерами 10–12 мкм длительность нейтрализации каких-либо кислотных растворов на стенках скважины измеряется долями секунд. В глубине призабойной зоны продолжительность нейтрализации несколько возрастает: для солянокислотных растворов до 10 с, а для глинокислотных – до сотен секунд. Увеличение расхода кислоты даже в несколько раз несущественно влияет на длительность реакции кислоты в пласте. В отличие от закачивания кислоты в пласт, длящегося часами, реакция в поровом пространстве происходит почти мгновенно для любых реальных расходов кислоты во время обработки пласта.

Известно, что во время обработки трещинных карбонатных коллекторов желательнее закачивать СКР при максимально возможном расходе, так как это обеспечивает возрастание глубины обработки пласта и увеличивает эффективность кислотного воздействия.

Ограничивается наименьшее значение расхода, которое зависит от допустимого пребывания кислоты на забое, с учетом защиты металла от коррозионной активности по условию (10.10). Из опыта КО известно, что расход кислоты на устье обычно  $q_k = 150 \div 500 \text{ м}^3/\text{сут}$ .

Давление на устье во время кислотной обработки должно быть меньше давления опрессовки эксплуатационной колонны, так как это дает возможность проводить нагнетание кислоты без пакера и удешевляет процесс:

$$p_k \leq p_{\text{опр}},$$

где  $p_k$  – давление на устье во время поступления кислоты в пласт;  $p_{\text{опр}}$  – давление опрессовки.

Обычно давление опрессовки эксплуатационных колонн составляет 15–20 МПа в эксплуатационных скважинах и 20–40 МПа – в разведочных.

Градиент давления во время нагнетания кислотных растворов в пласт должен быть меньше градиента давления гидроразрыва пород в скважинах данного региона (месторождения), чтобы избежать ГРП и распространить воздействие кислоты по толщине пласта:

$$\text{grad } p_k < \text{grad } p_{\text{грп}}; \quad (10.16)$$

$$\text{grad } p_{\text{грп}} = p_{\text{грп}} / 0,01H; \quad (10.17)$$

$$\text{grad } p_{\text{к}} = (p_{\text{гст}} + p_{\text{к}}) / 0,01H, \quad (10.18)$$

где  $p_{\text{грп}}$  – давление на забое во время ГРП перед закреплением развитых трещин песком, МПа;  $H$  – глубина скважины, м;  $p_{\text{гст}}$  – гидростатическое давление воды в скважине, МПа.

$$p_{\text{гст}} = \rho g H; \quad (10.19)$$

$\rho$  – плотность жидкости в скважине, кг/м<sup>3</sup>;  $g = 9,8$  м/с<sup>2</sup>.

Приведем значения средних градиентов давлений гидроразрыва пласта, которые наиболее характерны для условий предкарпатских месторождений. Градиент  $p_{\text{грп}} = 1,8$  МПа/100 м в нефтяных скважинах и градиент  $p_{\text{грп}} = 1,90$  МПа/100 м – в водонагнетательных. Во время КО нефтяных скважин градиент  $p_{\text{к}} = 1,56$  МПа/100 м, а водонагнетательных – 1,73 МПа/100 м.

Разность давлений обусловлена наличием в призабойной зоне нефтяных скважин воронки депрессии, а в нагнетательных – репрессии.

Если давление ГРП не исследовано, то можно считать, что

$$\text{grad } p_{\text{грп}} = 100(p_{\text{гст}} + 0,008 H) / H. \quad (10.20)$$

Это значение используют для принятия решения по условию (10.16).

### Пример 10.3.1

Скважина эксплуатируется штанговым глубинным насосом (ШГН) с дебитом 6 т/сут. Эффективная толщина пластов, размещенных в интервале 1840–1960 м,  $h_{\text{эф}} = 50$  м. Пластовое давление  $p_{\text{пл}} = 17$  МПа, давление опрессовки колонны  $p_{\text{оп}} = 20$  МПа. Результаты исследования скважины на приемистость воды плотностью 100 кг/м<sup>3</sup> изображены на рис. 10.1. Определить ожидаемые расходы кислоты и давление во время нагнетания в пласт.

*Решение*

1. Анализируя кривую  $p_{\text{y}} = f(t)$ , находим, что на протяжении 10 мин нагнетания в пласт давление возрастает стремительно, а далее – очень медленно, поэтому значение  $p_{\text{y}} = 12$  МПа для  $t = 20$  мин можно считать квазиустойчивым для расхода  $q_0 = 225$  м<sup>3</sup>/сут.

2. Принимаем  $q_{\text{к}} = q_0 = 225$  м<sup>3</sup>/сут для  $p_{\text{к}} = 12$  МПа. Проверим допустимость применения такого расхода. Поскольку верхний предел расхода кислоты в песчаных коллекторах не ограничен, проверяем допустимость применения  $q_{\text{к}} = q_0$  по условию (10.10) наименьшего расхода. Определив, что  $q_{\text{к}} = 225$  м<sup>3</sup>/сут  $> q_{\text{пр}}$ , принимаем заданный расход для обработки.

3. Сравниваем давления по условию (10.15) и, так как  $p_{\text{к}} < p_{\text{опр}}$ , КО проводим без пакера.

4. Проверим возможность гидроразрыва пласта во время нагнетания под давлением  $p_{\text{к}} < p_{\text{опр}}$ . Вначале рассчитываем среднюю глубину обрабатываемых пластов

$$H = (1840 + 1960) / 2 = 1900 \text{ м},$$

а далее по условию (10.19)

$$p_{\text{гст}} = \rho g H = 1900 \cdot 1000 \cdot 9,8 = 18,6 \text{ МПа}.$$

По условию (10.18) найдем



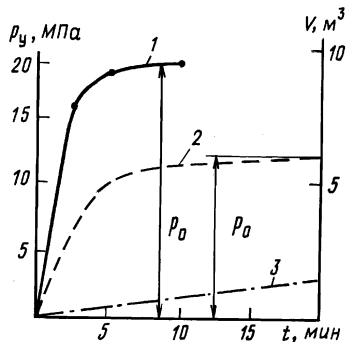


Рис. 10.1. Изменение давления  $p_y$  на устье скважины во время пробного нагнетания в пласты ( $q = 225 \text{ м}^3/\text{сут}$ ): 1, 2 – давление для водонагнетательной и нефтяной скважины соответственно; 3 – объем жидкости,  $\text{м}^3$ ;  $p_y$  – давление на устье скважины, МПа;  $t$  – продолжительность нагнетания в пласт, мин;  $V$  – закачанный в скважину объем жидкости,  $\text{м}^3$

$$\text{grad } p_k = (18,6 + 12) / 0,01 \cdot 1900 = 1,61 \text{ МПа} / 100 \text{ м.}$$

Проверяем условие (10.16), по которому

$$\text{grad } p_k = 1,61 \text{ МПа} / 100 \text{ м} < 1,8 \text{ МПа} / 100 \text{ м,}$$

поэтому гидроразрыв пласта не ожидается.

### Пример 10.3.2

Водонагнетательная скважина, пробуренная на глубину 2910 м, раскрыла олигоценные отложения с пористостью 9–10 % в интервале 2414–2906 м, обсаженном фильтром, середина которого  $H = 2660$  м. Пластовое давление 28 МПа, забойное давление во время нагнетания воды в пласт  $p_{н.в.} = 39,6$  МПа и представляет собой сумму давлений на устье  $p_y = 13$  МПа во время нагнетания воды с расходом  $Q_p = 45 \text{ м}^3/\text{сут}$  и гидростатического  $p_{гст} = 26,6$  МПа. Тогда градиент забойного давления

$$\text{grad } p_{н.в.} - p_{н.в.} / 0,01 H = 39,6 / 26,6 = 1,49 \text{ МПа} / 100 \text{ м.}$$

Репрессия на пласт во время закачивания воды

$$\Delta p = p_{н.в.} - p_{пл} = 39,6 - 28,0 = 11,6 \text{ МПа,}$$

а коэффициент приемистости  $K = Q / \Delta p = 45 / 11,6 = 3,87 \text{ м}^3 / (\text{сут} \cdot \text{МПа})$ .

Давление опрессовки  $p_{н.в.} = 20$  МПа. Для увеличения приемистости планируют кислотную обработку. Исследовано увеличение давления во время нагнетания насосным агрегатом (см. рис. 10.1) с постоянным расходом  $q_0 = 225 \text{ м}^3/\text{сут}$ . Определить ожидаемое давление и расход кислоты во время КО.

*Решение*

1. Анализируя кривую  $p_y = f(t)$  (см. рис. 10), находим, что после 5 мин нагнетания давление на устье практически стабилизировалось при  $p_0 = 19$  МПа для расхода  $q_0 = 225 \text{ м}^3/\text{сут}$ .

2. Принимаем  $q_k = q_0 = 225 \text{ м}^3/\text{сут}$  для  $p_k = p_0 = 19$  МПа. Верхний предел расхода кислоты во время обработки песчаных коллекторов не ограничивается, а нижний должен быть больше  $q_{пр}$  по условию (10.10):

$$q_k = q_0 = 225 \text{ м}^3/\text{сут} > 25 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Заданный расход приемлем для КО.

3. Проверим допустимость давления нагнетания для  $p_k = p_{опр}$ . Условие (10.15) выполняется, поскольку  $p_k = 19$  МПа. Для проверки условия (10.16) определим по (10.18)

$$\text{grad } p_k = (26,6 + 19) / 0,01 \cdot 2660 = 1,71 \text{ МПа} / 100 \text{ м.}$$

Поскольку  $1,71 < 1,90 \text{ МПа} / 100 \text{ м}$ , считаем, что кислота будет поступать в пласт под давлением  $p_k = 19 \text{ МПа}$ .

### Пример 10.3.3

Нефтяная скважина эксплуатируется штанговым насосом. Эффективная мощность песчаников, залегающих в интервале 2690–2790 м, обсаженном фильтром, равна 60 м. Дебит нефти – 6 т/сут. Пластовое давление на глубине 2740 м равно 22 МПа. Давление опрессовки эксплуатационной колонны составляет 18 МПа. Данные исследования скважины на приемистость приведены на рис. 10.2. Определить ожидаемый расход кислоты и ее давление во время поступления в пласт.

#### Решение

1. Результаты исследований приемистости (см. рис. 10.2) свидетельствуют, с одной стороны, о возможности применять наибольший расход  $q_{03} = 330 \text{ м}^3 / \text{сут}$  и быстрее нагнетать кислоту в пласт, а с другой, поскольку  $p_{\text{обр}} = 18 \text{ МПа} < p_{03} = 22 \text{ МПа}$ , о необходимости дополнительных мер для защиты эксплуатационной колонны с таким режимом нагнетания. Поэтому рассмотрим процесс нагнетания с меньшим расходом.

2. Согласно теории КО поровых коллекторов, уменьшение расхода кислоты не обуславливает уменьшения радиуса обработки пласта. Поэтому целесообразно выбрать расход  $q_{01} = 110 \text{ м}^3 / \text{сут}$  с давлением  $p_{01} = 15 \text{ МПа} < p_{\text{опр}}$  по условию (10.15).

3. Проверим допустимость нагнетания кислоты в пласт с давлением  $p_k = p_{01} = 15 \text{ МПа}$  с точки зрения возможного ГРП. Вначале определим  $p_{\text{гст}}$  на глубине  $H$  по условию (10.19):  $p_{\text{гст}} = 27,4 \text{ МПа}$ . Далее по формуле (10.18)

$$\text{grad } p_k = (27,4 + 15,0) / 0,01 H = 1,55 \text{ МПа} / 100 \text{ м.}$$

Так как условие (10.16)  $\text{grad } p_k < 1,8 \text{ МПа} / 100 \text{ м}$  удовлетворяется, сделаем вывод о том, что во время КО можно поддерживать расход кислоты  $q_k = 110 \text{ м}^3 / \text{сут}$  и давление  $p_k = 15 \text{ МПа}$ .

### Задача 10.4

Рассчитать продолжительность реакции СКР в порах песчаного карбонизированного коллектора.

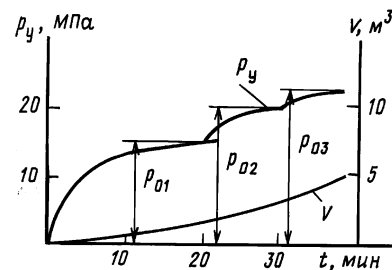


Рис. 10.2. Изменение давления  $p_y$  на устье скважины во время пробного закачивания в пласты (расход 110; 220 и 330  $\text{м}^3 / \text{сут}$ ):

$p_y$  – давление на устье скважины, МПа;  $t$  – продолжительность нагнетания в пласт, мин;  $V$  – закачаный в скважину объем жидкости,  $\text{м}^3$

### Методика

Реакция СКР с породой является гетерогенной реакцией первого порядка, которая лимитируется диффузорной стадией и описывается уравнением

$$C = C_0 \exp(-4\beta\tau / d_{cp}), \quad (10.21)$$

где

$$d_{cp} = 0,57(k_0 m_0)^{0,5} 10^4; \quad (10.22)$$

$C_0$  и  $C$  – соответственно начальная и текущая концентрации кислоты, молярная или в процентах (по массе);  $\beta$  – коэффициент массопередачи, м/с;  $\tau$  – время фильтрации через породу, с;  $d_{cp}$  – средний диаметр пор в пористой среде, м;  $k_0$  – проницаемость пласта перед обработкой, мкм<sup>2</sup>;  $m_0$  – пористость, %.

С достаточной для практики точностью принимаем степень нейтрализации СКР для уровня  $C = 0,1C_0$ . Прологарифмировав уравнение (10.21) и учитывая, что  $\ln(C_0/C) = 2,3$  определяем продолжительность нейтрализации для заданных условий:

$$\tau = 0,575d_{cp} / \beta. \quad (10.23)$$

Для расчета коэффициента массопередачи используем эмпирическую зависимость для СКР

$$\beta = 28,8 \cdot 10^{-4} / \text{Re}^{0,05} D_{ms} / d_{cp}, \quad (10.24)$$

где

$$\text{Re} = (u_{cp} d_{cp}) / \nu; \quad (10.25)$$

$D_{ms}$  – коэффициент молекулярной диффузии, постоянный для определенной концентрации соляной кислоты и температуры, м<sup>2</sup>/с;  $u_{cp}$  – средняя линейная скорость движения СКР, м/с;  $\nu$  – кинематическая вязкость кислоты, м<sup>2</sup>/с.

Итак,

$$D_{ms} = (D_{os} \cdot 0,0178 \cdot 10^{-4} / 273)(273 + T_{пл}) / \nu, \quad (10.26)$$

где  $D_{os}$  – коэффициент диффузии для HCl.

Значение  $D_{os}$  находим из табл. 10.4 для заданной концентрации HCl, а значение вязкости воды – из табл. 10.5.

Таблица 10.4  
Коэффициент диффузии для HCl при 0°C

Концентрация HCl		Коэффициент диффузии $D_{os} \cdot 10^{-8}$ , м <sup>2</sup> /с
массовая $C_0$ , %	молярная $C_{ms} \cdot 10^6$ , мг·экв/м <sup>3</sup>	
5	1,39	0,169
10	2,87	0,190
15	4,46	0,212
20	6,03	0,235
25	7,72	0,259
30	9,45	0,282

Таблица 10.5

## Кинематическая вязкость воды

Температура $T_{пл}, ^\circ\text{C}$	Кинематическая вязкость $\nu \cdot 10^{-4}, \text{ м}^2/\text{с}$	Температура $T_{пл}, ^\circ\text{C}$	Кинематическая вязкость $\nu \cdot 10^{-4}, \text{ м}^2/\text{с}$
0	0,0178	80	0,0035
20	0,0100	100	0,0028
40	0,0065	120	0,0023
60	0,0047	140	0,0019

Линейная скорость фильтрации СКР в поровом пространстве максимальная на стенках скважины с радиусом  $r_c = 0,1$  м; она уменьшается с увеличением радиуса проникновения кислоты  $r$ . Определить суммарную площадь отверстий на цилиндрических фильтрационных поверхностях радиусом  $r$  достаточно сложно.

Для этого учитывают неравномерность проникновения СКР в разрезе вокруг скважины (в вертикальной и горизонтальной плоскостях), а также микронеоднородность порового пространства по распределению поровых каналов и участие их в фильтрации. Таким образом, площадь фильтрации  $F$  на расстоянии  $r$  от скважины записывают в виде

$$F = 2\pi r(m_0/100)h_{эф}k_{в.о}k_{г.о}k_{у.ф}k_{в}, \quad (10.27)$$

где  $r$  – радиус распространения СКР от оси скважины, м,  $r > r_c$ ;  $m_0$  – пористость пласта, %;  $h_{эф}$  – эффективная перфорированная толщина пласта, м;  $k_{в.о}$  – коэффициент степени охвата пласта по вертикали (по данным промысловых исследований);  $k_{г.о}$  – коэффициент степени охвата пласта СКР по горизонтали;  $k_{у.ф}$  – коэффициент, учитывающий участие пор в фильтрации СКР (по данным лабораторных исследований);  $k_{в}$  – коэффициент вытеснения пластовой жидкости водным кислотным раствором (по данным лабораторных исследований).

Средняя линейная скорость СКР

$$u_{ср} = (q/86400)/F, \quad (10.28)$$

где  $u_{ср}$  – средняя линейная скорость фильтрации, м/с;  $q$  – объемный расход СКР, м<sup>3</sup>/сут;  $F$  – площадь фильтрационных отверстий, м<sup>2</sup>.

По результатам анализов образцов пород Предкарпатья предлагаем неравномерность охватывания породы обработкой СКР в горизонтальной плоскости записать как зависимость

$$k_{г.о} = \exp(-0,1r). \quad (10.29)$$

**Пример 10.4.1**

Пласт карбонизированного песчаника обрабатывают раствором  $C_0 = 15$  % HCl;  $m_0 = 14$  %;  $h_{эф} = 78,3$  м;  $k_{в.о} = 0,35$ ;  $k_{у.ф} = 0,28$ ;  $k_{в} = 0,5$ ;  $q = 260$  м<sup>3</sup>/сут;  $k_0 = 0,044$  мкм<sup>2</sup>;  $T_{пл} = 85$  °С;  $\nu = 0,33 \cdot 10^{-6}$  м<sup>2</sup>/с;  $D_{ос}$  – зависит от концентрации СКР (см. табл. 10.4); значение  $k_{у.ф}$  см. в табл. 10.10.

*Решение*

1. Сначала определяем суммарную площадь поровых отверстий на расстоянии  $r$  от оси скважины, сквозь которые фильтруется по пласту кислотный раствор по формуле (10.27):

$$F = 2 \cdot 3,14r(14/100)78,3 \cdot 0,35 \exp(-0,1r) \cdot 0,28 \cdot 0,5 = 3,37r \exp(-0,1r).$$

Здесь и далее решение записано как функция  $r$ . Результаты расчетов для различных  $r$  приведены в табл. 10.6.

2. Определяем среднюю скорость фильтрации кислотного раствора на расстоянии  $r$  по формуле (10.28)

$$u_{\text{ср}} = (260/86400)/F = 0,003/F.$$

3. Число Рейнольдса находим по уравнению (10.25). Принимая во внимание (10.22), рассчитываем диаметр поровых каналов

$$d_{\text{ср}} = 0,57(0,044/14)^{-0,5} \cdot 10^{-4} = 3,2 \cdot 10^{-6} \text{ м.}$$

Считаем, что кинематическая вязкость СКР равна вязкости воды с пластовой температурой  $T_{\text{пл}} = 85 \text{ }^\circ\text{C}$ , т.е.

$$\nu = 0,33 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с.}$$

Число Рейнольдса определяем таким образом:

$$\text{Re} = u_{\text{ср}} \cdot 3,2 \cdot 10^{-6} / 0,33 \cdot 10^{-6} = 9,7u_{\text{ср}}.$$

4. Рассчитаем коэффициент массопередачи для реакции в поровом пространстве по формуле (10.24). Для этого сначала определим по формуле (10.26) значение коэффициента молекулярной диффузии 15 %-ной HCl для температуры пласта

$$D_{ms} = [(0,212 \cdot 10^{-8} \cdot 0,0178 \cdot 10^{-4}) / 273] [(273 + 85) / 0,0033 \cdot 10^{-4}] = 1,5 \cdot 10^{-8} \text{ м}^2/\text{с.}$$

Подставив значение  $D_{ms}$  в формулу (10.24), получим

$$\beta = 28,8 \cdot 10^{-4} \text{Re}^{0,05} 1,5 \cdot 10^{-6} / 3,2 \cdot 10^{-6} = 13,3 \cdot 10^{-6} \text{Re}^{0,05}.$$

5. Определим длительность реакции ( $\tau$ ) в пласте по уравнению (10.23), подставив в него значение диаметра поровых каналов  $d_{\text{ср}}$ :

$$\tau = 0,575 \cdot 3,2 \cdot 10^{-6} / \beta = 184 \cdot 10^{-8} / \beta.$$

Результаты расчетов (см. табл. 10.6) свидетельствуют о том, что скорость реакции в пласте измеряется секундами. Следовательно, выдерживать соляную кислоту на реагирование не следует, так как она теряет почти всю свою химическую активность во время поступления в пласт.

Таблица 10.6

**Расчет процесса солянокислотной обработки**

Параметры	Расстояние $r$ от оси скважины, м						
	0,1	0,3	0,5	1,0	2,0	3,0	4,0
Суммарная площадь поровых отверстий $F$ , м <sup>2</sup>	0,36	0,98	1,60	3,05	5,53	7,48	9,03
Средняя линейная скорость фильтрации СКР $u_{\text{ср}}$ , 10 <sup>-2</sup> м/с	0,83	0,31	0,19	0,10	0,05	0,04	0,03
Число Рейнольдса $\text{Re} \cdot 10^{-4}$	805	301	184	97	52	39	32
Коэффициент массопередачи $\beta \cdot 10^{-8}$ , м <sup>2</sup> /с	12,3	48,5	30,4	16,5	9,2	7,0	5,8
Длительность реакции в пласте $\tau$ , с	1,5	3,8	6,0	11,0	20,0	26,0	32,0

### Задача 10.5

Рассчитать параметры зоны растворения в СКР. Рассчитать глубину проникновения СКР в поровое пространство, количество растворенной породы и радиус зоны растворения на основании лабораторных исследований. Охарактеризовать изменение пористости пород после их обработки.

#### Методика

Кислотный раствор проникает в поровое пространство неравномерно. Поэтому, как и в предыдущей задаче 10.4, учтено влияние макронеоднородности (коэффициенты  $k_{в.о}$  и  $k_{г.о}$ ) и микронеоднородности (коэффициент  $k_{у.ф}$ ) породы. С учетом этого определяют объем кислотного раствора на расстоянии  $r$  от оси скважин:

$$V_{кс} = 2\pi h_{эф} k_{в.о} k_{у.ф} k_{г.о} (m_0/100) [\exp(-0,1r_c)(0,1r_c + 1) - \exp(-0,1r)(0,1r + 1)] 100. \quad (10.30)$$

Если выражение в скобках обозначить функцией  $A(r)$ , тогда уравнение (10.30) можно записать в виде

$$V_{кс} = 2\pi h_{эф} k_{в.о} k_{у.ф} - k_{г.о} m_0 A(r). \quad (10.31)$$

Вычисленные значения функции  $A(r)$  сведем в табл. 10.7.

Расчет обычно производят в пределах  $r_c \leq r \leq 10$  м, где  $r_c = 0,1$  м, а шаг изменения радиуса составляет 0,1 м в пределах до  $r = 1$  м; 0,2 м – в пределах до  $r = 2$  м и 1 м – в пределах до  $r = 10$  м.

По уравнению (10.31) определяем, какой радиус отвечает заданному объему КР и строим графики  $V_{кс} = f(r)$ , как указано на рис. 10.3. Далее рассчитываем длительность поступления заданного объема кислотного раствора в пласт

$$t_v = 1440 V_{кс} / q_k, \quad (10.32)$$

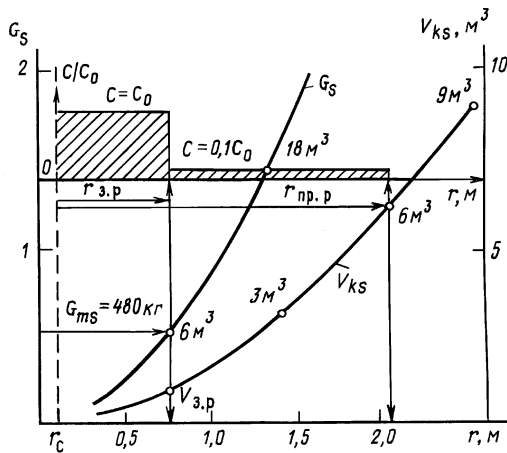
где  $t_v$  – длительность закачивания СКР, мин;  $q_k$  – расход СКР, м<sup>3</sup>/сут.

Порода растворяется в количестве  $G_s$  только в сфере проникновения СКР условным радиусом  $r$ . Это означает, что возрастает объем только той части порового пространства, которая заполнена СКР и контактирует с ним. Понятно, что это является зоной реагирования кислоты с породой.

Таблица 10.7

Результаты расчетов  $A(r)$  в зависимости от радиуса проникновения кислоты  $r$

$r$ , м	$A(r)$	$r$ , м	$A(r)$	$r$ , м	$A(r)$
0,1	–	1,0	0,004630	2,5	0,026435
0,2	0,000147	1,1	0,005565	3,0	0,036880
0,3	0,000438	1,2	0,006609	3,5	0,048620
0,4	0,000729	1,25	0,007150	4,0	0,061304
0,5	0,001159	1,3	0,007696	5,0	0,090000
0,6	0,001678	1,4	0,008696	6,0	0,121700
0,7	0,002287	1,5	0,010140	7,0	0,155600
0,8	0,002980	1,75	0,013800	8,0	0,190900
0,9	0,003761	2,0	0,017480	9,0	0,227400
				10,0	0,263900



**Рис. 10.3. Развитие зоны растворения пласта СКР и профиль нейтрализации кислоты (типичная картина):**

$G_s$  – масса растворенной породы, т;  $V_{ks}$  – объем СКР,  $m^3$ ;  $r$  – радиус от оси скважины, м;  $r_{з.п}$  и  $r_{пр.п}$  – условные радиусы зоны растворения и продуктов реакции, м;  $C/C_0$  – отношение текущей концентрации к начальной;  $V_{з.п}$  – объем зоны растворения

Количество растворенной породы легко определить, если известен коэффициент возрастания пористости  $k_{ms}$ .

Для расчета  $k_{ms}$  используем результаты лабораторных экспериментов. Фильтруют излишек СКР для полного удаления карбонатов из образца породы и определяют увеличение его пористости  $\Delta m_s$ . Применяют следующее выражение:

$$k_{ms} = (m_0 + \Delta m_s) / m_0 = m_c / m_0. \quad (10.33)$$

Количество растворенной породы (кг) в зоне  $r$  проникновения  $V_{ks}$  объема соляной кислоты

$$G_s = \rho_{ск} V_{ks} (k_{ms} - 1), \quad (10.34)$$

где  $\rho_{ск} = 2000-2700 \text{ кг}/m^3$  – плотность скелета растворяющейся в СКР породы;  $k_{ms} = 1,1-1,3$  для слабокарбонатных песчаных пород Предкарпатья.

Таким образом, с учетом  $V_{ks} = f(r)$  строим зависимость  $G_s = f(r)$  (рис. 10.3).

Теперь можно определить размеры зоны растворения СКР. Учитываем, что реакция СКР в пласте происходит почти мгновенно (см. задачу 10.4, табл. 10.6), поэтому профиль нейтрализации СКР в пласте является прямоугольным. Условный радиус фронта зоны растворения определяют из максимального количества породы, которая может быть растворенной в объеме кислотного раствора заданной концентрации

$$G_{ms} = V_{ks} DC_s R_{ms}, \quad (10.35)$$

где  $G_{ms}$  – максимальная растворимость в кислотном растворе, кг;  $DC_s$  – потеря кислотности, мг-экв/ $m^3$ ;  $R_{ms}$  – средняя растворимость породы на единицу потери кислотности, кг/мг-экв.

Для условий обработки песчаных пород Предкарпатья  $R_{ms} = (17+25)10^{-6} \text{ кг}/\text{мг-экв}$ .

Считается, что потери кислотности составляют 90 % ее начального значения, или

$$DC_s = 0,9C_{ms} \quad (10.36)$$

( $C_{ms}$  определяют по табл. 10.4).

Подставив (10.36) в уравнение (10.35), найдем

$$G_{ms} = 0,9V_{ks}C_{ms}R_{ms}. \quad (10.37)$$

После расчета  $G_{ms}$  для заданных значений  $V_{ks}$  радиус зоны растворения  $r_{з.р}$  находим графическим или приближенным методом. Откладываем на оси  $G_s$  значение  $G_{ms}$  и, пользуясь кривой  $G_s = f(r)$  (см. рис. 10.3), получаем на абсциссе  $r$  искомый радиус зоны растворения. Наиболее часто радиус растворения изменяется в пределах от 0,5 до 1,5 м. Чтобы найти радиус растворения продуктов в пласте  $r_{пр.р}$ , опустим перпендикуляр из заданного значения  $V_{ks}$  на ось абсцисс. Зная глубину обработки пласта кислотой, используем полученные результаты и построим профиль нейтрализации кислоты в пласте (см. рис. 10.3) в координатах  $C/C_0 = f(r)$ , где  $C$  и  $C_0$  – соответственно текущая и начальная концентрации СКР.

### Пример 10.5.1

Пласт карбонизированного песчаника обработан 15 %-ным раствором HCl. Условия см. задачу 10.4.1. Кроме того, по данным лабораторных исследований:  $C_k = 3,1 \%$ ;  $k_{ms} = 1,2$ ;  $\rho = 2700 \text{ кг/м}^3$ ;  $C_{ms} = 4,46 \cdot 10^6 \text{ мг-экв/м}^3$ ;  $R_{ms} = 20 \cdot 10^{-6} \text{ кг/мг-экв}$ . Рассчитать параметры зоны растворения в СКР.

#### Решение

1. Определяем сначала по формуле (10.31) возрастающий объем СКР по мере нагнетания его в пласт как функцию условного радиуса:

$$V_{ks} = 2 \cdot 3,14 \cdot 14 \cdot 78,3 \cdot 0,35 \cdot 0,28 \cdot 0,5A(r) = 337,3A(r).$$

Эти и последующие результаты расчетов сведены в табл. 10.8.

2. Продолжительность нагнетания (мин) СКР на заданную глубину пласта (по радиусу) рассчитываем по формуле (10.32), расход кислотного раствора  $q = 260 \text{ м}^3/\text{сут}$ :

$$t_v = 1440t_{ks}/260.$$

3. Количество породы, которая может быть растворенной в зоне  $r$  проникновения СКР, определяем при условии известного  $k_{ms} = 1,2$  и  $\rho_{ск} = 2700 \text{ кг/м}^3$ . С учетом этого запишем формулу (10.34) в виде

$$G_s = 2700(1,2-1)V_{ks} = 540V_{ks}.$$

4. Рассматриваем варианты закачивания в пласт от 3 до 18 м<sup>3</sup> СКР – 15 %-ной HCl и определяем максимальную растворимость породы после нейтрализации СКР на 90 %. Для 15 %-ной HCl из табл. 10.4 находим молярную концентрацию  $G_{ms} = 4,46 \cdot 10^6 \text{ мг-экв/м}^3$ . По данным лабораторных исследований средняя растворимость в СКР эоценового песчаника

$$R_{ms} = 20 \cdot 10^{-6} \text{ мг-экв/м}^3.$$

Таблица 10.8

#### Растворение породы пласта по глубине проникновения СКР

Параметры	Расстояние $r$ от оси скважины, м								
	0,1	0,3	0,5	0,7	1,0	1,5	2	3	4
Объем СКР $V_{ks}$ , м <sup>3</sup>	–	0,15	0,39	0,77	1,56	3,42	5,89	12,4	20,6
Длительность нагнетания СКР в пласт $t_v$ , мин	–	–	–	–	8,6	18,9	32,6	68,7	114,1
Масса растворенной породы $G_s$ , кг	–	81	210	416	842	1847	Не рассчитаны		



Таблица 10.9

**Объемы СКР и глубина обработки пласта СКР**

Объем СКР $V_{ks}$ , м <sup>3</sup>	Максимальная растворимость в кислотном растворе $G_{ms}$ , кг	Радиус зоны растворения, $r_{з.р}$ , м	Радиус зоны продуктов реакции в пласте $r_{пр.р}$ , м
3	240	0,54	1,4
6	480	0,76	2,1
9	720	0,92	2,5
12	960	1,08	Не определяли
15	1200	1,20	То же
18	1440	1,32	

Подставив эти значения в уравнение (10.37), получаем

$$G_{ms} = 0,9V_{ks}4,46 \cdot 10^6 = 80V_{ks}.$$

Результаты расчетов сведены в табл. 10.9.

5. Построим по данным табл. 10.8. графики  $V_{ks} = f(r)$  и  $G_s = f(r)$  (см. рис. 10.3).

6. Опустив перпендикуляр из заданных значений  $V_{ks}$  и  $G_{ms}$  на ось абсцисс, найдем радиусы зоны продуктов реакции и зоны растворения –  $r_{пр.р}$  и  $r_{з.р}$ , которые приведены в табл. 10.9.

Зная глубину обработки пласта кислотой и пользуясь полученными результатами, построим профиль нейтрализации кислоты в пласте (см. рис. 10.3) для 6 м<sup>3</sup> СКР.

**Задача 10.6**

Рассчитать количество растворенной породы в солянокислом растворе. Известны карбонатность и глинистость песчаника.

**Методика**

Методику применяют, если отсутствуют данные исследований увеличения пористости образцов породы после обработки СКР, т.е. не определено  $K_{ms}$ , как описано в задаче 10.5, или для сравнения с лабораторным экспериментом. Для решения задачи нужно знать содержание карбонатов и глин в породе.

Из лабораторных экспериментов исследования растворимости песчано-алевролитовых пород Предкарпатья в СКР известно, что во время обработки излишком соляной кислоты в пластовых условиях из породы извлекаются около 25 % алюмосиликатов и 50 % карбонатов. Растворения  $SiO_2$  практически не происходит. С учетом приведенных данных запишем формулу растворимости породы в излишке СКР в виде

$$DG_s = 0,25C_{гл} + 0,5C_k, \quad (10.38)$$

где  $DG_s$  – растворимость породы в СКР, % (по массе);  $C_{гл}$  – содержание глин в породе, %;  $C_k$  – содержание карбонатов  $CaCO_3$  и  $MgCO_3$  в породе, %.

Количество растворенной породы (кг) определяем по формуле

$$G_s = \rho_{п} V_{ks} DG_s / m_0, \quad (10.39)$$

где  $\rho_{\text{п}} = 2200 \div 2300$  – средняя плотность пористой породы,  $\text{кг}/\text{м}^3$ ;  $m_0$  – пористость перед обработкой, %.

### Пример 10.6.1

Производят СКО скважины СКР. Рассчитать количество растворенной породы, если известны  $C_{\text{гл}} = 6,6$  %,  $C_{\text{к}} = 3,2$  %, плотность породы  $\rho_{\text{п}} = 2300$   $\text{кг}/\text{м}^3$ , пористость  $m_0 = 14$  %.

*Решение*

1. Для определения количества растворенной породы рассчитываем растворимость в СКР по формуле (10.38)

$$DG_s = 0,25 \cdot 6,6 + 0,5 \cdot 3,2 = 3,26 \%$$

2. Количество растворенной породы (кг) в зоне реагирования кислоты определяется как функция объема  $V_{\text{кс}}$  по уравнению (10.39)

$$G_s = 2300V_{\text{кс}} \cdot 3,26 / 14 = 535V_{\text{кс}}$$

Далее строим зависимость  $G_s = f(r)$ . Поскольку  $V_{\text{кс}} = f(r)$ , решаем задачу о радиусе зоны обработки СКР аналогично задаче 10.5.

### Задача 10.7

Рассчитать ожидаемое изменение пористости песчаного коллектора после обработки его солянокислотным раствором. Известны карбонатность и глинистость породы.

### Методика

Методику применяют в случае отсутствия прямых лабораторных исследований определения  $k_{\text{мс}}$  при наличии данных, указанных в задаче 10.5.

С начала рассчитываем количество растворенной породы (в %, по массе) по формуле (10.38).

Зная  $DG_s$ , определяем объемную растворимость  $DV_s$  (в %), которая отвечает увеличению пористости породы:

$$DV_s = \rho_{\text{п}} DG_s / \rho_{\text{ск}} \quad (10.40)$$

Следовательно, значение пористости (%) породы после обработки СКР

$$m_s = m_0 + DV_s \quad (10.41)$$

Коэффициент возрастания пористости после обработки СКР сравнительно с начальной пористостью

$$km_s = m_s / m_0 \quad (10.42)$$

Далее по уравнению (10.34) находим  $D_s$ .

### Пример 10.7.1

Задан состав породы аналогично задаче 10.4, плотность скелета породы  $\rho_{\text{ск}} = 2700$   $\text{кг}/\text{м}^3$ , плотность породы  $\rho_{\text{п}} = 2300$   $\text{кг}/\text{м}^3$ , пористость перед обработкой  $m_0 = 14$  %. Определить увеличение пористости после обработки СКР.

### *Решение*

1. Согласно данным задачи 10.6 принимаем расчетное значение растворимости в СКР  $DG_s = 3,26 \%$ .

2. По формуле (10.40) рассчитываем  $DV_s = 2300 \cdot 3,26 / 2700 = 2,78 \%$ .

3. Пористость породы после обработки определяем по уравнению (10.41):

$$m_s = 14 + 2,78 = 16,8 \%$$

4. Кратность увеличения пористости после обработки СКР находим по (10.42)

$$k_{ms} = 16,8 / 14 = 1,2.$$

### **Задача 10.8**

Определить проницаемость песчано-алевролитовых пород до кислотной обработки и после нее.

### **Методика**

Обычно в материалах исследования скважин геофизическими методами рядом с геофизическими параметрами указывают также значение пористости пластов. Проницаемость пород определяют с использованием корреляционных зависимостей, в которые входят различные параметры (амплитуда потенциалов собственной поляризации, пористость и т.п.), либо другими методами. Для определения изменения пористости и проницаемости после СКО и ГКО использованы лабораторные данные, выполненные Ф.М. Бурмичем. Типизация предкарпатских пород-коллекторов с учетом гранулометрического состава, количества цемента и глинистости приведена в табл. 10.10.

Обработка данных об участии пор в фильтрации во время нагнетания в образцы пород кислотных растворов, проведенная Т.В. Будзенко в ЦНИЛ "Укрнефть", свидетельствует, что в высокопроницаемых образцах она почти в 2 раза выше, чем в низкопроницаемых.

Для определения начальной проницаемости используют зависимости, полученные В.М. Дистряновым (табл. 10.11).

Результаты анализа влияния КО на пористость и проницаемость коллекторов после обработки свидетельствуют, что с достаточной для практики точностью можно прогнозировать изменение проницаемости после КО, используя экспериментальные данные. Изменение проницаемости после СКО (обработка СКР) и ГКО (последовательная обработка СКР и ГКР) определяют в лабораторных условиях. Из обработки экспериментальных данных найдены корреляционные зависимости увеличения проницаемости пород после обработки СКР песчаников и алевролитов Предкарпатья в количестве, достаточном для удаления карбонатов:

$$k_s^* = 0,9 \exp(0,2C_k), \tag{10.44}$$

$$k_s = k_s^* / k_0.$$

После дальнейшей обработки ГКР этих же образцов породы найдены зависимости:

Таблица 10.10

## Типизация предкарпатских пород-коллекторов

Код KL	Название типа коллектора	Содержание цемента, %	Глинистость, %	Коэффициент участия пор в фильтрации
1	Песчаники средне-мелкозернистые	<5	2	0,42
2	Песчаники мелкозернистые	<5	3	0,37
3	Песчаники мелкозернистые, глинизированные	5-10	5	0,32
4	Песчаники мелкозернистые, алевролиты сильно-глинизированные	10-20	8	0,26
5	Алевролиты слабоглинизированные	<10	5	0,23

Таблица 10.11

## Расчет проницаемости коллектора

Тип коллектора (KL)	Уравнение регрессии, мкм <sup>2</sup>
1	$k_0 = 163,2 \cdot 10^{-9} m_0^{4,74}$ (10.43а)
2	$k_0 = 127,8 \cdot 10^{-11} m_0^{6,34}$ (10.43б)
3	$k_0 = 158,7 \cdot 10^{-11} m_0^{5,92}$ (10.43в)
4	$k_0 = 76,5 \cdot 10^{-11} m_0^{5,85}$ (10.43г)
5	$k_0 = 74,3 \cdot 10^{-13} m_0^{7,62}$ (10.43д)

для пород с начальной проницаемостью  $k_0 \leq 0,001$  мкм<sup>2</sup>:

$$k_g^* = k_s^* (k_{ms} k_{mg})^3 \quad (10.46)$$

и для пород с начальной проницаемостью  $k_0 > 0,001$  мкм<sup>2</sup>

$$k_g^* = k_s^* (k_{ms} k_{mg})^2, \quad (10.47)$$

$$\text{где } k_g = k_s^* / k_0. \quad (10.48)$$

Таким образом, можно с достаточной для практики точностью определить ожидаемое возрастание проницаемости после СКО и ГКО. На рис. 10.4 графически изображено изменение проницаемости после КО.

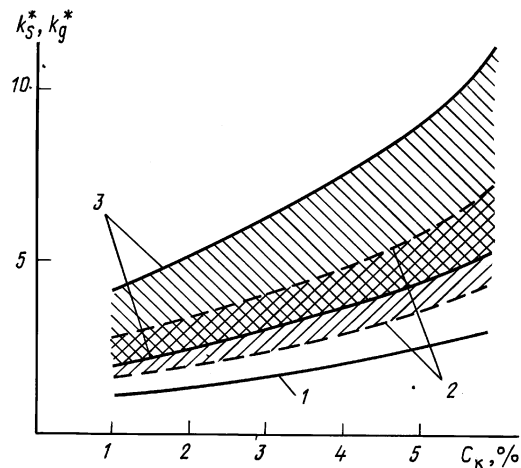


Рис. 10.4. Изменение проницаемости пород Предкарпатья после СКО и ГКО:

1 – обработка излишком СКР по уравнению (10.44); 2 – последовательная обработка СКР и ПКР согласно уравнению (10.47) для породы с  $k_0 > 0,001$  мкм<sup>2</sup>; 3 – то же для  $k_0 < 0,01$  мкм<sup>2</sup>. Верхние границы кривых 2 и 3 для  $k_{ms} = k_{mg} = 1,25$ , нижние – для  $k_{ms} = k_{mg} = 1,1$

### **Пример 10.8.1**

Задано  $k_0 = 0,044$  мкм<sup>2</sup>;  $C_k = 3,1$  %. Определить ожидаемую проницаемость после обработки СКР.

*Решение*

1. Расчет проводим по формуле (10.44)

$$k_s = 0,9 \exp 0,2 \cdot 3,1 = 1,67.$$

2. Проницаемость после СКР определяем по формуле (10.45)

$$k_s = 1,67 \cdot 0,044 = 0,074 \text{ мкм}^2.$$

### **Пример 10.8.2**

Планируется провести ГКО песчаного коллектора типа KL = 4 раствором СКР, затем – ГКР. Известны  $k_{ms} = 1,2$ ;  $k_{mg} = 1,25$ ;  $m_0 = 11$  %;  $C_k = 4$  %. Определить проницаемость до обработки и после нее.

*Решение*

1. По формуле (10.43) определяем начальную проницаемость

$$k_0 = 76,6 \cdot 10^{-11} m_0^{5,85} = 76,6 \cdot 10^{-11} \cdot 1\,236\,366 = 0,00094 \text{ мкм}^2.$$

2. Ожидаемое изменение проницаемости после обработки СКР рассчитываем по уравнению (10.44)

$$k_s^* = 0,9 \exp(0,2 \cdot 4) = 0,9 \cdot 2,22 = 2,$$

а по истечении последовательной обработки ГКР – по формуле (10.46)

$$k_g^* = 2(1,2 \cdot 1,25)^3 = 2 \cdot 3,37 = 6,75.$$

3. Проницаемость после ГКО определим по формуле (10.48)

$$k_g^* = 6,75 \cdot 0,00094 = 0,0063 \text{ мкм}^2.$$

### **Пример 10.8.3**

Задано:  $k_0 = 0,044$  мкм<sup>2</sup>;  $C_k = 3,1$  %;  $k_{ms} = 1,2$ ;  $k_{mg} = 1,1$ . Определить проницаемость после обработки ГКР  $k_s = 1,7$ .

*Решение*

1. Изменение проницаемости рассчитываем по (10.47)

$$k_g^* = 1,7(1,2 \cdot 1,1)^2 = 1,7 \cdot 1,74 = 2,96.$$

2. Проницаемость после ГКО определяем по уравнению (10.48)

$$k_g = 2,96 \cdot 0,044 = 0,130 \text{ мкм}^2.$$

### **Задача 10.9**

Рассчитать технологическую и экономическую эффективность проведения солянокислотной обработки.

### Методика

Степень увеличения дебита после СКО рассчитываем, применив решение задачи о притоке жидкости в скважину с однородным и неоднородным пластом. Расчетная схема изображена на рис. 10.5. Для расчета необходимо знать проницаемость пласта до и после обработки, радиус зоны растворения и зоны загрязнения продуктами реакции. Расчет для условий фильтрации через две зоны, ограниченные  $r_{з.р}$  и  $r_{пр.р}$ , (рис. 10.5, б), по сравнению с фильтрацией через однородный пласт проводят по следующей формуле:

$$A_{s2} = \frac{Q_{s2}}{Q_0} = \frac{\ln(r_k / r_c)}{(k_0 / k_s) \ln(r_{з.р} / r_c) + (k_0 / k_{пр.р}) \ln(r_{пр.р} / r_{з.р}) + \ln(r_k / r_{пр.р})}, \quad (10.49)$$

где  $Q_{s2}$ ,  $Q_0$  – дебит после обработки СКР и однородного пласта, м<sup>3</sup>/сут;  $k_0$ ,  $k_s$ ,  $k_{пр.р}$  – проницаемость пласта соответственно до обработки, в зоне растворения и в зоне выпадения продуктов реакции, мкм<sup>2</sup>;  $r_s$ ,  $r_{з.р}$ ,  $r_{пр.р}$ ,  $r_k$  – соответственно радиусы скважины, зоны растворения, зоны выпадения продуктов реакции и контура питания, м.

Лабораторные исследования подтверждают, что после выпадения продуктов реакции СКР в поровой среде его проницаемость снижается до  $k_{п.пр} = (0,5 \div 0,7)k_0$ . И наоборот, если их немедленно извлечь из призабойной зоны, то проницаемость пласта не изменится,  $k_{п.пр} = k_0$  (см. рис. 10.5, а), и тогда формула (10.49) будет иметь следующий вид:

$$A_{s1} = \frac{Q_{s1}}{Q_0} = \frac{\ln(r_k / r_c)}{(k_0 / k_s) \ln(r_{з.р} / r_c) + \ln(r_k / r_{з.р})}. \quad (10.50)$$

Приняв, что фактический дебит перед обработкой  $Q_\phi$  эквивалентен дебиту однородного пласта  $Q_0$ , т.е.  $Q_\phi = Q_0$ , дебит скважины после обработки запишем так:

$$Q_s = A_s Q_\phi. \quad (10.51)$$

Дополнительная добыча нефти

$$DQ_n = (Q_s - Q_\phi) T_{нрн} (100 - W_0) / 100, \quad (10.52)$$

где  $DQ_n$  – дополнительная добыча нефти после СКО, т;  $T_{нрн}$  – длительность работы скважины с повышенным дебитом, сут;  $\rho_n$  – плотность нефти;  $W$  – обводненность нефти, %.

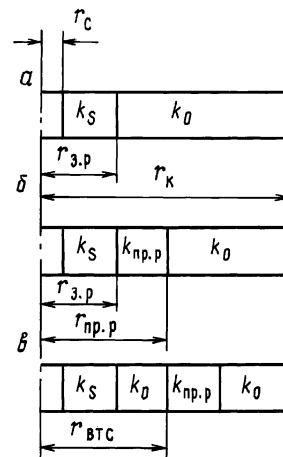


Рис. 10.5. Схема притока пластовых флюидов в скважину с концентрическими зонами разной проницаемости: а – пласт с зоной растворения после СКО проницаемостью  $k_s$ , б – пласт с зонами растворения  $k_s$  и выпадения продуктов реакции  $k_{пр.р}$ ; в – пласт с зонами растворения  $k_s$ , первичной проницаемостью  $k_0$ , выпадения продуктов реакции  $k_{пр.р}$  и необработанной зоной с первичной проницаемостью  $k_0$

Если необходимо более точно определить  $DQ_n$ , учитывая увеличение дебита только тех пластов, которые подвергаются СКО, то дебит после обработки рассчитываем по формуле

$$Q_s = A_s \varepsilon_{от} Q_{\phi} + (1 - \varepsilon_{от}) Q_{\phi}, \quad (10.53)$$

где  $\varepsilon_{от}$  – относительная гидропроводность обрабатываемых прослоек к полной гидропроводности всех пластов в разрезе скважины [задача 10.2, формула (10.13)].

В этом случае дополнительная добыча

$$DQ_n = (A_s - 1) \varepsilon_{от} Q_{\phi} T_n \rho_n (100 - W_0) / 100. \quad (10.54)$$

Для оценки экономической эффективности СКО рассчитываем разницу средств от реализации нефти и затраты на проведение СКО по следующей формуле, в которую подставляем результаты расчетов по уравнениям (10.51) и (10.52) либо по (10.53) и (10.54):

$$\mathcal{E}_n = (C_n - C_n) DQ_n - Z_{к.о}, \quad (10.55)$$

где  $\mathcal{E}_n$  – экономическая эффективность обработки, руб.;  $C_n$  – цена 1 т нефти, руб.;  $C_n$  – себестоимость 1 т нефти, руб.;  $Z_{к.о}$  – стоимость СКО, руб.

### Пример 10.9.1

Пласт песчаника обрабатывают 15 %-ным раствором HCl. Начальные параметры породы и условия такие же, как в примерах 10.4.1, 10.5.1 и 10.8.1. Дополнительные данные:  $r_c = 0,1$  м;  $r_k = 200$  м;  $T = 100$  сут;  $\rho_n = 0,84$  т/м<sup>3</sup>;  $Q_{\phi} = 86,6$  м<sup>3</sup>/сут;  $W_0 = 81,9$  %;  $C_n = 15$  руб/т;  $C_n = 8$  руб/т. Рассмотрим варианты обработки объемами СКР:  $V_{ks}$  составляет 3; 6 и 9 м<sup>3</sup>;  $Z_{к.о}$  составляет 200; 300 и 400 руб. Влияние продуктов реакции не учитываем, так как они немедленно извлекаются из пласта. Рассчитать технологическую и экономическую эффективность.

*Решение*

1. Рассчитываем  $A_{s1}$  по формуле (10.50), например, для  $V_{ks} = 3$  м<sup>3</sup> по данным табл. 10.9 имеем  $r_{з.п} = 0,54$  м. Тогда

$$A_{s1} = \frac{Q_{s1}}{Q_0} = \frac{\ln(200 / 0,1)}{(0,044 / 0,074) \ln(0,54 / 0,1) + \ln(200 / 0,54)} = 1,102.$$

Результаты расчетов сведем в табл. 10.12.

Таблица 10.12

#### Эффективность СКО с удалением продуктов реакции

Объем СКР, м <sup>3</sup>	Радиус зоны растворения, м	Ожидаемая кратность возрастания дебита	Ожидаемый дебит после СКО, м <sup>3</sup> /сут	Ожидаемая дополнительная добыча нефти, т	Затраты на СКО, руб.	Оценка экономической целесообразности проведения СКО, руб.
3	0,54	1,100	95,3	132	2000	7200
6	0,76	1,121	97,0	158	3000	8100
9	0,92	1,134	98,2	176	4000	8300

2. Определяем ожидаемые дебиты скважины после обработки ее СКР для  $V_{ks} = 3 \text{ м}^3$  по уравнению (10.51)

$$Q_{s1} = 1,102 \cdot 86,6 = 95,3 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

3. Дополнительную добычу нефти рассчитываем по формуле (10.52) для  $V_{ks} = 3 \text{ м}^3$  СКР:

$$DQ_{n1} = (95,3 - 86,6)100 \cdot 0,84 \cdot (100 - 81,9)/100 = 132 \text{ т.}$$

4. Экономическую эффективность обработки СКР определяем по формуле (10.55) для  $V_{ks} = 3 \text{ м}^3$ :

$$\mathcal{E}_n = (150 - 80)132 - 2000 = 7200 \text{ руб.}$$

Таким образом, с увеличением объема СКР эффективность возрастает неравномерно. Поэтому выбор объема СКР зависит от потребности в нефти или потребности получить наибольший экономический эффект (9 или  $6 \text{ м}^3$ ).

### Пример 10.9.2

Условия расчета такие же, как в примере 10.9.1, но продукты реакции остались в пласте. Значение  $k_{np,p} = 0,7$ ;  $k_s = 0,031 \text{ мкм}^2$ , радиус фронта продуктов реакции для объемов СКР  $V_{ks} = 3$ ; 6 и  $9 \text{ м}^3$  соответственно равен 1,4; 2,1 и 2,6 м. Стоимость СКР соответственно составляет 2500; 3500 и 4500 руб.

*Решение*

1. Расчет  $A_{s2}$  производим по формуле (10.49) для  $V_{ks} = 3 \text{ м}^3$  по данным табл. 10.9 и  $r_{з,п} = 0,54 \text{ м}$ .

$$A_{s2} = \frac{Q_{s2}}{Q_0} = \frac{\ln(200/0,1)}{(0,044/0,074)\ln(0,54/0,1) + \ln(0,044/0,031)\ln(1,40/0,54) + \ln(200/1,4)} = 1,039.$$

Результаты расчетов сведены в табл. 10.13.

2. Рассчитаем ожидаемые дебиты скважины после обработки ее СКР для  $V_{ks} = 3 \text{ м}^3$  по формуле (10.51)

$$Q_{s2} = 1,032 \cdot 86,6 = 90,0 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

3. Дополнительную добычу нефти рассчитаем по уравнению (10.52) для  $V_{ks} = 3 \text{ м}^3$  СКР:

$$DQ_{ni} = (90 - 86,6)100 \cdot 0,84 \cdot (100 - 81,9)/100 = 52 \text{ т.}$$

4. Экономическую эффективность обработки СКР определяем по (10.55) для объема  $V_{ks} = 3 \text{ м}^3$ :

Таблица 10.13

**Эффективность СКО с оставленными в пласте продуктами реакции**

Объем СКР, $\text{м}^3$	Радиус зоны растворения, м	Ожидаемая кратность возрастания дебита	Ожидаемый дебит после СКО, $\text{м}^3/\text{сут}$	Ожидаемая дополнительная добыча нефти, т	Затраты на СКО, руб.	Оценка экономической целесообразности проведения СКО, руб.
3	0,54	1,039	90,0	52	2500	1140
6	0,76	1,058	91,6	76	3500	1820
9	0,92	1,067	92,4	88	4500	1660



$$\mathcal{E}_H = (150 - 80)52 - 2500 = 1140 \text{ руб.}$$

Таким образом, с увеличением объема СКР более 6 м<sup>3</sup> эффективность не возрастает.

### Пример 10.9.3

Сравнить эффективность обработки со своевременным удалением прореагировавшей кислоты до выпадения продуктов реакции в пласт и эффективность СКО с выпадением.

#### Решение

Для сравнения используем расчеты, выполненные в примерах 10.9.1 и 10.9.2, обозначив обработки СКО<sub>1</sub> и СКО<sub>2</sub>. Сравнительные данные приведены в табл. 10.14.

Таким образом, продукты реакции, оставленные в пласте, в 2 раза уменьшают дополнительную добычу нефти и в 5 раз снижают экономическую эффективность работ. Поэтому оставлять продукты реакции в пласте крайне нежелательно.

### Задача 10.10

Определить объемы продавливающей и вытесняющей жидкости для кислотной обработки. Продавливающая жидкость содействует замене СКР в объемах НКТ и эксплуатационной колонны в интервале перфорации. Вытесняющая жидкость обуславливает перемещение СКР в пласте за пределы зоны растворения для полного использования химической активности кислоты.

### Методика

Обоснуем необходимость применения вытесняющей жидкости. Реакция СКР в пласте происходит почти мгновенно (задачи 10.4 и 10.5), профиль нейтрализации кислоты является прямоугольным. Радиус зоны растворения породы кислотой можно определить по рис. 10.3. Как видим, на расстоянии меньшем, чем радиус зоны растворения  $r < r_{з,р}$ , после продавливания всего СКР из скважины в пласт образуется зона, заполненная кислотой с начальной концентрацией, так как все растворимые в СКР компоненты уже удалены. Это означает, что объем СКР, который содержится в этой зоне, не используется и выносится на поверхность либо в систему накопления нефти. Также вполне возможно образование в пласте и стволе нефтекислотных эмуль-

Таблица 10.14

Сравнительная эффективность СКО

Объем СКР, м <sup>3</sup>	Ожидаемая дополнительная добыча, т		Отношение дополнительной добычи нефти СКО <sub>2</sub> /СКО <sub>1</sub>	Ожидаемый экономический эффект, руб		Отношение эффектов СКО <sub>1</sub> /СКО <sub>2</sub>
	СКО <sub>1</sub>	СКО <sub>2</sub>		СКО <sub>1</sub>	СКО <sub>2</sub>	
3	132	52	0,39	7240	1140	0,16
6	158	76	0,48	8060	1820	0,23
9	176	88	0,50	8320	1660	0,20

сий во время дренирования пласта с целью очищения от продуктов реакции. Поэтому необходимо вытеснить всю химически активную кислоту за пределы растворения, где она нейтрализуется. Для этого необходимо после СКР закачать в пласт дополнительный объем вытесняющей жидкости, несколько больший объема зоны растворения, который определяют по графику  $V_k = f(r)$  для  $r = r_{з.р}$ . Таким образом,

$$V_{втс} = 1,2V_{з.р.с}, \text{ м.} \quad (10.56)$$

Если учитывать с запасом, то можно принять

$$V_{втс} = 0,3V_{кс}. \quad (10.57)$$

Когда НКТ для СКО спускают к нижнему отверстию перфорации напротив обрабатываемых кислотой пластов, то объем ( $\text{м}^3$ ) продавливающей жидкости

$$V_{прд} = 0,785(d_{в}^2 H_{н.о} + (D_{к}^2 - d_{вн}^2)(H_{н.о} - H_{в.о})), \quad (10.58)$$

где  $d_{в}$ ,  $d_{вн}$  – внутренний и внешний диаметры НКТ, м;  $D_{к}$  – диаметр эксплуатационной колонны, м;  $H_{н.о}$  и  $H_{в.о}$  – глубина нижнего и верхнего отверстий перфорации в скважине или обрабатываемого интервала во время поинтервальной обработки.

### **Пример 10.10.1**

Рассчитать объем продавливающей и вытесняющей жидкости для следующих условий: интервал обработки пласта  $H_{н.о} = 2823$  м,  $H_{в.о} = 2733$  м;  $D_{к} = 0,124$  м,  $d_{вн} = 0,073$  м;  $d_{в} = 0,062$  м. Для  $V_{кс} = 6$   $\text{м}^3$  объем  $V_{з.р.с} = 0,9$   $\text{м}^3$ .

*Решение*

1. Рассчитаем объем вытесняющей жидкости по формуле (10.56)

$$V_{втс} = 1,2 \cdot 0,9 = 1,1 \text{ м}^3.$$

Если значение  $V_{з.р.с}$  неизвестно, по уравнению (10.57) можно найти

$$V_{втс} = 0,3 \cdot 6 = 1,8 \text{ м}^3.$$

2. Рассчитаем объем продавливающей жидкости по формуле (10.58)

$$V_{прд} = 0,785((0,062^2 \cdot 2823) + (0,124^2 - 0,073^2)(2823 - 2733)) = 9,42 \text{ м}^3.$$

### **Задача 10.11**

Выбрать состав кислотного раствора для обработки песчаного коллектора, а также состав продавливающей и вытесняющей жидкостей.

### **Методика**

Известны: карбонатность породы по содержанию  $\text{CaCO}_3$ ; количество проведенных КО в скважине  $N_{ко}$ ; температура пласта  $T_{пл}$ ; ожидаемое содержание железа после нагнетания СКР в пласт  $\text{Fe}^{3+}$ ; тип пластовой воды – хлор-кальциевая или другая  $W_{вф}$ ; содержание (%) асфальтенов в нефти  $N_{ас}$ , смол  $N_{см}$  и нафтеновых кислот  $N_{нф}$ ; проницаемость пласта  $k_0$ ,  $\text{мкм}^2$ . Кислотные растворы содержат: активную составляющую (соляную, плавиковую кислоту

и др.) и добавки (ингибиторы коррозии, стабилизаторы, удерживающие в растворе соединения железа; ПАВ, содействующие вынесению продуктов реакции).

**Выбор активных составляющих кислотного раствора.** Для солянокислотной обработки низкопроницаемых коллекторов ( $k_0 < 0,1$ , мкм<sup>2</sup>) обычно применяют солянокислотные растворы с 10–15 %-ным содержанием HCl, а для глинокислотной – смесь кислот – глинокислотный раствор  $x\text{HCl} + y\text{HF}$ , где  $x = 10\div 15$  % и  $y = 1\div 3$  % (табл. 10.15). Ограничение концентрации одновременно облегчает вынесение продуктов реакции и не допускает разрушения кремнистого скелета песчаника.

Если  $y = 0$ , то применяют только СКО раствором 10–15 %-ной HCl, а если  $y > 0$ , то – ГКО, во время которой обычно нагнетают в пласт СКР, а затем ГКР при концентрации  $y = 3$  %. Например, концентрацию  $y = 4\div 5$  % применяют редко, в случае возрастания проницаемости песчаника и сохранения его прочности по данным лабораторных экспериментов.

Отношение СКР и ГКР определяют с учетом состава породы, загрязнения пласта во время глушения скважин и объема кислотных растворов при предыдущих обработках. Соотношение изменяется от 1 : 3 до 3 : 1, чаще всего 1 : 1. Названия кислотных растворов приведены в табл. 10.16.

Ингибиторы, стабилизаторы и ПАВ, применяемые для КР, имеют температурные ограничения и др.

**Выбор ингибиторов для КР.** Ингибиторы уменьшают коррозионную активность кислотного раствора. С возрастанием температуры они резко снижают защитную функцию. В табл. 10.17 приведены рекомендации по использованию некоторых ингибиторов.

**Выбор стабилизаторов для КР.** Стабилизатор добавляют к кислотному раствору, чтобы избежать выпадения осадка гидроокиси железа вследствие образования его комплексных соединений. В табл. 10.18 приведены рекомендации по использованию наиболее применяемых стабилизаторов.

Таблица 10.15

**Выбор типа и состава кислотного раствора**

Карбонатность породы	Число проведенных КО ( $N_{\text{КО}}$ ) при содержании HF в ГКР $y$ , %					
	0	1	2	3	4	$\geq 5$
$C_{\text{к}} \leq 3$	1	2	2	3	3	3
$3 \leq C_{\text{к}} \leq 5$	0	0	1	2	3	3
$C_{\text{к}} > 5$	0	0	0	1	2	3

Таблица 10.16

**Применение кислотных растворов**

Кислотный раствор	Условия выбора
Ингибированный КР	$N_{\text{ac}} < 2$ и $N_{\text{cm}} < 6$ ; $k_0 \geq 0,1$
Ингибированный и стабилизированный КР	$N_{\text{ac}} < 2$ и $N_{\text{cm}} < 6$ ; $k_0 < 0,1$
Ингибированный и стабилизированный КР улучшенной фильтруемости (с ПАВ)	$N_{\text{ac}} \geq 2$ или $N_{\text{cm}} \geq 6$ ; $k_0 < 0,1$
Ингибированный КР улучшенной фильтруемости (с ПАВ)	$N_{\text{ac}} \geq 2$ или $N_{\text{cm}} \geq 6$ ; $k_0 \geq 0,1$

Таблица 10.17

**Ингибиторы для КР**

Ингибитор	Рекомендуемая концентрация при $T_{пл}$ , %			
	<60 °С	60–90 °С	90–110 °С	110–130 °С
Катапин КИ-1	0,2	0,3	0,4	0,5
Катапин + уротропин (1 : 1)	0,2 + 0,2	0,3 + 0,3	0,4 + 0,4	0,5 + 0,5
Б2	0,2	0,3	0,4	–
И-2-А	0,2	–	–	–
И-2-А + уротропин (1 : 2)	0,2 + 0,4	0,3 + 0,6	0,4 + 0,7	0,4 + 0,9

Таблица 10.18

**Стабилизаторы для КР**

Стабилизатор	Пластовая температура, °С	Содержание железа, Fe <sup>3+</sup> , %	Концентрация стабилизатора, %
Уксусная кислота	< 60	< 0,1	1,0
		< 0,2	1,5
		< 0,5	3,0
Лимонная кислота	< 90	< 0,3	0,5
		< 0,5	1,0
Сульфат натрия	< 110	< 0,3	0,08
Уксусная + лимонная кислота	< 120	< 0,2	2,0 + 0,4
КРАСТ	< 140	< 0,3	0,07

Таблица 10.19

**Условия выбора ПАВ (по данным ВНИКРнефти)**

Рекомендуемые ПАВ	Характеристики		Пластовая температура, °С
	пластовой воды $W_{ед}$	нефти	
Не применяются	1	$N_{ac} \leq 1\%$ $N_{нф} > 0,3\%$	> 80
ОП-10, превоцел, W-ON, ОП-7, ОЖК	> 2	$N_{ac} > 1\%$	> 80
Сапаль, ОП-10, дисольван, превоцел, W-ON, ОП-7, ОЖК, проксанола, проксамин, КАУФЭ-14 и для пресной воды – сульфанола	> 2	$N_{ac} > 1\%$	$\leq 80$
ОП-10, превоцел, W-ON, ОП-7, ОЖК	2	Любые	> 80
Сапаль, ОП-10, дисольван, превоцел, W-ON, неонол, ОП-7, ОЖК, проксамин, КАУФЭ-14	2	“	$\leq 80$

Примечание. \* $W_{вд} = 1$  – гидрокарбонатные воды;  $W_{вд} = 2$  – хлоркальциевые воды;  $W_{вд} > 2$  – другие воды.

**Выбор поверхностно-активных веществ для КР.** Поверхностно-активные вещества улучшают фильтрацию КР, предотвращают блокировку пор продуктами реакции, облегчают их извлечение из призабойной зоны. Рекомендации по подбору ПАВ (в порядке уменьшения их активности) для буферных и продавливающих жидкостей, а также кислотных растворов приведены в табл. 10.19.

Табл. 10.15–10.19 даны для облегчения выбора КР в связи с условиями обработки и характеристиками реагентов. Выбирать КР всегда следует с учетом условий обработки и ограничений применения реагентов, которые описаны в их документации.

Продавливающая и вытесняющая жидкости – это, как правило, водные растворы ПАВ. Основой раствора может быть пластовая или пресная техническая вода, а также отходы промышленности, которые не ухудшают проницаемости пласта. Обычно добавляют 0,3–0,5 % ПАВ в зависимости от концентрации активного вещества. Для КО нефтяных скважин преимущественно используют катионоактивные и неионогенные ПАВ (см. табл. 10.19).

### **Пример 10.11.1**

Выбрать состав кислотного раствора вытесняющей и продавливающей жидкости для обработки эоценового песчаника при таких условиях:  $C_k = 4 \%$ ,  $N_{\text{ско}} = 2$ ;  $T_{\text{пл}} = 85 \text{ }^\circ\text{C}$ ;  $\text{Fe}^{3+} = 0,25 \%$ ;  $W_{\text{вд}} = 2$ ;  $N_{\text{ас}} = 0,8 \%$ ;  $N_{\text{см}} = 10 \%$ ;  $N_{\text{пр}} = 0,2 \%$ ;  $k_0 = 0,05 \text{ мкм}^2$ .

#### *Решение*

Выбираем тип и состав активной части кислотного раствора, пользуясь рекомендациями табл. 10.15. В скважине необходимо провести ГКО, применяя последовательную обработку СКР – 10 % HCl и ГКР – 10 % HCl + 1 % HF. Принимаем соотношение между объемами СКР и ГКР 1 : 2, поскольку в скважине уже дважды проводили СКО.

2. Другие КР выбираем по табл. 10.16. Для конкретных условий, согласно таблице, применяем ингибированный и стабилизированный раствор улучшенной фильтруемости.

3. По рекомендациям табл. 10.17 как ингибитор выбираем 0,3 % катапина КИ-1, а по табл. 10.18 как стабилизатор – 0,5 % лимонной кислоты. ПАВ выбираем согласно табл. 10.19 – превоцел 0,3 %.

4. Состав продавливающей и вытесняющей жидкостей выбирают по табл. 10.19. В данном случае – это техническая вода с добавкой 0,5 % превоцела в вытесняющей жидкости и 0,3 % – в продавливающей.

Таким образом, для обработки скважины применяем ГКО, нагнетая в пласт СКР и ГКР в соотношении 1 : 2. Рецепт СКР – 10 % HCl + 0,3 % КИ-1 + 0,5 % лимонной кислоты + 0,3 % превоцела. Рецепт ГКР (объем которого вдвое больше, чем СКР) такая же, как СКР и, кроме того, добавлено 1,0 % HF.

### **Задача 10.12**

Рассчитать длительность реакции глинокислотного раствора (ГКР) в порах песчаного карбонизированного коллектора.

### **Методика**

ГКО проектируют как последовательную обработку пласта солянокислотным раствором, а затем – глинокислотным.

Реакция ГКР с породой, как и реакция СКР, является гетерогенной реакцией первого порядка, лимитируется диффузорной стадией и описывается уравнением

$$C = C_0 \exp(-4\beta\tau / d_{cp}), \quad (10.59)$$

где

$$d_{cp} = 0,57(k_s / m_s)^{0,5} 10^{-4}; \quad (10.60)$$

$C_0$  и  $C$  – соответственно начальная и текущая концентрация кислоты (молярная или в массовых процентах);  $\beta$  – коэффициент массопередачи, м/с;  $\tau$  – время фильтрации сквозь породу, с;  $d_{cp}$  – средний диаметр пор в пористой среде, м;  $k_s$  – проницаемость пласта перед обработкой ГКР, мкм<sup>2</sup>;  $m_s$  – пористость перед обработкой ГКР (после СКР), %.

$C$  достаточной для практики точностью считаем, что степень нейтрализации ГКР приближается к уровню  $C = 0,1 C_0$ . Прологарифмировав уравнение (10.59) и учитывая, что  $\ln(C_0/C) = 2,3$ , находим длительность нейтрализации для заданных условий

$$\tau = 0,575d_{cp} / \beta_g. \quad (10.61)$$

Чтобы определить коэффициент массопередачи, используем эмпирическую зависимость для ГКР:

$$\beta_g = 9,8 \cdot 10^{-4} \text{Re}^{1,05} D_{mg} / d_{cp}, \quad (10.62)$$

где

$$\text{Re} = (u_{cp} d_{cp}) / \nu; \quad (10.63)$$

$D_{mg}$  – коэффициент молекулярной диффузии, постоянный для определенного состава глинокислоты и температуры, м<sup>2</sup>/с;  $u_{cp}$  – средняя линейная скорость движения ГКР, м/с;  $\nu$  – кинематическая вязкость кислоты, м<sup>2</sup>/с.

Для расчета  $\beta_g$  сначала необходимо определить

$$D_{mf} = (D_{of} \cdot 0,0178 \cdot 10^{-4} / 273)((273 + T_{пл}) / \nu), \quad (10.64)$$

где  $D_{of}$  – коэффициент диффузии для HF при 0 °С.

Значение  $D_{of}$  – находим по табл. 10.20 для заданной концентрации HF, а значение вязкости воды  $\nu$  – по табл. 10.5.

Вычислив  $D_{mf}$  по формуле (10.64) и  $D_{ms}$  по уравнению (10.26), находим коэффициент диффузии для смеси кислот

$$D_{mg} = (D_{ms} + D_{mf}) / 2. \quad (10.65)$$

Длительность реакции рассчитываем по (10.61).

Линейная скорость фильтрации ГКР в поровом пространстве наиболее высокая на стенках скважины (обычно  $r_c = 0,1$  м) и уменьшается с увеличением радиуса проникновения кислоты  $r$ . Сложнее определить суммарную площадь отверстий на цилиндрических фильтрационных поверхностях ра-

Таблица 10.20

**Коэффициент диффузии для HF при 0 °С**

Концентрация HF		Коэффициент диффузии $D_{of} \cdot 10^{-8}, \text{ м}^2/\text{с}$
Массовая $C_0, \%$	молярная $C_{mf} \cdot 10^6 \text{ мг-экв}/\text{м}^3$	
1	0,50	0,120
2	1,00	0,125
3	1,50	0,130
4	2,00	0,136
5	2,50	0,141
6	3,00	0,147

диусом  $r$ . Для этого учитывают неравномерность проникновения ГКР в разрез и вокруг скважины (в вертикальной и горизонтальной плоскостях), а также микронеоднородность порового пространства по распределению поровых каналов и участие их в фильтрации. Таким образом, площадь фильтрации на расстоянии  $r$  от скважины можно записать следующим образом:

$$F = 2\pi r(m_s/100)h_{эф}k_{в.о}k_{г.о}k_{у.ф}k_{в}. \quad (10.66)$$

Среднюю линейную скорость движения СКР определяем по формуле

$$u_{ср} = (q/86400)/F, \quad (10.67)$$

где  $q$  – объемный расход ГКР, м<sup>3</sup>/сут;  $F$  – площадь фильтрационных отверстий, м<sup>2</sup>;  $u_{ср}$  – средняя линейная скорость фильтрации, м/с;  $r$  – радиус распространения ГКР от оси скважины, м,  $r > r_c$ ;  $m_s$  – пористость после СКР, %;  $h_{эф}$  – эффективная перфорированная толщина пласта, м;  $k_{в.о}$  – коэффициент степени охвата пласта по вертикали (по данным промышленных исследований);  $k_{г.о}$  – коэффициент степени охвата пласта ГКР по горизонтали;  $k_{у.ф}$  – коэффициент, учитывающий участие пор в фильтрации ГКР (по данным лабораторных исследований);  $k_{в}$  – коэффициент вытеснения пластовой жидкости водным кислотным раствором (по данным лабораторных исследований). Неравномерность охвата породы обработкой ГКР в горизонтальной плоскости учитывает зависимость (10.29).

### Пример 10.12.1

Проектируется глинокислотная обработка вначале СКР 15 % HCl, а затем ГКР 15 % HCl + 3 % HF. Рассчитать длительность реакции в поровом пространстве. Условия обработки:  $m_s = 16,8$  %;  $k_s = 0,074$  мкм<sup>2</sup>, остальное – как в примере к задаче 10.4.

#### Решение

Определяем вначале суммарную площадь поровых отверстий на расстоянии  $r$  от оси скважины, через которые фильтруется по пласту кислотный раствор по формуле (10.66):

$$F = 2 \cdot 3,14r(16,8/100)78,3 \cdot 0,35 \exp(-0,1r)0,28 \cdot 0,5 = 4,05r \exp(-0,1r).$$

Здесь и далее решение записано как функция  $r$ . Результаты расчета сведены в табл. 10.21.

2. Найдем среднюю скорость (м/с) фильтрации кислотного раствора на расстоянии  $r$  по формуле (10.67):

$$u_{ср} = (260/86400)/F = 0,003/F.$$

Таблица 10.21

#### Расчет процесса глинокислотной обработки

Параметры	Расстояние от оси скважины $r$ , м						
	0,1	0,3	0,5	1,0	2,0	3,0	4,0
Суммарная площадь поровых отверстий $F$ , м <sup>2</sup>	0,4	1,2	1,9	3,7	6,6	9,0	10,8
Средняя линейная скорость фильтрации СКР $u_{ср} \cdot 10^{-3}$ , м/с	7	2,5	1,6	0,82	0,45	0,33	0,28
Число Рейнольдса $Re \cdot 10^{-4}$	801	286	183	94	51	38	32
Коэффициент массопередачи $\beta \cdot 10^{-8}$ , м <sup>2</sup> /с	24,2	8,2	5,1	2,4	1,3	0,9	0,8
Длительность реакции в пласте $\tau$ , с	10	30	47	98	180	253	298

3. Число Рейнольдса определяем по уравнению (10.63). Вначале по формуле (10.60) рассчитаем диаметр поровых каналов

$$d_{cp} = 0,57(0,074/16,8)^{0,5}10^{-4} = 3,8 \cdot 10^{-6} \text{ м.}$$

Полагаем, что кинематическая вязкость ГКР равна вязкости воды с пластовой температурой  $T_{пл} = 85 \text{ }^\circ\text{C}$ .

$$\nu = 0,33 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с.}$$

Тогда число Рейнольдса

$$Re = u_{cp}3,8 \cdot 10^{-6}/0,33 \cdot 10^{-6} = 11,5u_{cp}.$$

4. Рассчитаем коэффициент массопередачи для реакции в поровом пространстве по формуле (10.62). Вначале определим значение коэффициента диффузии 3 % HF для температуры пласта по уравнению (10.64):

$$D_{mf} = (0,13 \cdot 10^{-8} \cdot 0,0178 \cdot 10^{-4}/273)[(273 + 85)/0,0033 \cdot 10^4] = \\ = 0,92 \cdot 10^{-8} \text{ м}^2/\text{с.}$$

Коэффициент диффузии для ГКР вычисляем по формуле (10.65)

$$D_{ms} = (1,5 + 0,92)10^{-8}/2 = 1,21 \cdot 10^{-8} \text{ м}^2/\text{с.}$$

Подставив значения коэффициента диффузии в (10.62), получим

$$\beta = 9,8 \cdot 10^{-4}Re^{1,06}1,21 \cdot 10^{-8}/3,8 \cdot 10^{-6} = 3,12 \cdot 10^{-6}Re^{1,06} \text{ м/с.}$$

5. Определим длительность реакции ( $\tau$ ) в пласте по уравнению (10.61), подставив в него рассчитанный ранее диаметр поровых каналов  $d_{cp}$ :

$$\tau = 0,575 \cdot 3,2 \cdot 10^{-6} / \beta = 184 \cdot 10^{-8} / \beta.$$

Результаты расчетов свидетельствуют о том, что скорость реакции ГКР в пласте меньше, чем СКР, но все это измеряется секундами. Поскольку нагнетание в пласт ГКР длится обычно 0,5–3 ч, выдерживать глиноокислоту на реагирование не нужно, так как она теряет почти всю химическую активность во время поступления в пласт. Например, на расстоянии 1 м от оси скважины она теряет 90 % кислотности за 98 с. Реакция преимущественно закончится еще во время фильтрации в порах коллектора. Таким образом, выдерживать глиноокислоту в пласте на реагирование не следует, а учитывая выпадение в порах осадка продуктов реакции, даже вредно.

### Задача 10.13

Рассчитать параметры зоны растворения в ГКР. Определить глубину проникновения глиноокислотного раствора в поровое пространство, количество растворенной породы и радиус зоны растворения на основании лабораторных исследований, изменение пористости пород после их обработки ГКР ( $x$  % HCl +  $y$  % HF) нагнетается в пласт после СКР ( $x$  % HCl).

### Методика

Кислотный раствор проникает в поровое пространство неравномерно. Поэтому, как и в задаче 10.12, учтено влияние макронеоднородности породы (коэффициентами  $k_{в.о}$  и  $k_{г.о}$ ) и микронеоднородности (коэффициентом  $k_{у.ф}$ ).



На основании этого можно рассчитать объем  $V_{kg}$  занимаемый глинокислотным раствором на расстоянии  $r$  от оси скважины.

$$V_{kg} = 2\pi h_{эф} k_{в.о} k_{у.ф} k_{в} (m_s/100) (\exp(-0,1r_c)(0,1r_c + 1) - \exp(-0,1r)(0,1r + 1))100. \quad (10.68)$$

Если выражение в скобках обозначить как  $A(r)$ , то формула (10.68) будет иметь вид

$$V_{kg} = 2\pi h_{эф} k_{в.о} k_{у.ф} k_{в} m_s A(r). \quad (10.69)$$

Расчет обычно производят в пределах  $r_c \leq r \leq 10$  м, где  $r_c = 0,1$  м. Шаг изменения радиуса следующий: 0,1 м в пределах до  $r = 1$  м; 0,2 – в пределах до  $r = 2$  м и 0,5 м в пределах до  $r = 10$  м.

По приведенной выше формуле определяем, на какое расстояние от оси скважины по радиусу проникает некоторый объем КР, и строим график  $V_{kg} = f(r)$  (рис. 10.6). Далее рассчитываем длительность нагнетания заданного объема кислотного раствора в пласт

$$t_v = 1440 V_{kg} / q_k, \quad (10.70)$$

где  $t_v$  – длительность закачивания ГКР, мин;  $q_k$  – расход ГКР, м<sup>3</sup>/сут.

Порода растворяется в количестве растворенной породы  $G_g$  только в интервале проникновения ГКР с условным радиусом  $r$ . Это значит, что возрастает объем той части порового пространства, которая пребывает в контакте с ГКР и является зоной реакции кислоты с породой.

Количество растворенной породы легко рассчитать, если известен коэффициент возрастания пористости  $k_{mg}$ . Для расчета  $k_{mg}$  используем результаты лабораторных экспериментов. Проводят фильтрацию 60–100 объемов ГКР в избытке количества, необходимого для значительного удаления цемента из образца породы (приблизительно на 80 %), и определяют увеличение пористости  $\Delta m_g$ . Отсюда

$$k_{mg} = (m_0 + \Delta m_s + \Delta m_g) / (m_0 + \Delta m_g) = (m_s + \Delta m_g) / m_s. \quad (10.71)$$

Количество растворенной породы в зоне  $r$  проникновения  $V_{kg}$  объема глинокислоты

$$G_e = \rho_{ск} V_{kg} (k_{mg} - 1). \quad (10.72)$$

Здесь  $\rho_{ск} = 2650$  кг/м<sup>3</sup> – плотность скелета породы, растворяющейся в СКР. Остальные данные известны. Для слабокарбонатных песчаных пород Предкарпатья  $k_{mg} = 1,1 \div 1,3$ .

Таким образом, используя зависимость  $V_{kg} = f(r)$ , можно построить зависимость  $G_g = f(r)$ .

Определяем размеры зоны растворения ГКР. Известно, что реакция ГКР в пласте происходит почти мгновенно (задача 10.12) – за десятки секунд, поэтому профиль нейтрализации ГКР в пласте – прямоугольный, а радиус фронта зоны растворения – условный. Для его определения необходимо найти максимальное количество породы, которая может стать растворенной в заданном объеме кислотного раствора заданной концентрации:

$$G_{mg} = V_{kg} DC_g R_{mg}, \quad (10.73)$$

где  $G_{mg}$  – максимальная растворимость в кислотном растворе, кг;  $DC_g$  – потеря кислотной смеси ( $x\text{HCl} + y\text{HF}$ ) %, мг·экв/м<sup>3</sup>;  $R_{mg}$  – средняя растворимость породы на единицу потери кислотности, кг/мг·экв.

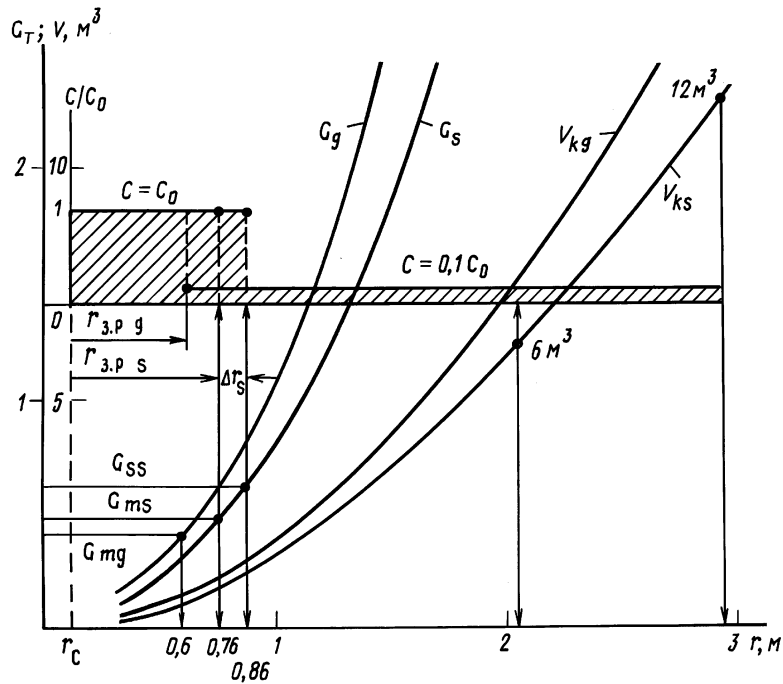


Рис. 10.6. Развитие зоны растворения пласта во время ГКО и профиль нейтрализации кислоты (типичная картина):  
 $G_{ms}$ ,  $G_{mg}$ ,  $G_{ss}$  – масса растворенной породы соответственно в 6 м<sup>3</sup> СКР, 8 м<sup>3</sup> ГКР и остатке соляной кислоты после нейтрализации связанных кислот (HF с HCl), т;  $V_{ks}$  и  $V_{kg}$  – объемы СКР и ГКР, м<sup>3</sup>;  $r$  – радиус от оси скважины, м;  $r_{3.p.s}$  и  $r_{3.p.g}$  – условные радиусы зоны растворения в солянокислотной и глинокислотной составных ГКР, м;  $C/C_0$  – отношение текущей концентрации к начальной

После расчета  $G_{mg}$  для заданных  $V_{kg}$  радиус зоны растворения  $r_{3.p}$  определяем графическим либо приближенным методом. Откладываем на оси  $G_g$  значение  $G_{mg}$  и, пользуясь кривой  $G_g = f(r)$ , находим на абсциссе  $r$  искомый радиус зоны растворения (см. рис. 10.6).

Для условий обработки песчаных пород Предкарпатья

$$R_{mg} = (15 \div 22) 10^{-6} \text{ кг / мг·экв.}$$

Потерю кислотности определяют с учетом того, что 1 % HF связывается с 3,6 % HCl и расходуется на разложение алюмосиликатов. Поэтому отдельно рассчитываем использование связанных кислот, отдельно – соляной кислоты:

$$DC_g = 3,6y(C_{ms} + C_{mf})/x \quad (10.74)$$

( $C_{ms}$  – находим по табл. 10.4, а  $C_{mf}$  – по табл. 10.20).

Подставив формулу (10.74) в (10.73), получаем

$$G_{mg} = 3,6V_{kg}(C_{ms} + C_{mf})R_{mg}y/x. \quad (10.75)$$

Наиболее часто радиус растворения  $r_{3.p}$  в ГКР изменяется в пределах 0,3–1,0 м.

Остальные ГКР – это соляная кислота, которую расходуют из дополни-

тельного растворения карбонатов за пределами зоны растворения СКР. Потеря кислотности этой части ГКР

$$DC_{gs} = (x - 3,6y - 0,1x)(C_{ms} + C_{mf})/x. \quad (10.76)$$

С учетом этого дополнительное количество породы, растворенной остатками солянокислотной составляющей ГКР, запишем в виде

$$G_{gs} = V_{kg}R_{ms}DC_{gs}, \quad (10.77)$$

или

$$G_{gs} = V_{kg}R_{ms}(x - 3,6y - 0,1x)(C_{ms} + C_{mf})/x. \quad (10.78)$$

Таким образом, фронт зоны растворения в СКР продвинется в глубь пласта и будет отвечать ординате кривой  $G_s$ :

$$G_{ss} = G_s + G_{gs}. \quad (10.79)$$

Далее обобщаем результаты расчетов обработки пласта СКР и ГКР (задачи 10.5 и 10.13) и выбираем их объемы для ГКО. При этом помним, что радиус зоны растворения в СКР (без учета  $G_{gs}$ ) должен быть больше радиуса зоны растворения в ГКР.

Методика построения графиков действия кислоты в пласте и определения  $r_{з.р}$  и  $r_{пр.р}$  описана в примере 10.13.1.

### Пример 10.13.1

Пласт карбонизированного песчаника обработан раствором 15 %-ной HCl. После раствора HCl нагнетают ГКР – 15 % HCl + 3 % HF. Другие условия задачи те же, что и в примерах к задачам 10.4 и 10.12. Кроме того, по данным лабораторных исследований  $C_k = 3,1$  %;  $k_{mg} = 1,22$ ;  $\rho_{ск} = 2700$  кг/м<sup>3</sup>;  $C_{mf} = 1,5 \cdot 10^6$  мг·экв/м<sup>3</sup>;  $R_{mg} = 16 \cdot 10^6$  кг/мг·экв.

#### Решение

1. Определяем вначале по формуле (10.69) возрастающий объем ГКР по мере его поступления в пласт как функцию условного радиуса:

$$V_{ks} = 2 \cdot 3,14 \cdot 16,8 \cdot 78,3 \cdot 0,35 \cdot 0,28 \cdot 0,5A(r) = 405A(r).$$

Здесь и далее результаты расчетов сведены в табл.10.22.

2. Длительность нагнетания ГКР на заданную глубину пласта (по радиусу) рассчитываем по формуле (10.70); расход кислотного раствора  $q = 260$  м<sup>3</sup>/сут, или  $q = 0,18$  м<sup>3</sup>/мин:

$$t_v = V_{kg}/0,18.$$

Таблица 10.22

Растворение породы пласта по глубине проникновения ГКР

Параметры	Радиус зоны растворения, м								
	0,1	0,3	0,5	0,7	1,0	1,5	2,0	3,0	4,0
Объем ГКР $V_{kg}$ , м <sup>2</sup>	–	0,18	0,47	0,93	1,88	4,12	7,08	14,9	24,8
Длительность нагнетания ГКР в пласт $t_v$ , мин	–	–	–	–	10,5	22,8	38,8	82,8	138,8
Масса растворенной породы $G_g$ , кг	–	107	279	552	1117	2447	Не рассчитана		

3. Количество породы, которая может раствориться в зоне  $r$  проникновения ГКР, определим при условии, что известны значения  $k_{mg} = 1,22$  и  $\rho_{ск} = 2700 \text{ кг/м}^3$ .

С учетом этого запишем формулу (10.72) в виде

$$G_g = 2700(1,22 - 1)V_{kg} = 594V_{kg}.$$

4. Рассмотрим варианты нагнетания в пласт от 3 до 18 м<sup>3</sup> ГКР – 15 % HCl + 3 % HF и определим максимальную растворимость породы после нейтрализации СКР на 90 % по формуле (10.75). Для 15 %-ной HCl по табл. 10.4 находим  $C_{ms} = 4,46 \cdot 10^6 \text{ мг·экв/м}^3$ , а для 3 %-ной HF по табл. 10.20 выбираем  $C_{mf} = 1,5 \cdot 10^6 \text{ мг·экв/м}^3$ . Подставив известные значения в уравнение (10.74), находим

$$DC_g = 3,6 \cdot 3(4,46 + 1,5) / 15 = 4,29 \cdot 10^6 \text{ мг·экв/м}^3.$$

По формуле (10.73) определяем максимальную растворимость в кислотном растворе

$$G_{mg} = 4,29 \cdot 10^6 \cdot 16 \cdot 10^{-6} V_{kg} = 68,6 V_{kg}.$$

Результаты расчетов сводим в табл. 10.23.

5. Построим по данным табл. 10.22 графики  $V_{rg} = f(r)$ . Отложим на кривой  $G_g$  каждое найденное значение  $G_{mg}$  и, опустив из этой точки перпендикуляр на ось ординат, получим соответствующий радиус зоны растворения (см. рис. 10.6).

6. Найдем окончательную потерю кислотности ГКР по формуле (10.76)

$$DC_{gs} = (15 - 3,6 \cdot 3 - 0,1 \cdot 15)(4,46 + 1,5)10^6 / 15 = 1,07 \cdot 10^6 \text{ мг·экв/м}^3.$$

7. Дополнительное количество растворенной породы остатками солянокислотной составляющей ГКР определяем по формуле (10.77):

$$G_{gs} = 6 \cdot 20 \cdot 10^{-6} \cdot 1,07 \cdot 10^6 = 128 \text{ кг}.$$

8. Фронт зоны растворения в СКР продвинется в глубь пласта и согласно формуле (10.79) будет отвечать следующей ординате кривой  $G_s$ :

$$G_{ss} = 480 + 128 = 608 \text{ кг}.$$

Соответственно радиус фронта зоны растворения в СКР увеличится от 0,76 до 0,86, или на 15,8 %. Поскольку такой прирост радиуса обработки на расстоянии от оси скважины мало повлияет на дебит, для приблизительных расчетов им можно пренебречь.

9. Зная глубину обработки пласта кислотой и пользуясь полученными результатами, можно построить профиль нейтрализации кислоты в пласте

Таблица 10.23

**Объемы ГКР и глубина обработки пласта**

Объем глинокислотного раствора, м <sup>3</sup>	Максимальная растворимость в кислотном растворе, кг	Радиус, м	
		$r_{з.р}$	$r_{т.р}$
3	206	0,40	1,4
6	412	0,60	2,0
9	618	0,76	2,5
12	824	0,86	Не определен
15	1030	0,98	То же
18	1235	1,05	“

Таблица 10.24

**Объемы СКР и ГКР и характеристики зон растворения**

Объемы СКР + ГКР, м <sup>3</sup>	Максимальная растворимость пород, кг	Радиус зоны растворения, м	Объем зоны растворения, м <sup>3</sup>
3,00 + 3,00	240,84 + 205,98	0,53 + 0,43	0,44 + 0,34
6,00 + 6,00	481,68 + 411,96	0,75 + 0,61	0,89 + 0,69
9,00 + 9,00	722,52 + 617,93	0,93 + 0,74	1,34 + 1,04
12,00 + 12,00	963,36 + 823,91	1,07 + 0,86	1,78 + 1,38
15,00 + 15,00	1204,20 + 1029,89	1,20 + 0,96	2,23 + 1,73

(см. рис. 10.6) в координатах  $C/C_0 = f(r)$ , где  $C$  и  $C_0$  – текущая и начальная концентрации ГКР.

10. Выбираем возможные варианты пар объемов СКР и ГКР, учитывая, что зона растворения СКР была больше зоны действия ГКР (табл. 10.24).

11. Объемы зоны растворения находим по графикам (см. рис. 10.6).

**Задача 10.14**

Рассчитать количество растворенной породы в глинокислотном растворе.

**Методика**

Методику применяют, если отсутствуют данные исследований, касающиеся увеличения пористости образцов породы после обработки ГКР. Результаты расчетов используют также для сравнения с данными лабораторных экспериментов. Для решения задачи необходимо знать содержание карбонатов и глини в породе.

Из лабораторных экспериментов исследования растворимости песчано-алевролитовых пород Предкарпатья в ГКР, которые уже обработаны СКР, известно, что во время обработки ГКР в пластовых условиях из породы удаляется около 60 % алюмосиликатов и 30 % карбонатов. Растворение  $\text{SiO}_2$  начинается тогда, когда окиси типа  $\text{RO}$  и  $\text{R}_2\text{O}_3$  уже извлечены. С учетом приведенных данных запишем формулу растворимости породы в излишке ГКР в виде

$$DG_g = 0,6C_{\text{гл}} + 0,3C_{\text{к}}, \quad (10.80)$$

где  $DG_g$  – растворимость породы в ГКР, % (по массе);  $C_{\text{гл}}$  – содержание глини в породе, %;  $C_{\text{к}}$  – содержание карбонатов  $\text{CaCO}_3$  и  $\text{MgCO}_3$  в породе, %.

Количество растворенной породы (кг) определяем по формуле

$$G_g = \rho_{\text{п}} V_{\text{кг}} DG_g / m_s, \quad (10.81)$$

где  $\rho_{\text{п}} = 2200 \div 2300$  – средняя плотность пористой породы, кг/м<sup>3</sup>;  $m_s$  – пористость перед обработкой ГКР, %.

**Пример 10.14.1**

Проводят ГКО скважины. Вначале эоценовый пласт обрабатывают СКР, а затем – ГКР. Рассчитать количество растворенной породы в ГКР, если  $C_{\text{гл}} = 6,6$  % и  $C_{\text{к}} = 3,2$  %, плотность породы  $\rho_{\text{п}} = 2300$  кг/м<sup>3</sup>, пористость  $m_s = 16,8$  %.

*Решение*

1. Для определения количества растворенной породы рассчитаем растворимость в ГКР по формуле (10.80)

$$DG_g = 0,6 \cdot 6,6 + 0,3 \cdot 3,2 = 4,92 \%$$

2. Количество растворенной породы (кг) в зоне реагирования кислоты определяется как функция объема  $V_{kg}$  по формуле (10.81)

$$G_g = 2300V_{kg}4,92/16,8 = 674V_{kg}$$

Далее строим зависимость  $G_g = f(r)$ , поскольку  $V_{kg} = f(r)$ , и решаем задачу о радиусе зон обработки ГКР.

**Задача 10.15**

Рассчитать ожидаемое изменение пористости песчаного коллектора после обработки его глинокислотным раствором. Известно количество карбонатов и глин в породе.

**Методика**

Методику применяют в случае отсутствия прямых лабораторных исследований определения  $k_{mg}$  (см. задачу 10.13) при наличии данных, указанных в задаче 10.14.

Рассчитаем количество растворенной породы в массовом выражении по формуле (10.80). Зная  $DG_g$ , определяем растворимость в  $DV_g$ , (%), (объемная доля), которая отвечает увеличению пористости породы:

$$DV_g = \rho_{п}DG_g/\rho_{ск} \tag{10.82}$$

Определяем пористость породы (%) после обработки ГКР по следующей формуле:

$$m_g = m_s + DV_g \tag{10.83}$$

Коэффициент возрастания пористости после обработки ГКР по сравнению с пористостью после обработки СКР

$$k_{mg} = m_g m_s \tag{10.84}$$

По уравнению (10.72) находим  $G_e$ .

Коэффициент возрастания пористости после ГКО по сравнению с начальной пористостью

$$k_{msg} = k_{ms} k_{mg} \tag{10.85}$$

**Пример 10.15.1**

Задано содержания глин и карбонатов в породе, как в задаче 10.14. Плотность скелета породы  $\rho_{ск} = 2700 \text{ кг/м}^3$ , плотность породы  $\rho_{п} = 2300 \text{ кг/м}^3$  и пористость перед обработкой  $m_0 = 14 \%$ ,  $m_s = 16,8 \%$ ,  $k_{ms} = 1,2$ .

*Решение*

1. Согласно данным примера к задаче 10.14 расчетное значение  $DG_g = 4,92 \%$ .

2. По формуле (10.82)

$$DV_g = 2300 \cdot 4,92/2700 = 4,19 \%$$

3. Пористость породы после обработки определим по уравнению (10.83):

$$m_g = 16,8 + 4,19 = 21 \%$$

4. Кратность увеличения пористости после обработки ГКР рассчитаем по уравнению (10.84):

$$k_{mg} = 21 / 16,8 = 1,25.$$

5. Коэффициент возрастания пористости по сравнению с начальной определяем по формуле (10.85)

$$k_{nsg} = 1,2 \cdot 1,25 = 1,5.$$

### Задача 10.16

Рассчитать технологическую и экономическую эффективность проведения глинокислотной обработки.

#### Методика

Степень увеличения дебита после ГКО рассчитаем, применив решение задачи о притоке жидкости в скважину с однородным и неоднородным пластом. Расчетная схема понятна из рис. 10.6. Для расчета необходимо знать значение проницаемости пласта до обработки и после нее, радиусы зоны растворения СКР и ГКР. Продукты реакции извлечены путем дренирования пласта.

Расчет для условий фильтрации через две зоны растворения  $r_{з.р}$  и  $r_{з.р.г}$  производят по формуле

$$A_g = \frac{Q_g}{Q_0} = \frac{\ln(r_k / r_c)}{(k_0 / k_g) \ln(r_{з.р.г} / r_c) (k_0 / k_g) \ln(r_{з.р.с} / r_{з.р.г}) + \ln(r_k / r_{з.р.с})}, \quad (10.86)$$

где  $Q_g$  и  $Q_0$  – дебит после обработки ГКР и однородного пласта, м<sup>3</sup>/сут;  $k_0$ ,  $k_s$ ,  $k_g$  – проницаемость пласта до обработки, в зонах растворения СКР и ГКР соответственно, мкм<sup>2</sup>;  $r_{з.р.с}$ ,  $r_{з.р.г}$  – радиусы скважины, зон растворения СКР, ГКР и контура питания соответственно, м.

Приняв фактический дебит перед обработкой  $Q_\phi$  эквивалентным дебиту однородного пласта  $Q_0$ , т.е.  $Q_\phi = Q_0$ , дебит скважины после обработки определим следующим образом:

$$Q_g = A_g Q_\phi. \quad (10.87)$$

Дополнительная добыча нефти

$$DQ_n = (Q_g - Q_\phi) T_n \rho_n (100 - W_0) / 100, \quad (10.88)$$

где  $DQ_n$  – дополнительная добыча нефти после ГКО, т;  $T_n$  – продолжительность работы скважины с повышенным дебитом, сут;  $\rho_n$  – плотность нефти, кг/м<sup>3</sup>;  $W_0$  – обводненность нефти, %.

Если необходимо более точно определить  $DQ_n$  – учитывая увеличение дебита лишь тех пластов, которые подвергаются ГКО, то дебит после обработки рассчитывают по формуле

$$Q_g = A_g \varepsilon_{от} Q_\phi + (1 - \varepsilon_{от}) Q_\phi, \quad (10.89)$$

где  $\varepsilon_{от}$  – относительная гидропроводность обрабатываемых прослоек к пол-

ной гидропроводности всех пластов в разрезе скважины [задача 10.2, формула (10.13)].

В этом случае дополнительная добыча

$$DQ_n = (A_g - 1)\varepsilon_{от} Q_\phi T_n \rho_n (100 - W_0) / 100. \quad (10.90)$$

Для оценки экономической эффективности ГКО рассчитаем разницу средств от реализации нефти и затрат на проведение ГКО по формуле (10.91), в которую подставляем результаты расчетов по уравнениям (10.87) и (10.88) либо (10.89) и (10.90).

Экономическую эффективность обработки оцениваем по уравнению

$$\mathcal{E}_n = (C_n - C_n) DQ_n - Z_{ко}, \quad (10.91)$$

где  $\mathcal{E}_n$  – экономическая эффективность обработки, руб.;  $C_n$  – цена одной тонны нефти, руб.;  $C_n$  – себестоимость одной тонны нефти, руб.;  $Z_{ко}$  – стоимость ГКО, руб.

### Пример 10.16.1

Пласт песчаника обрабатывают раствором 15 % HCl + 3 % HF. Начальные параметры породы и условия обработки те же, что и в задачах 10.14 и 10.15. Дополнительные данные:  $r_c = 0,1$  м;  $r_k = 200$  м;  $T_n = 100$  сут;  $\rho_n = 0,84$  т/м<sup>3</sup>;  $Q_\phi = 86,6$  м<sup>3</sup>/сут;  $W_0 = 81,9$  %;  $C_n = 150$  руб/т;  $C_n = 80$  руб/т;  $k_0 = 0,044$  мкм<sup>2</sup>;  $k_s = 0,074$  мкм<sup>2</sup>;  $k_g = 0,169$  мкм<sup>2</sup>.

Рассмотрим варианты обработки объемами СКР и ГКР: сумма  $V_{ks} + V_{kg}$  составляет 3 + 3, 6 + 6 и 9 + 9 м<sup>3</sup>;  $Z_{ко} = 3000, 4000$  и 5000 руб.

Влияние продуктов реакции не учитывается, так как они немедленно удаляются из пласта. Определить технологическую и экономическую эффективность обработки заданными объемами СКР + ГКР и принять решение о выборе рационального объема кислотных растворов.

*Решение*

1. Степень увеличения дебита после ГКО ( $A_g$ ) рассчитываем по формуле (10.86), например, для объемов 3 + 3 м<sup>3</sup> по данным табл. 10.9 имеем  $r_{з.п.с} = 0,54$  м, а по данным табл. 10.23 –  $r_{з.п.г} = 0,43$  м:

$$A_g = \frac{Q_g}{Q_0} = \frac{\ln(200 / 0,1)}{(0,044 / 0,169) \ln(0,43 / 0,1) + (0,044 / 0,074) \ln(0,54 / 0,43) + \ln(200 / 0,54)} = 1,18.$$

Результаты расчетов сведены в табл. 10.25.

Таблица 10.25

**Результаты расчета технологической и экономической целесообразности проведения ГКО**

Объем СКР + ГКР, м <sup>3</sup>	Радиус зоны растворения, м	Ожидаемая кратность возрастания дебита	Ожидаемый дебит после КО, м <sup>3</sup> /сут	Ожидаемая дополнительная добыча нефти, т	Затраты на КО, руб.	Оценка экономической целесообразности проведения КО, руб.
3 + 3	0,54 + 0,43	1,180	102,2	236,7	3000	13 660
6 + 6	0,76 + 0,61	1,218	105,5	286,3	4000	16 000
9 + 9	0,92 + 0,74	1,246	107,9	324,0	5000	18 680



2. Рассчитаем ожидаемые дебиты скважины после обработки ее ГКР для 3 м<sup>3</sup> по формуле (10.87)

$$Q_g = 1,18 \cdot 86,6 = 102,2 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

3. Дополнительную добычу нефти рассчитаем по уравнению (10.88) для 3 м<sup>3</sup> ГКР:

$$DQ_g = (102,2 - 86,6)100 \cdot 0,84(100 - 81,9)/100 = 236,7 \text{ т.}$$

4. Экономическую эффективность обработки ГКР определяем по формуле (10.91) для объема 3 м<sup>3</sup>:

$$\mathcal{E}_н = (150 - 80)236,7 - 3000 = 13\ 660 \text{ руб.}$$

Таким образом, с увеличением объема ГКР эффективность возрастает.

### Задача 10.17

Рассчитать количество реагентов для приготовления кислотного раствора: кислот, ингибитора, стабилизатора, ПАВ и др.

#### Методика

Необходимое количество товарных жидких кислот (л/м<sup>3</sup>) для приготовления 1 м<sup>3</sup> кислотного раствора (удельный объем кислоты) рассчитываем по формуле

$$V_{т.к} = 10C_3\rho_3/C_{mv}, \quad (10.92)$$

где  $C_3$  – заданная концентрация кислоты (HCl, HF, CH<sub>3</sub>COOH) в растворе, %;  $\rho_3$  – плотность соляной кислоты заданной концентрации, г/см<sup>3</sup> (кг/л);  $C_{mv}$  – содержание активной части товарной кислоты в растворе, г/см<sup>3</sup> (кг/л).

Если рассчитываем  $V_{т.к}$  для добавок других жидких кислот к солянокислотному раствору заданной концентрации, то  $\rho_3$  берем для заданной концентрации соляной кислоты, а  $C_3$  – для другой кислоты (плавиковой, уксусной).

Определим удельный объем количества других примесей к кислотному раствору, например твердых кислот (лимонной, БФФА и др.) и ингибиторов, ПАВ и т.п. Для 1 м<sup>3</sup> кислотного раствора объем примеси рассчитываем по формуле

$$V_{т.п} = 1000C_{з.п}\rho_3/C_{т.п}\rho_{т.п}, \quad (10.93)$$

где  $V_{т.п}$  – объем товарной массы данной примеси к 1000 л кислотного раствора заданной плотности, л/м<sup>3</sup>;  $C_{з.п}$  – заданная концентрация примеси, %;  $C_{т.п}$  – товарная концентрация примеси, %;  $\rho_{т.п}$  – плотность примеси, г/см<sup>3</sup> (кг/л).

Объем  $V_{т.п}$  водных или других растворов ПАВ рассчитываем по формуле (10.93), но вместо  $\rho_3$  подставляем значение плотности жидкости, в которой растворяется ПАВ или другой реагент (г/см<sup>3</sup> или кг/л).

Удельный объем жидкости, на основе которой готовится кислотный или другой раствор (основания, или иначе – растворителя), определяют следующим образом:

$$V_{т.ж} = 1000 - \sum_{i=1}^n V_{т. i}. \quad (10.94)$$

Массу любого реагента, необходимую для приготовления заданного объема кислотного раствора либо другой *i*-й технологической жидкости (продавливающей, вытесняющей и т.п.), записываем в виде

$$G_{Ti} = V_{Ti} R_{Ti} V_k / 1000, \quad (10.95)$$

где  $G_{Ti}$  – масса реагента (кислоты) для приготовления всего кислотного или другого раствора, т;  $V_{Ti}$  – удельный объем кислоты или другого реагента, л/м<sup>3</sup>;  $R_{Ti}$  – товарная плотность этого же реагента, кг/л (г/м<sup>3</sup>);  $V_k$  – объем раствора для обработки скважины (кислотного, ПАВ и т.д.).

Справочные материалы для расчетов приведены в табл. 10.26 – 10.29.

Таблица 10.26

**Характеристика соляной кислоты при 20 °С**

Плотность, г/см <sup>3</sup>	Концентрация HCl	
	г/л	моль/л
1,038	8	0,083
1,047	10	0,105
1,057	12	0,127
1,073	15	0,163
1,098	20	0,220
1,125	25	0,282
1,149	30	0,345

Таблица 10.27

**Характеристика плавиковой кислоты при 20 °С**

Плотность, г/см <sup>3</sup>	Концентрация HF	
	г/л	моль/л
1,003	1	0,010
1,005	2	0,020
1,009	3	0,030
1,012	4	0,041
1,017	5	0,051
1,036	10	0,104
1,070	20	0,214
1,107	32	0,354
1,123	40	0,448
1,155	50	0,578

Таблица 10.28

**Характеристика уксусной кислоты при 20 °С**

Плотность, г/см <sup>3</sup>	Концентрация CH <sub>3</sub> COOH	
	г/л	моль/л
0,9996	1	0,010
1,0012	2	0,020
1,0025	3	0,030
1,0055	5	0,050
1,0642	60	0,639
1,0700	80	0,856
1,0980	100	1,050

Таблица 10.29

**Характеристика наиболее часто применяемых реагентов для кислотной обработки**

Жидкость и реагенты	Концентрация, %	Плотность, т/м <sup>3</sup>	Активная часть, %
Вода техническая	100,0	1,00	0,00
Нефть легкая	100,0	0,80	0,00
Вода пластовая	100,0	1,11	0,00
Нефть товарная	100,0	0,84	0,00
Конденсат	100,0	0,80	0,00
Ацетон	100,0	0,79	0,00
Кислота соляная	27,0	1,14	0,31
То же	31,0	1,55	0,35
Кислота плавиковая	40,0	1,12	0,45
Кислота уксусная	60,0	1,07	0,64
БФФА	60,0	1,50	0,00
Кислота соляная ингибированная	24,0	1,12	0,27
Кислота лимонная	100,0	1,54	0,00
Метанол	100,0	0,79	0,00
КИ-1 (ингибитор)	95,0	1,05	0,00
Сульфит натрия (стабилизатор)	100,0	2,63	0,00
Превоцел (ПАВ)	99,0	1,10	0,00
Сульфанол (ПАВ)	38,0	1,17	0,00
АНП-2 (ПАВ)	100,0	1,05	0,00
Карпатол (ПАВ)	100,0	0,99	0,00
МЛ-80 (ПАВ)	100,0	1,05	0,00
Прогалит (ПАВ)	100,0	1,10	0,00
Неонол (ПАВ)	99,0	1,04	0,00
ТЕАС-М (ПАВ)	100,0	1,10	0,00
Дисольван (ПАВ)	100,0	1,09	0,00
ЭС-2 (эмульгатор)	100,0	1,00	0,00
Полиакриламид (гель)	8,0	1,05	0,00
Полиакриламид гранулированный (импортный)	80,0	1,12	0,00
КМЦ-600	100,0	1,70	0,00

### Пример 10.17.1

Определить потребность в товарных кислотах для раствора  $C_3 = 15\% \text{ HCl} + 3\% \text{ HF}$  для приготовления  $6 \text{ м}^3$  кислотного раствора. Заданная концентрация товарной соляной кислоты  $28\% \text{ HCl}$  и товарной плавиковой кислоты  $40\% \text{ HF}$ .

*Решение*

1. Из табл. 10.26 найдем для  $28\% \text{ HCl}$  содержание кислоты в  $1 \text{ л}$   $C_{mv} = 0,319 \text{ л/кг}$  и плотность  $\rho_r = 1,139 \text{ кг/л}$ , а для  $40\% \text{ HF}$  выбираем из табл. 10.27 значения:  $C_{mo} = 0,448 \text{ л/кг}$  и  $\rho_3 = 1,123 \text{ кг/л}$ . Для  $15\% \text{ HCl}$   $\rho_3 = 1,073 \text{ кг/л}$  и для  $3\% \text{ HF}$   $\rho_3 = 1,09 \text{ кг/л}$ .

2. Согласно зависимости (10.92) определяем удельные объемы: для соляной кислоты

$$V_{\text{т.к}} = \frac{10 \cdot 15 \cdot 1,073}{0,319} = 504,5 \text{ л/м}^3;$$

для плавиковой кислоты

$$V_{\text{т.к}} = \frac{10 \cdot 3 \cdot 1,073}{0,448} = 71,8 \text{ л/м}^3.$$

3. Массу рассчитываем по формуле (10.95): для соляной кислоты

$$G_{\text{т}} = \frac{504,5 \cdot 1,1213 \cdot 6}{1000} = 3,399 \text{ т},$$

для плавиковой кислоты

$$G_{\text{т}} = \frac{71,8 \cdot 1,139 \cdot 6}{1000} = 0,491 \text{ т}.$$

### Пример 10.17.2

Определить потребность для приготовления  $6 \text{ м}^3$  глинокислотного раствора по условиям примера 10.17.1 с примесями  $0,5\%$  ингибитора КИ-1– $95\%$ -ной товарной концентрации,  $2\%$  стабилизатора – уксусной кислоты  $80\%$ -ной товарной концентрации и  $0,3\%$  ПАВ – неонола  $100\%$ -ной товарной концентрации.

*Решение*

1. Для стабилизатора  $2\%$ -ной уксусной кислоты по данным табл. 10.28 находим объем товарной массы кислоты, необходимой для приготовления кислотного раствора по уравнению (10.92):

$$V_{\text{т.к}} = \frac{10 \cdot 2 \cdot 1,073}{0,856} = 25 \text{ л/м}^3.$$

Масса уксусной кислоты

$$G_{\text{т}} = \frac{25 \cdot 1,07 \cdot 6}{1000} = 0,161 \text{ т}.$$

2. Для ингибитора  $0,55\%$  КИ-1 по уравнению (10.93) определим удельный объем примеси

$$V_{т.п} = \frac{1000 \cdot 0,5 \cdot 1,073}{95 \cdot 1,05} = 5,37 \text{ л/м}^3,$$

массу ингибитора – по формуле (10.95)

$$G_{т} = \frac{5,37 \cdot 1,05 \cdot 6}{1000} = 0,034 \text{ т.}$$

3. Для ПАВ (0,3 % неолола) по формуле (10.93) рассчитаем удельный объем примеси:

$$V_{т.п} = \frac{1000 \cdot 0,3 \cdot 1,073}{99 \cdot 1,04} = 3,13 \text{ л/м}^3,$$

массу реагента определим по уравнению (10.95)

$$G_{тi} = \frac{3,13 \cdot 1,05 \cdot 6}{1000} = 0,020 \text{ т.}$$

4. Удельный объем технической пресной воды для растворения реагентов находим по формуле (10.94)

$$V_{т.р} = 1000 - (504,5 + 71,8 + 25,0 + 5,37 + 3,13) = 1000 - 609,8 = 390,2 \text{ л/м}^3.$$

Рассчитаем суммарное количество воды для приготовления кислотного раствора по уравнению (10.95)

$$G_{тi} = \frac{390,2 \cdot 1,0 \cdot 6}{1000} = 2,341 \text{ т.}$$

#### **10.4. ПРИМЕНЕНИЕ ПЭВМ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК**

На нефтегазовых месторождениях Украины для интенсификации притока наиболее широко применяют кислотные обработки. Однако до настоящего времени их планируют на основании эмпирических подходов. В Центре организации, управления и экономики нефтегазовой промышленности (ЦОУЭНГ) в г. Ивано-Франковске созданы методические основы проектирования КО на ПЭВМ, главные принципы которых приведены в подразделах 10.1 и 10.3. Получены аналитические зависимости течения реакции в поровом пространстве, по которым определяют условный радиус зоны растворения породы с учетом макро- и микронеоднородности пород, гидродинамических и температурных условий фильтрации, химического состава кислотного раствора и пород. Методика проектирования базируется на совместном применении данных лабораторных, промышленных исследований и аналитических расчетов.

Разработан алгоритм проектирования обработок соляно- и глинокислотными растворами. Апробирована программа для проектирования КО на ПЭВМ. Рассмотрим поэтапно проектирование процессов СКО и ГКО на ПЭВМ.

#### 10.4.1. ИСХОДНАЯ ИНФОРМАЦИЯ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ

Приведем данные, необходимые для проектирования кислотной обработки (табл. 10.30).

Для уменьшения затраты средств на дополнительные исследования пород каждого пласта мы обобщили предыдущие лабораторные и промышленные исследования и предложили методические подходы к определению отдельных данных, описанных в задачах подраздела 10.3. В программе проек-

Таблица 10.30

##### Исходная информация

Номер по порядку	Наименование данных	Число знаков	Номер по порядку	Наименование данных	Число знаков
1	Код месторождения		25	Плотность тела (пористого) породы, кг/м <sup>3</sup>	4
2	Месторождение	4	26	Диаметр НКТ для КО (внутренний), мм	5,3
3	Скважина	20	27	Радиус контура питания, м	4
4	Код пласта	4	28	Цена 1 т нефти, руб/т	7,1
5	Пласт	2	29	Себестоимость 1 т нефти, тыс. руб/т	7,1
6	Верх пропластка, м	10	30	Затраты на проведение КО, тыс. руб.	8,1
7	Низ пропластка, м	4	31	Карбонатность породы, %	4,1
8	Пористость пропластка, %	4	32	Глинность породы, %	4,1
9	Тип коллектора	4,1	33	Коэффициент участия порового пространства в фильтрации	4,2
10	Отношение коэффициента продуктивности призабойной зоны к отдаленной	1	34	Коэффициент вытеснения кислотой пластовых флюидов	4,2
11	Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут	4,2	35	Коэффициент возрастания пористости породы после СКО	4,2
12	Обводненность, %	6,2	36	Коэффициент возрастания пористости породы после ГКО	4,2
13	Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	4,1	37	Средняя растворимость породы на единицу кислотности (в СКР), мг/мг-экв	5,2
14	Способ эксплуатации	5,1	38	Средняя растворимость породы на единицу кислотности (в ГKR), мг/мг-экв	5,2
15	Тип насоса	3	39	Продолжительность работы скважины с увеличенным дебитом после СКО, сут	3
16	Длина хода плунжера, м (или буферное давление, МПа)	16	40	Продолжительность работы скважины с увеличенным дебитом после ГКО, сут	3
17	Количество ходов плунжера ход/мин (или затрубное давление, МПа)	4,1			
18	Пластовое давление, МПа	4,1			
19	Давление насыщения, МПа	4,1			
20	Пластовая температура, °С	4,1			
21	Приемистость скважины насосным агрегатом, м <sup>3</sup> /сут	3			
22	Давление на агрегате, МПа	5,1			
23	Число кислотных обработок, уже проведенных в скважине	2			
24	Плотность скелета породы, кг/м <sup>3</sup>	4			

Таблица 10.31

## Характеристика коллекторов месторождений Предкарпатья

Месторождение	Пласт	KL(код)	$h_{эф}$ , м	$m_0$ , %	$k_0 \cdot 10^{-3}$ МКМ <sup>2</sup>	$C_{га}$ , %	$r_{пор}$ , МКМ
Долинский нефтяной район							
Долинское	ML3	2	5	9	1,5	5	1,1
	ML2	2	5	13	15	5	2,5
	ML1	2	7	13	15	5	2,5
	Bs-Vg	1	20	13	31	5	2,8
	Jm	2	20	12	9	5	2,2
Северо-Долинское	Bs-Vg	2	10	11	5	5	1,5
Танявское	ML	1	40	13	31	5	2,5
	ML	2	7	12,5	11,5	5	2,3
	Jm	2	30	13	15	5	2,5
Струтинское	ML3	2	5	12	9	5	2,2
	ML1	2	10	12	9	5	2,2
	Bs-Vg	2	20	11	5	5	1,5
Надворнянский нефтяной район							
Луква	ML2	3	5	11	2,5	10	12
	ML1КЛ	2	10	15	36	5	3,0
	ML1ПП	2	5	12	9	5	2,0
	Эос	3	10	11	2,5	10	1,2
Гвизд	ML2	1	7	13	30	5	3,5
	ML1КЛ	2	5	15	36	5	3,0
	ML1ПП	2	10	13	15	5	2,5
	Эос	2	5	15	35	5	3,0
Битковское Битковский блок	ML2	3	15	10	1,3	10	1,0
	ML1КЛ	3	5	10	1,3	10	1,0
	ML1ПП	2	5	15	36,0	5	3,0
Пасечный блок	ML2	3	15	10	1,3	10	1,0
	ML1КЛ	3	5	10	1,3	10	1,0
	ML1ПП	2	5	15	36,0	5	3,0
Пр и м е ч а н и е. Условные обозначения: КЛ, ПР – кливский и подороговичный песчаник соответственно.							

тирования КО на ПЭВМ предусмотрен автоматизированный расчет или обоснован выбор таких данных (см. табл. 10.30, поз. 31–40).

В.М. Дистрянков предложил типизацию пород Предкарпатья с учетом гранулометрического состава зерен и количества глинисто-карбонатного цемента (табл. 10.31). Если отсутствуют геофизические характеристики пород в разрезе скважины, то можно использовать среднее значение эффективных мощностей по пластам, их пористость и др.

#### 10.4.2. АЛГОРИТМ ПРОЕКТИРОВАНИЯ КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ

Математическая модель проектирования кислотной обработки понятна из приведенной ниже функциональной блок-схемы, связанной с методическими подходами (рис. 10.7, 10.8).

#### 10.4.3. ВЫХОДНЫЕ ДОКУМЕНТЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ КО НА ПЭВМ

Структура и содержание выходных документов проектирования КО на ПЭВМ рассмотрены на примере проектирования СКО в скв. 105 ПД и ГКО в скв. 584 Б.

Проект содержит входную инструкцию о скважине, обоснование выбора скважины и расчет СКО (ГКО). Расчетная часть дает представление о про-

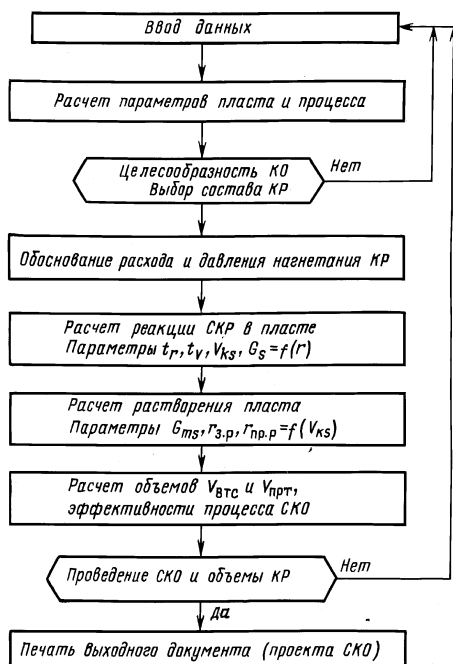


Рис. 10.7. Блок-схема проектирования соляно-кислотной обработки

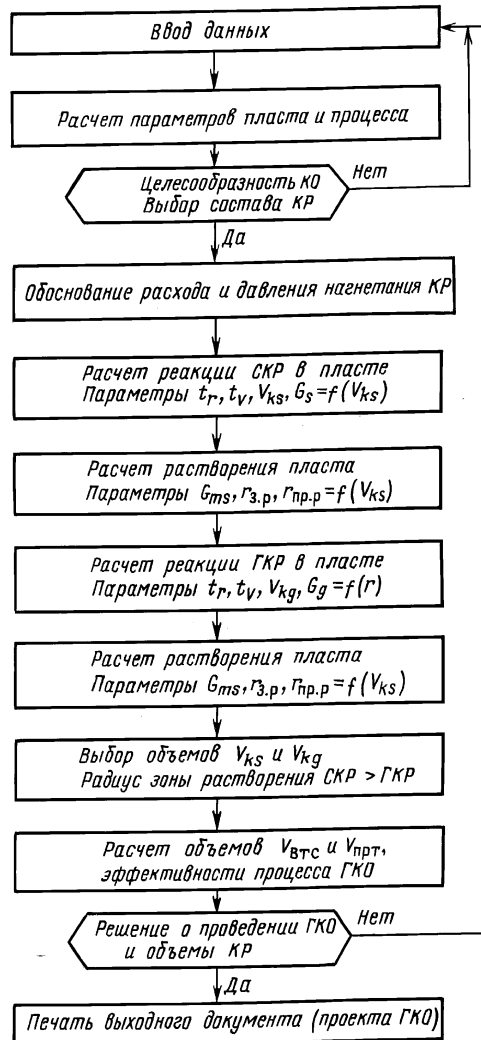


Рис. 10.8. Блок-схема проектирования глиноукислотной обработки

должительности реакций в пласте на расстоянии 0,5–10 м от оси скважины, массу породы, которая может быть растворенной и т.д. Определено максимальное количество породы, которое растворяется в заданных объемах кислоты определенной концентрации, радиус зоны растворения и ее объем, радиус распространения продуктов реакции. Вычислена пористость и проницаемость в зонах растворения, ожидаемый дебит, дополнительная добыча нефти и экономический эффект.

Сравнивая различные варианты обработки, специалисты нефтегазодобывающих предприятий выбирают рациональный вариант.

Программы содержат инструкции, в которых описан порядок расчета на ПЭВМ параметров SKO и GKO. Проектирование SKO и GKO на ПЭВМ следует применять для обоснования решений о целесообразности проведения обработки скважины.

Таким образом, применена новая методика для расчета основных параметров процесса: режима фильтрации в призабойной зоне скважины и продолжительности реакции, глубины закачивания кислоты и глубины растворения компонентов пласта, объемов кислотного раствора, вытесняющей и продавливающей жидкостей. Некоторые из указанных параметров введены и рассчитаны впервые. В целом применение этой методики обеспечивает более высокий уровень проектирования КО, что содействует эффективности процесса.

#### **10.5. КИСЛОТНАЯ ОБРАБОТКА ЗАБОЕВ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН С ОТТЕСНЕНИЕМ ПРОДУКТОВ РЕАКЦИИ В ГЛУБЬ ПЛАСТА**

Коллекторы залежей нефти Долинского и Северо-Долинского месторождений, залегающие на глубинах 2700–3200 м, представлены низкопроницаемыми песчаниками и алевролитами. В процессе бурения и цементирования скважин создаются микротрещины, которые засоряются привнесенными частицами, и проницаемость призабойной зоны ухудшается. В скважинах успешно применяют химические обработки призабойной зоны с целью увеличения производительности нефтяных и нагнетательных скважин.

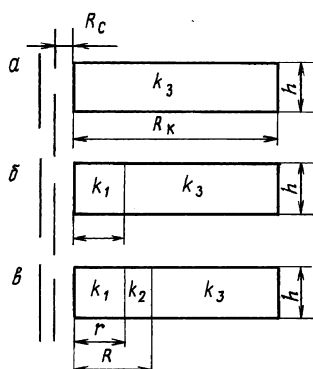
Известные технологические схемы солянокислотных обработок (СКО) и гидрокислотного разрыва пласта (ГКРП) предусматривают обязательное своевременное извлечение продуктов реакции во избежание закупорки обрабатываемого пласта.

Своевременное извлечение продуктов реакции из глубоких скважин, особенно после ГКРП, связано с некоторыми техническими трудностями. Поэтому сделаны первые попытки проводить бездренажные солянокислотные обработки нагнетательных скважин. Например, по технологии СКО нагнетательных скважин, применяемой в Ширваннефти, после закачки кислоты в пласт сразу же закачивают воду, благодаря чему продукты реакции уносятся далеко за пределы призабойной зоны скважины.

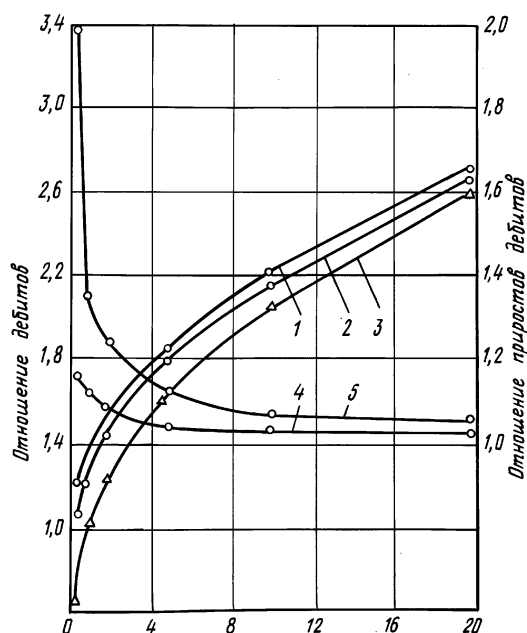
При проведении химической обработки нефтяных скважин нет возможности проводить работы по такой технологии, так как для этого необходимо было бы закачивать в скважину сотни и тысячи кубометров нефти. В связи с этим возникает вопрос, на какое минимальное расстояние необходимо оттеснить продукты реакции от ствола скважины, чтобы выпадение их в осадок не вызвало заметного снижения эффективности обработки.

Произведем приближенную оценку влияния выпадения продуктов реакции в пласте на эффективность обработки призабойной зоны. Количество твердой фазы ( $\text{CaCO}_3$ ,  $\text{MgCO}_3$ ,  $\text{Fe}_2\text{O}_3$  и др.), растворяющейся в 10–12 %-ной соляной кислоте, не превышает 10 % ее объема. Следовательно, в случае выпадения всей растворенной твердой фазы в осадок пористость коллектора снизится на 10 %. Поскольку точной функциональной зависимости между проницаемостью и пористостью для естественных коллекторов не существует, определим, как влияет такое снижение пористости на снижение проницаемости для фиктивного грунта по зависимости Козени. При одном и том же диаметре зерен фиктивного грунта проницаемость снижается в 1,4 раза (при начальной пористости 5 %) и далее, по мере увеличения пористости степень снижения проницаемости уменьшается до 1,2 раза (при начальной пористости 20 %). При проведении дальнейших расчетов с целью получения





**Рис. 10.9. Состояние пласта до обработки и после нее:**  
 $k_1$  – проницаемость после обработки при извлечении продуктов реакции из области радиусом  $r$ ;  $k_2$  – проницаемость после обработки без извлечения продуктов реакции в области, ограниченной радиусами  $r$  и  $R$ ;  $k_3$  – проницаемость пласта до обработки;  $R_k$  – радиус контура питания;  $R_c$  – радиус скважины



**Рис. 10.10. Изменение дебита скважины после кислотного воздействия на призабойную зону с извлечением и рассредоточением продуктов реакции:**  
 1 – отношение дебита скважины после ОПЗ с извлечением продуктов реакции к дебиту до обработки; 2 – то же после ОПЗ с рассредоточением продуктов реакции к дебиту до обработки при  $k_3/k_2 = 2$ ; 3 – то же при  $k_3/k_2 = 4$ ; 4 – отношение прироста дебита, полученного при ОПЗ с извлечением продуктов реакции, к приросту дебита, полученному без извлечения продуктов реакции, при  $k_3/k_2 = 2$ ; 5 – то же при  $k_3/k_2 = 4$

данных о влиянии снижения проницаемости на эффективность обработки в более широком диапазоне отношение проницаемостей в зоне нахождения отработанного раствора до и после обработки принимается равным 2 и 4.

Используя классическое решение задачи о влиянии неоднородности пласта при движении несжимаемой жидкости на дебит скважины для схемы пласта, показанной на рис. 10.9, определим, как будет изменяться дебит скважины по сравнению с начальным дебитом ( $a$ ) при условии извлечения ( $б$ ) и оттеснения ( $в$ ) продуктов реакции и соблюдении линейного закона фильтрации.

Радиус  $r$  действия кислоты примем равным 0,5–20 м, при этом радиус рассредоточения продуктов реакции составляет  $R = r + 1$  м при различных значениях  $r$ .

Данные, полученные в результате расчетов при условии значения  $k_3/k_2$  равны 4 и 2 а,  $k_3/k_1$  равно 0,1, приведены на рис. 10.10.

На рисунке видно, что для принятых условий в случае извлечения продуктов реакции из пласта после ОПЗ во всех случаях прирост добычи нефти увеличивается в 1,2–2,75 раза; при оттеснении продуктов реакции на небольшое расстояние от ствола скважины прирост дебита уменьшается.

Сравнение показывает, что наибольшее влияние на прирост дебита после обработки оказывают оставленные продукты реакции на расстоянии первых 2 м от ствола скважины. Оттеснение продуктов реакции при приня-

тых условиях на расстояние более 2 м от ствола скважины приводит к небольшому снижению ожидаемого прироста дебита нефти по сравнению с ожидаемым приростом при извлечении продуктов реакции, например, в худшем случае при  $k_3/k_2 = 4$  всего на 24 %.

В каждом конкретном случае оптимальный радиус оттеснения продуктов реакции от ствола скважины будет определяться, с одной стороны, желанием получить наименьшие потери ожидаемого прироста добычи нефти, а с другой – располагаемым объемом продавочной жидкости (нефти).

Объемы продавочной жидкости при средней для данных месторождений эффективной мощности, равной 45 м, пористости 10–15 % и различных радиусах оттеснения от ствола скважины приведены в табл. 10.32.

Как видно из приведенной таблицы, в данных условиях объем продавочной жидкости, необходимый для оттеснения отработанного кислотного раствора на расстояние первых нескольких метров от ствола скважины, составляет всего несколько десятков кубометров.

По общепринятому мнению, в промысловых условиях при проведении кислотных обработок и гидрокислотных разрывов пластов проникновение кислоты в пласт происходит не по всему поровому пространству, а по отдельным трещинам, объем которых неизвестен. Поэтому неизвестен и радиус оттеснения отработанной кислоты в пласт, который, по-видимому, всегда будет больше, чем расчетный при условии распространения кислоты по всему поровому пространству. При этом зона проницаемости  $k_2$  по мере увеличения радиуса оттеснения будет все время уменьшаться, тогда как при расчетах она была принята нами постоянной и равной 1 м.

Следовательно, в реальных условиях влияние оставленных в пласте продуктов реакции на прирост дебита будет еще меньше.

В НГДУ “Долинанефть” успешно проведены первые химические обработки нефтяных скважин без извлечения продуктов реакции. Проведены две СКО на скв. 210 и 643 при градиентах давления 0,015–0,016 МПа/м и две обработки типа ГКРП на скв. 5 и 546 при градиентах давления 0,0195–0,0205 МПа/м с применением следующей технологической схемы. НКТ допускали ниже вскрытого интервала продуктивного горизонта (если работы проводились с пакером, то он устанавливался выше продуктивного горизонта). Затем закачивали по НКТ 10–20 м<sup>3</sup> 10 %-ного раствора соляной кислоты с добавкой 1–1,5 %-ной плавиковой кислоты и 0,1–0,05 % дисольвана.

Солянокислотный раствор продавливали товарной нефтью объемом 25–120 м<sup>3</sup>. После закачки в пласт кислоты скважину не эксплуатировали в течение 2–3 сут, достаточных для выпадения осадка из отработанного раствора.

Затем начинали откачку глубинным насосом или пускали фонтан.

Таблица 10.32

**Объем продавочной жидкости в зависимости от радиуса оттеснения, м<sup>3</sup>**

Радиус закачки продавочной жидкости, м	Объем пор, м <sup>3</sup>	Пористость
	10 %	15 %
1	14	21
2	56	85
3	127	191
5	350	530

При проведении работ по предлагаемой технологии отпадает необходимость в использовании стабилизатора и дренажа с целью извлечения продуктов реакции, что дает возможность экономить при каждой операции на скважине.

Рассмотрим отдельные процессы, проведенные на Долинских месторождениях. Сква. 210 фонтанировала (выгодские отложения в интервале 2612–2773 м) нефтью дебитом 117 т/сут. Произведена промывка скважины товарной нефтью; дебит нефти после этого не увеличился. Через 5 лет скважина переведена на глубинно-насосную эксплуатацию с дебитом 14 т/сут. Из скважины извлекли глубинный насос и закачали по описанной технологии 14 м<sup>3</sup> 10 %-ного раствора соляной кислоты с добавкой 1 %-ной плавиковой кислоты и 1 %-ного сульфанола при расходе кислоты 430 м<sup>3</sup>/сут и градиенте давления 0,016 МПа/м. Кислоту продавливали товарной нефтью объемом 25 м<sup>3</sup>, спустили глубинный насос на прежнюю глубину и через 3 сут начали откачку. Дебит скважины увеличился от 12,6 до 26 т/сут, а через 2 мес снизился до 20 т/сут и сохраняется на этом уровне.

Проведен ГКРП на скв. 546, который вскрыл выгодские отложения в интервале 2834–2947 м. Начальный дебит ее составлял 75 т/сут фонтанированием, текущий дебит глубинно-насосной эксплуатацией составляет 7,7 т/сут. В процессе ГКРП в пласт закачали 43 м<sup>3</sup> 10 %-ного раствора соляной кислоты с добавкой 1 %-ной плавиковой кислоты и 0,1 %-ного дисольвана при расходе 650 м<sup>3</sup>/сут и градиенте давления 0,0205 МПа/м. Продавку осуществили путем закачки 30 м<sup>3</sup> товарной нефти. По графику (см. рис. 10.10.) при эффективной мощности пласта 48 м и пористости 12 % радиус оттеснения отработанного раствора составит 1,2–1,5 раза, а при извлечении продуктов реакции – в 1,45 раза. Фактически дебит скважины после ГКРП увеличился в 1,55 раза.

На скв. 5 после ГКРП добыча нефти увеличилась в 2 раза, и скважина переведена с периодической работы на круглосуточную. В двух последних процессах количество продавочной жидкости (нефти) составило соответственно 100 и 120 м<sup>3</sup>.

Таким образом, промысловые результаты подтверждают правильность предположений о возможности проведения химической обработки нефтяных скважин с оттеснением отработанной кислоты на небольшое расстояние от ствола скважины.

Сопоставим опыт кислотных обработок нефтяных скважин с различными методами извлечения и оттеснения продуктов реакции.

Кислотные обработки проводились по следующей технологической схеме. Башмак насосно-компрессорных труб устанавливали у подошвы или в середине обрабатываемого интервала. В скважине восстанавливали циркуляцию нефти, а затем закачивали 1–2 м<sup>3</sup> 5 %-ной HCl для очистки насосно-компрессорных труб и призабойной зоны, после чего обратной промывкой вымывали ее на поверхность. Далее, при открытом затрубном пространстве в НКТ закачивали рабочий раствор кислоты, поднимали его до кровли обрабатываемого пласта, закрывали затрубную задвижку и продавливали кислоту в пласт. Объем продавочной жидкости, количество и рецептуру раствора устанавливали в зависимости от применяемого способа очистки призабойной зоны скважины от продуктов реакции.

При кислотной обработке с извлечением продуктов реакции с помощью метода переменных давлений (МПД) в скважине на время реакции (4–16 ч) оставляли кислотную ванну.

При кислотной обработке с оттеснением продуктов реакции объем продажной жидкости составлял 30–70 м<sup>3</sup>, а продавка кислоты осуществлялась сразу после закачки ее в призабойную зону скважины.

Для кислотной обработки применялась смесь 8–15 % HCl из абгазов органических производств с добавкой 0,1–0,3 % дисольвана или 1–3 % НЧК, иногда с добавкой 1–1,3 % НГ.

При кислотной обработке с дренажем закачивали 5–15 м<sup>3</sup> кислоты с обязательной добавкой 1,5–2 % уксусной или 0,1–0,15 % лимонной кислоты, а при кислотной обработке без дренажа – 12–42 м<sup>3</sup> кислотного раствора без добавки стабилизаторов.

Эффективность кислотных обработок с добавкой HF в скважинах с зацементированной против обрабатываемого продуктивного горизонта колонной составляет 71 %, а при кислотных обработках без добавки HF – равна 38 %; прирост дебита при кислотной обработке с HF на 14 % больше. Это объясняется, по-видимому, проявлением известных свойств HF, предупреждающей образование геля кремниевой кислоты после реакции HCl с цементом.

Таким образом, добавка 1–1,5 % HF повышает эффективность обработки.

Лабораторными опытами установлено, что при перемешивании долинских нефтей с растворами HCl и CaCl<sub>2</sub> образуются малостойкие эмульсии. Стойкость эмульсий возрастает с увеличением содержания солей в нефти.

Поэтому главное назначение ПАВ, добавляемых к кислотному раствору, в данном случае состоит, по-видимому, в создании лучшего контакта кислоты с породой и обеспечении легкого извлечения продуктов реакции.

Эффективность различных кислотных обработок может быть оценена по данным табл. 10.33.

Таблица 10.33

**Данные кислотных обработок (КО) скважин Долинского и Северо-Долинского месторождений**

Параметры	По менилитовым отложениям Долины		По выгодским отложениям Долины и Северной Долины		
	КО с МПД	КО с дренажем	КО с МПД	КО с дренажем	КО с оттеснением
Число процессов	9	3	9	7	5
Эффективность, %	44	67	55	71	80
Характеристика скважины:					
средняя глубина, м	2500	2620	2780	2750	2850
эффективная мощность, м	68	77	48	38	53
$r'_{пл}$ , МПа/м	0,0093	0,0087	0,0090	0,0096	0,0090
дебит нефти до КО, т/сут	4,7	2,0	14,0	29,4	7,7
Параметры процесса:					
объем кислоты, м <sup>3</sup>	7,0	12,3	6,0	8,0	18,5
удельный объем кислоты, м <sup>3</sup> /м	0,13	0,16	0,12	0,21	0,35
темп закачки, м <sup>3</sup> /сут	350	250	350	400	440
$r_{заб}$ , МПа/м	0,017	0,015	0,015	0,015	0,017
Показатели эффективности:					
дебит после КО, т/сут	15,9	6,1	21,0	49,0	38,4
прирост дебита, т/сут	11,2	4,1	7,0	19,6	30,7
Дополнительно добыто нефти на одну обработку, т	1370	810	2050	4800	4100
Дополнительно добыто нефти на 1 мес работы с повы-	363	135	374	610	560

шенным дебитом, т/мес			
-----------------------	--	--	--

Кислотная обработка с МПД имеет хорошие показатели в тех отложениях, где наблюдаются сравнительно высокие градиенты пластового давления (менилиты Долины), а очистка скважин самоизливом не происходит. Например, скв. 49 и 646, где  $p'_{пл} = 0,0096$  МПа/м, после кислотной обработки самоизливом не очищались, несмотря на то что они были заполнены нефтью и репрессия на пласт составляла около 3,5 МПа.

С помощью МПД здесь достигнута хорошая очистка призабойной зоны скважин, из которых после кислотной обработки дополнительно добыто 5 тыс. т нефти. При низких пластовых давлениях (скв. 24,  $p'_{пл} = 0,008$  МПа/м) при проведении МПД очистка пласта не происходит, промывочная жидкость поглощается, и кислотные обработки не дают эффекта.

Наилучшие результаты получены при такой кислотной обработке, где обеспечивалась своевременная (через 4–8 ч) качественная очистка призабойной зоны скважины от продуктов реакции с отбором больших объемов жидкости в течение длительного времени (кислотная обработка с дренажем самозаливом или газлифтом по выгодским залежам). Если извлечение продуктов реакции начиналось через 30–40 ч после закачки кислоты в призабойную зону скважины (кислотная обработка с дренажем компрессорами по менилитовой залежи), что обусловлено низкой производительностью компрессоров высокого давления, то эффективность кислотной обработки была очень низкой.

Из табл. 10.33 видно, что эффективность кислотной обработки выгодских отложений с дренажем и оттеснением приблизительно одинакова.

Технология кислотной обработки с оттеснением продуктов реакции обеспечивает получение долговременных стабильных приростов дебита.

Кроме перечисленных типов кислотной обработки применяли кислотные ванны в тех случаях, когда закачка кислоты в пласт была невозможна.

По анализу глубинных проб кислоты, взятых из скважины глубиной 2900–3500 м, установлено, что обработанная кислота обогащена железом до 0,3 %, а нижняя часть НКТ сильно корродирована.

Ввиду отсутствия эффекта и активной коррозии глубинного оборудования установка кислотных ванн в рассматриваемых условиях считается нецелесообразной.

Влияние изменения технологических параметров на показатели эффективности изучалось по методу накопленной средней. При этом установлено, что с увеличением объема кислоты (5–42 м<sup>3</sup>) и темпа ее нагнетания (200–830 м<sup>3</sup>/сут) показатели эффективности кислотной обработки улучшаются, а с увеличением давления нагнетания ( $p'_3 = 0,013 \pm 0,02$  МПа/м) ухудшаются.

Выявленные зависимости могут быть объяснены преимущественным взаимодействием кислоты с глинистым и цементным растворами, поступившими в трещины, образовавшиеся еще при вскрытии продуктивных горизонтов.

При кислотной обработке с меньшими давлениями нагнетания кислота поступает в микротрещины менилитовых отложений или в низкокарбонатный массив выгодских отложений. При более высоких значениях  $p'_3$  кислота, вероятно, закачивается в малопроницаемый низкокарбонатный массив пласта менилитовых отложений, где эффективность ее воздействия меньше. Кроме того, известно, что, устраняя ущерб, нанесенный призабойной зоне

скважины, следует ожидать большего эффекта от кислотной обработки, чем от обработки незагрязненного пласта. Улучшение эффективности кислотной обработки, связанное с увеличением темпа нагнетания кислоты в пласт, объясняется уносом загрязняющего материала из трещин и улучшением условий контакта свежих порций кислоты с содержащим трещин и их стенками.

Проведем анализ кислотных обработок нагнетательных скважин Долинского и Северо-Долинского месторождений.

Одним из основных способов освоения нагнетательных скважин Долинских месторождений после бурения и поддержания их приемистости при эксплуатации является кислотная обработка (КО).

Для проведения КО в нагнетательную скважину спускали 63-мм НКТ до низа обрабатываемого интервала и производили их очистку 0,5 м<sup>3</sup> 10 %-ной соляной кислотой. Далее, в НКТ закачивали кислоту из расчета подъема ее выше кровли обрабатываемого интервала, закрывали затрубную задвижку и продавливали кислоту в пласт.

На конечном этапе КО продукты реакции извлекали методом переменных давлений через 14–20 ч после поступления кислоты в пласт или сразу же оттесняли от ствола скважины продавкой 80–90 м<sup>3</sup> воды.

Для КО, как правило, применяли смеси 10–15 %-ной соляной кислоты с добавками 1–3 %-ной плавиковой кислоты (32 скважино-операции) ко второй половине объема раствора. Иногда добавляли к раствору ПАВ – дисольван или НЧК.

При КО с МПД (28 скважино-операций) использовали в среднем 9–10 м<sup>3</sup> кислотного раствора, обычно с добавкой 1,5–2 %-ной уксусной кислоты. Раствор закачивали при темпах нагнетания 320–340 м<sup>3</sup>/сут и градиентах давления 0,016–0,018 МПа/м. При КО с оттеснением (56 скважино-операций) закачивали 25–36 м<sup>3</sup> кислотных растворов при темпах нагнетания 650–800 м<sup>3</sup>/сут и градиенте давления 0,0176–0,0183 МПа/м.

Влияние объема кислоты, темпа закачки и давления на эффективность КО оценивалась методом накопленной средней по данным 51 КО. Оценку влияния удельного объема кислоты считали нецелесообразной, так как при обработке многопластовых залежей неизвестно, какая часть разреза поглощает кислоту.

На основе анализа накопленных средних выявлено, что с ростом объема и темпа нагнетания кислоты наблюдается улучшение эффективности КО, а с ростом давления нагнетания – снижение эффективности.

Выявленное анализом влияние параметров КО на ее эффективность вызвано, по-видимому, характером воздействия кислоты на обрабатываемые продуктивные пласты и может быть объяснено следующим образом.

При меньших давлениях нагнетания кислота поступает в основном в микротрещины, открытые ранее при бурении скважин и нагнетании воды, реагируя главным образом с загрязняющими их частицами глины и соединениями железа. В меньшей степени кислота проникает в коренную породу через стенки трещин. В этих случаях, конечно, следует ожидать большего прироста приемистости, чем при поступлении кислоты в низкокарбонатный массив пласта или в трещины, не загрязненные при бурении и открывающиеся только в процессе КО при больших давлениях.

Следует отметить, что с увеличением темпов закачки кислоты в пласт обеспечивается лучшая очистка трещин от загрязняющего их материала и улучшаются условия контакта свежих порций кислоты с содержащим трещин и их стенками.

Таким образом, для повышения эффективности КО следует увеличивать объемы кислоты (примерно до 30 м<sup>3</sup>) и темпы ее нагнетания в пласт.

Для получения данных о влиянии методов КО на эффективность проведено сопоставление КО с МПД и повторных КО с оттеснением по тем же восьми скважинам. При этом установлено, что применение КО с оттеснением позволяет увеличить среднее количество дополнительно закачанной воды до 15 тыс. м<sup>3</sup>, а среднюю длительность работы скважины с увеличенной приемистостью до 12 мес, т.е. примерно в 2 раза по сравнению КО с МПД.

Это вызвано применением больших объемов и темпов нагнетания кислоты и своевременным ее удалением из призабойной зоны при КО с оттеснением, а следовательно, более глубокой и качественной очисткой пласта.

Вопросы выбора состава и концентрации кислотных растворов решались с учетом существующих рекомендаций и проверялись опытом.

Постепенное наращивание объема кислоты при повторных КО, несмотря на некоторое снижение ее концентрации, вызывает, как правило, увеличение приемистости скважин выгодских залежей и центральной части менилитовой залежи. Что касается остальной части менилитовой залежи, то, несмотря на увеличение объема кислотных растворов (например, скв. 622 последовательно 6, 30 и 100 м<sup>3</sup>), не удается превысить средний установившийся уровень приемистости этих скважин (30–50 м<sup>3</sup>/сут).

Достигнутый при увеличении объемов кислоты уровень приемистости нагнетательных скважин, по-видимому, может поддерживаться проведением повторных обработок с меньшими объемами и концентрациями (табл. 10.34, скв. 606). Это представляется возможным, потому что при последующих обработках в низкокарбонатном пласте закачиваемая кислота израсходуется на очистку раскрытых при давлении нагнетания трещин от привнесенных туда при нагнетании воды частиц породы, соединений железа и механических примесей и в меньшей степени реагирует с породой.

Поэтому при повторных КО на Долинских месторождениях для поддержания достигнутого уровня приемистости нагнетательных скважин объемы кислоты могут быть такими же, как и в предыдущих обработках, сохраняя те же параметры обработки.

Проведена оценка эффективности добавки 1,0–1,5 % плавиковой кисло-

Таблица 10.34

**Результаты кислотных обработок водонагнетательных скважин**

Номер скважины	Состав кислотного раствора, %		Параметры КО			Способ удаления продуктов реакции	Приемистость скважины, м <sup>3</sup> /сут		Дополнительно закачано, т/м <sup>3</sup>
	Соляная кислота	Уксусная кислота	Объем кислоты, м <sup>3</sup>	Темп закачки кислоты, м <sup>3</sup> /сут	Градиент давления <sup>1</sup> , МПа/м		до КО	после КО	
606	14	1,5	8	300	0,018	МПД	0	0	–
	15	–	32	1150	0,019	Продавка воды 80 м <sup>3</sup>	0	80	10,5
506	10	–	14	650	0,019	Продавка 90 м <sup>3</sup>	25	53	1,6
	5	–	24	800	0,019	Продавка 80 м <sup>3</sup>	30	66	1,4
	15	1,5	14	440	0,016	МПД	72	207	15,0
	10	–	34	970	0,017	Продавка 100 м <sup>3</sup>	100	280	25,0
	10	–	100	970	0,016	То же	164	560	24,6

<sup>1</sup> Под градиентом давления здесь необходимо понимать отношение величины забойного давления при КО к средней глубине обрабатываемого интервала.

ты к кислотному раствору. Для этого обобщены сведения об эффективности КО при различных способах крепления скважин в интервале продуктивного горизонта, в результате чего установлено, что добавление плавиковой кислоты повышает (от 70 до 90 %) успешность операций. Влияние этой кислоты особенно заметно при обработке скважин с зацементированной обсадной колонной, т.е. там, где она может взаимодействовать с фильтратом цементного раствора и предупреждать образование геля кремниевой кислоты.

В некоторых случаях КО без плавиковой кислоты была безуспешной, а повторная КО с добавкой 0,5 %-ной не позволила увеличить приемистость (например, скв. 27 СД от 44 до 89 м<sup>3</sup>/сут).

Средняя по трем скважино-операциям эффективность использования 3 % добавки плавиковой кислоты не выше таковой при использовании 1,0–1,5 % добавки по 27 скважино-операциям.

## **10.6. ОПЫТ КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ СЛАБОКАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ПРЕДКАРПАТЬЯ**

Основное количество кислотных обработок на глубокозалегающих залежах Предкарпатья приходится на Долинский нефтепромысловый район, где ежегодно (с 1965 г.) производится 30–50 скважино-операций на нефтяных и нагнетательных скважинах, а годовая дополнительная добыча и закачка достигают соответственно 40–60 тыс. т нефти и 0,8–1,4 млн. м<sup>3</sup> воды.

Кислотные обработки нефтяных скважин проводились при спущенных до низа обрабатываемого интервала насосно-компрессорных трубах. В скважине восстанавливали циркуляцию нефти, а затем закачивали в насосно-компрессорные трубы кислоту, поднимали ее в затрубном пространстве до кровли обрабатываемого интервала, закрывали затрубную задвижку и продавливали кислоту в пласт. Объем продавочной жидкости и рецептура раствора выбирались в зависимости от времени пребывания кислоты в призабойной зоне скважины и способа извлечения продуктов реакции.

При КО с извлечением продуктов реакции с помощью метода переменных давлений, дренирования компрессором или самоизливом объемы продавочной жидкости соответствовали объему насосно-компрессорных труб, а при КО с оттеснением продуктов реакции – 30–120 м<sup>3</sup>.

Для КО применяли смесь 8–15 %-ной HCl, ингибированной ПБ-5 или формалином, иногда с добавкой поверхностно-активных веществ – 0,3 % дисольвана или 1–3 % НЧК. Глинокислотная обработка проводилась раствором 10 %-ной HCl + 1–3 %-ной HF. При КО с извлечением продуктов реакции закачивали 5–15 м<sup>3</sup> кислотного раствора, содержащего до 2 % уксусной кислоты или до 0,15 % лимонной, а при КО с оттеснением использовали 12–42 м<sup>3</sup> кислотного раствора без стабилизаторов.

Кислотные обработки нефтяных скважин с 1967 г. проводили с добавкой 1 % лимонной кислоты в качестве стабилизатора. В этом случае время выдержки кислотного раствора в пласте увеличивали до нескольких суток, продукты реакции из глубинно-насосных скважин специальным дренированием не извлекали. После спуска насоса приступали к эксплуатации скважин.

В нагнетательных скважинах продукты реакции извлекали самоизливом (немедленно), с помощью метода переменных давлений через 14–20 ч или оттесняли 80–90 м<sup>3</sup> воды. После извлечения насосно-компрессорных труб скважину пускали под нагнетание.



При КО с применением метода переменных давлений использовали в среднем  $9 \text{ м}^3$  раствора кислоты обычно с добавкой до 2 % уксусной кислоты, а при КО с оттеснением –  $25\text{--}36 \text{ м}^3$  растворов без стабилизатора.

Расход при закачке кислоты составлял  $250\text{--}1150 \text{ м}^3/\text{сут}$ , а градиент давления закачки –  $0,0150\text{--}0,0190 \text{ МПа/м}$ .

В Долинском нефтепромысловом районе применяли установку кислотных ванн, кислотные обработки (КО) и кислотные разрывы пласта без закрепления трещин песком (КГРП). Выделение кислотных ванн среди остальных методов осуществляется четко по технологическим признакам, а разделение на КО и КГРП сложно в связи с известными трудностями исследований, необходимых для подтверждения открытия трещин в каждом конкретном случае. Поскольку при любой КО нет уверенности в том, что при обработке не открылись трещины (скорее, наоборот, надо полагать, что они открылись), деление на КО и КГРП считаем здесь весьма условным. Поэтому при анализе кислотного воздействия на Предкарпатье в дальнейшем разделение приведено по способам извлечения продуктов реакции, различию в рецептуре и т.п.

Опыт постановки кислотных ванн в 12 разведочных и эксплуатационных скважинах, обсаженных зацементированной против продуктивности горизонтов колонной и вскрытых кумулятивной перфорацией, показал, что только в одном случае достигли успеха – на скв. 34 СД дебит увеличился от 5 до  $12 \text{ т/сут}$ .

Оставление кислоты на забое глубоких скважин в течение длительного времени (16–36 ч) вызывает интенсивное разрушение металла. Например, в глубинной пробе кислоты с глубины 3450 м на скв. 12 Спас содержание железа достигло 4,1 %, а после подъема насосно-компрессорных труб нижняя часть их, находившаяся в кислоте, оказалась непригодной для дальнейшего использования.

Приведенные результаты промысловых опытов показывают, что в условиях Предкарпатья установка кислотных ванн нецелесообразна.

#### **10.6.1. ВЛИЯНИЕ СПОСОБА ИЗВЛЕЧЕНИЯ ПРОДУКТОВ РЕАКЦИИ И РЕЦЕПТУРЫ НА РЕЗУЛЬТАТЫ ОБРАБОТКИ**

Результаты кислотных обработок нефтяных скважин на Долинском и Северо-Долинском месторождениях (средние данные на одну скважинооперацию) представлены в табл. 10.35.

Оценка влияния рецептуры на результат обработки нефтяных скважин приведены на фоне способов извлечения продуктов реакции.

Из приведенных в табл. 10.35 данных можно заметить, что добавка плавиковой кислоты при обработке нефтяных скважин улучшает результаты обработки в том случае, если продукты реакции не остаются длительное время в призабойной зоне (при КО с оттеснением и самоизливом), и ухудшает результаты ее, если кислота долго выдерживалась в пласте (КО с методом переменных давлений, освоением компрессором). При длительном оставлении кислоты в пласте предпочтительнее проводить солянокислотную обработку без давления плавиковой кислоты. В сочетании с технологией оттеснения продуктов реакции в глубину пласта глинокислотная обработка нефтяных скважин становится одним из основных методов воздействия на призабойную зону скважин в Предкарпатье.

Таблица 10.35

**Влияние рецептов на результаты кислотных обработок нефтяных скважин**

Показатели	Глинокислотная обработка		Солянокислотная обработка	
	с методом переменных давлений с компрессором	с отгеснением и самоизливом	с методом переменных давлений с компрессором	с отгеснением и самоизливом
Количество процессов	14	19	13	7
Успешность, %	36	74	46	71
Градиент пластового давления, МПа/м	0,0092	0,0059	0,0090	0,0088
Дебит скважины до КО, т/сут (приемистость, м <sup>3</sup> /сут)	11,3	9,7	3,7	8,1
Добыча из скважины до КО, тыс. т	12,8	17,4	16,7	7,5
Закачано кислоты, м <sup>3</sup>	9,1	16,0	8,8	14,3
Градиент давления при закачке кислоты, МПа/м	0,0157	0,0150	0,0154	0,0161
Расход, м <sup>3</sup> /сут	900	460	390	420
Дебит после КО (нефть), т/сут (приемистость, м <sup>3</sup> /сут)	18,2	26,0	8,9	15,2
Кратность увеличения дебита, приемистости	1,6	2,7	2,4	1,9
Прирост добычи нефти в результате КО, т (дополнительная закачка, тыс. м <sup>3</sup> )	735	3800	1900	3200
Длительность работы скважины с повышенным дебитом (приемистостью), мес	2,8	9,3	6,8	7,4
Прирост добычи нефти (приемистости) на 1 мес работы скважины, т/мес, тыс. м <sup>3</sup> /мес	110	254	120	200

Сопоставляя приведенные в табл. 10.35 средние результаты КО с недостаточным количеством стабилизатора (1,5–2 % уксусной кислоты или 1,10–0,25 % лимонной) при несвоевременном извлечении продуктов реакции с результатами КО с добавкой 1 % лимонной кислоты, видим, что последние характеризуются в 1,5–2 раза большей успешностью и эффективностью.

#### **10.6.2. ВЛИЯНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК**

В качестве основных параметров при анализе были рассмотрены объем кислотного раствора, расход и давление при закачке его в пласт.

Из приведенных результатов исследований профилей поглощения вытекает, что применяемые в настоящее время методы расчета требуемого объема кислотного раствора исходя из расхода кислоты на 1 м эффективной мощности, в данных условиях неприемлемы. Ведь никогда заранее неизвестно, раскроется ли трещина, в каком интервале и по какому азимуту будет поглощаться многопластовым разрезом кислотный раствор. Поэтому рациональный объем кислотного раствора в данных условиях рекомендуется устанавливать с учетом результатов обобщения промышленного опыта. В основе более точных расчетов должны лежать результаты лабораторных исследований, касающиеся времени нейтрализации кислоты.

Анализом эффективности КО по накопленным средним выявлены ее повышение при росте объема и темпа нагнетания кислоты и экстремальный характер кривой влияния давления нагнетания на эффективность.

Экстремальный характер кривых влияния давления можно объяснить следующим образом. При меньших давлениях нагнетания кислота поступает в высокопроницаемые зоны пласта и трещины, которые, вероятно, раскрывались и загрязнялись еще при бурении скважины или при закачке воды, реагируя в основном с загрязняющими трещины частицами глины и соединениями железа, и в меньшей степени – с коренной породой в околотрещинном пространстве. Кроме того, отметим, что с ростом давления несколько увеличивается глубина обработки и охват разреза воздействием. В этих случаях, естественно, следует ожидать большего прироста производительности, чем при поступлении кислоты в слабокарбонатный массив пласта или в трещины, не загрязненные при бурении и открывающиеся только при очень высоких давлениях в процессе нагнетания пласта.

Установлено, что для рассматриваемых условий снижение объема кислотных растворов на одну обработку менее 12–14 м<sup>3</sup> в нефтяных скважинах и 25–35 м<sup>3</sup> в нагнетательных может вызвать ухудшение результата КО. Вместе с тем дальнейшее увеличение объема незначительно влияет на улучшение результатов обработки при применяемых расходах в процессе закачки кислоты под давлением.

Наблюдаемое различие оптимальных величин объемов кислотного раствора при КО нефтяных и нагнетательных скважин вызвано, очевидно, большей степенью и глубиной загрязнения призабойной зоны в последних.

Повышение эффективности КО с ростом расхода отчетливо проявляется при сопоставлении результатов обработок по нагнетательным скважинам. Исходя из этих результатов, а также из сложившегося представления о механизме взаимодействия кислотных растворов с породами и проникновения их при закачке в пласты в данных условиях рекомендуется увеличение расхода при КО до 800 м<sup>3</sup>/сут и выше.

Давление, создаваемое при обработке, должно обеспечить приемистость скважины в этих пределах; для условий предкарпатских месторождений при закачке кислотных растворов в скважины с расходом 800 м<sup>3</sup>/сут необходимо создание давлений, достаточных для раскрытия трещин, т.е. обычно обработка будет осуществляться как кислотный разрыв пласта.

При сопоставлении значений параметров обработки по успешным и неуспешным операциям выявлено, что средние параметры по неуспешным работкам, при которых не получен прирост производительности, были такими же, как и в случаях, в которых достигнута высокая эффективность при успешных обработках. Это может быть вызвано, главным образом, поглощением кислоты непродуктивной частью разреза, неправильным подбором скважин для проведения обработки или недостатками технологии обработки (например, несвоевременным извлечением продуктов реакции).

Следовательно, повышения эффективности обработки необходимо добиваться не только за счет улучшения ее параметров, но и за счет обоснованного подбора объекта, осуществления поинтервального воздействия и правильного выбора остальных элементов технологии.

### 10.6.3. ПОВТОРНЫЕ КИСЛОТНЫЕ ОБРАБОТКИ

Повторные обработки нефтяных скважин были малоэффективными или менее результативными, чем первичные. Повторные обработки нагнетательных скважин проводятся для восстановления их приемистости. Повторные КО нагнетательных скважин с оттеснением по сравнению с КО с применением метода переменных давлений, как уже указывалось, более эффективны. Обработки с оттеснением, проведенные в третий раз при изменении среднего объема кислоты от 31 до 50 м<sup>3</sup>, позволили увеличить по этой же группе из восьми скважин среднюю приемистость от 111 до 156 м<sup>3</sup>/сут, хотя дополнительная закачка соответственно составляла 17,2 и 10,2 тыс. м<sup>3</sup>, т.е. снизилась почти в 2 раза по сравнению с повторными обработками.

Время работы скважины с увеличенной приемистостью также меньше – 8,4 мес против 11 мес при повторных обработках.

Опыт показал, что достигнутый при увеличении объемов кислоты уровень приемистости нагнетательных скважин может поддерживаться кислотными обработками с меньшими объемами и концентрациями закачиваемой кислоты, чем в предыдущих обработках. Это представляется возможным потому, что при последующих обработках в слабокарбонатном пласте слабозакачиваемая кислота расходуется на очистку призабойной зоны от привнесенных при нагнетании воды частиц окиси железа и механических примесей и в меньшей степени реагирует с породой. Поэтому при повторных КО для восстановления и поддержания приемистости скважин в Предкарпатье объемы кислоты могут быть меньшими, чем при предыдущих обработках.

Таким образом, если цель повторных обработок – повышение приемистости или дебита скважин, то объем кислоты необходимо увеличивать по сравнению с объемами при предыдущих обработках, если – восстановление приемистости до прежнего уровня, то объемы кислотного раствора могут быть даже несколько снижены.

### 10.6.4. ПОИНТЕРВАЛЬНЫЕ КИСЛОТНЫЕ ОБРАБОТКИ

Для увеличения охвата разработкой многопластовых залежей Предкарпатья в ряде случаев применяли поинтервальные обработки. При поинтервальных обработках воздействие на пласт осуществляется снизу вверх с постепенным отделением ранее обработанных интервалов песчано-глинистыми пробками или цементными мостами, а верхних интервалов – пакером. В некоторых случаях вскрытие вышележающих продуктивных горизонтов производили только после обработки нижних интервалов.

Применение такой технологии имеет недостатки: большую длительность (несколько месяцев) и высокую стоимость обработки.

При поинтервальных обработках возникают затруднения, связанные и с увеличением давления при закачке жидкостей в пласт. Так, по данным шести поинтервальных обработок в нефтяных скважинах средний градиент давления при закачке кислоты составил 0,0194 МПа/м, а по 16 нагнетательным скважинам – 0,0185 МПа/м, что на 10–20 % выше средних градиентов при обработке всего разреза.

Опыт показывает, что после поинтервальных обработок происходит изменение профиля приемистости и увеличение закачки по сравнению с приемистостью окружающих скважин. Например, в скв. 100 Стр были вскрыты

совместно менилитовые и эоценовые отложения в интервале 2356–2540 и 2741–2812 м. После поинтервальной обработки эоценовых отложений приемистость скважин увеличилась от 70 до 150 м<sup>3</sup>/сут и по данным исследования расходомером установилась на уровне 121 м<sup>3</sup>/сут в эоценовой залежи и 29 м<sup>3</sup>/сут в менилитовых. Для увеличения приемистости менилитовых отложений проведена поинтервальная кислотная обработка с помощью двояных пакеров, после чего приемистость скважины увеличилась до 230 м<sup>3</sup>/сут, а нагнетаемая вода стала поглощаться менилитовой частью разреза. Поэтому можно считать, что проведение поинтервальных обработок еще не позволит полностью решить вопрос увеличения выработки запасов по разрезу.

Таким образом, только путем комплексного решения проблемы применения поинтервальной обработки и внедрения одновременно раздельной закачки можно будет добиться увеличения охвата залежей разработкой.