

К наиболее действенным методам интенсификации притока флюидов из пласта относят кислотные обработки и гидроразрыв пласта.

8.1. КИСЛОТНАЯ ОБРАБОТКА ПЛАСТА

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 и нагнетательных скважинах в период освоения, 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 соляно- (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 принимаю-

щая — с кислотовозом (Аз-30А) 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 м³ различных кислот растворяет: 15%-ной HCl — 200 кг известняка CaCO₃ или около 70 кг легкорастворимой части эоценового песчаника, содержащего 89 % SiO₂, 3 % карбонатов и 7 % глин; 4%-ной HF — 48 кг каолина; 10%-ной HCl + 1%-ной HF — 70 кг глинопорошка, состоящего из гидрослюда и монтмориллонита.

Если после обработки СКР применить ГКР, то 1 м³ 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_2 , MgCl_2 , газ CO_2 , вода;

- с окисями железа и его соединениями в составе пород (например, в виде сидерита FeCO_3) — хлорное железо FeCl_3 , которое после нейтрализации кислоты гидролизует в виде осадка $\text{Fe}(\text{OH})_3$, способного закупоривать поры;

- с сульфатами кальция в составе пород с температурой до 66°C — 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_4 , а после снижения кислотности — гель кремневой кислоты $\text{Si}(\text{OH})_4$, который закупоривает поры;

- с алюмосиликатами (глинами) — газоподобный SiF_4 ;

- с кварцем и алюминием — параллельно с SiF_4 образуется гексафторокремниевая кислота H_2SiF_6 , соли которой Na_2SiF_6 и K_2SiF_6 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 % $\text{HCl} + 3 \text{ HF}$) применяют смесь (16 % $\text{HCl} + 3 \text{ % БФФА}$). Наличие в растворе иона 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 H_2SiF_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 кислотных растворов зависит от химического и минералогического составов, структуры порового пространства, режимов фильтрации и термобарических условий прохождения реакции. Например, после обработки эоценовых песчаников с карбонатностью $C_k = 2\div 9\%$ избытком СКР (10–15 % HCl) относительно содержания карбонатов увеличение проницаемости сравнительно с начальной можно приближенно 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, активной поверхности породы, контактирующей с кислотой, и гидродинамических условий прохождения реакции.

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 рост 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 состава 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 ($C_k > 3\%$) песчаников, коллекторов, загрязненных отложениями карбонатов, применяют СКО 15 % HCl , а при $T_{пл} > 100^\circ C$ — иногда и 30 % HCl . Для обработки песчаноглинистых 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 За-

падной 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 разделения фаз.

Эффективность ингибиторов коррозии оценивается коэффициентом торможения коррозии $K_{тк}$, который представляет собой соотношение количеств растворенного металла в неингибированной кислоте к количеству растворенного в ингибированной. При пластовых температурах до 100 °С достаточно обеспечить значение $K_{тк} = 20$. Если температура 15%-ной HCl во время прохождения кислоты по НКТ достигает 100 °С, то растворяется 3500 г/(м³/ч) железа, а применение ингибитора "Север-1" уменьшает растворимость до 176 г/(м³/ч). Ингибиторы имеют температурные ограничения и зависят от концентрации HCl. Например, ингибитор катапин КИ-1 можно применять для $T \leq 110$ °С, $C_0 \leq 22$ % HCl с $K_{тк} = 23$; ингибитор В2 — для $T \leq 100$ °С, $C_0 < 36$ % HCl с $K_{тк} = 260$; ингибитор ПБ-5 — для $T \leq 100$ °С, $C_0 \leq 22$ % HCl с $K_{тк} = 7$ и др. Добавка ингибиторов составляет обычно 0,5–1 %.

Стабилизаторы предотвращают выпадение осадка Fe³⁺ в виде гидроокиси железа. Наиболее часто для стабилизации раствора используют органические кислоты, образующие с железом растворимые комплексы. Количество стабилизаторов дозируется согласно ожидаемому содержанию Fe³⁺, 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 мкм².

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 неио-

ногенные 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 м³/м поглощающей толщины пласта, при второй — 1 м³/м. Если КО предназначена 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 м³ КР и только иногда 24 м³ 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 пласт. 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 коллекторов (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 карбонизированных терригенных

коллекторов с $C_k \leq 10\%$ 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 $0 < C < C_0$ 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 м³ водного раствора ПАВ, нефти, конденсата и т.п. Осаждение про-

дуктов 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.

8.1.1. СПОСОБЫ КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ

Обработка углеводородно-кислотными (УКЭ) и нефтекислотными эмульсиями (НКЭ) 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 C₁₇–C₂₀) в следующих соотношениях: 60; 39,5 и 0,5 %. Период стабильности эмульсий составляет обычно $t_{\text{стаб}} = 20 \div 120$ мин при $t_{\text{пл}} = 160 \div 100$ °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 наконечнике 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 разъедания 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 м³) 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 производит 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 $t_{\text{пл}} > 85^\circ\text{C}$ 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 образования 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 инициирования 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 газо-

вой 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.

8.2. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАЗРЫВ ПЛАСТА

8.2.1. ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ ПРОВЕДЕНИЯ ПРОЦЕССА

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) — это метод образования новых трещин или расширение некоторых существующих в пласте вследствие нагнетания в скважину жидкости или пены под высоким давлением. Чтобы обеспечить высокую проницаемость, трещины наполняют закрепляющим агентом, например кварцевым песком. Под действием горного давления закрепленные трещины смыкаются не полностью, в результате чего значительно увеличивается фильтрационная поверхность скважины, а иногда включаются в работу и зоны пласта с лучшей проницаемостью. Гидравлический разрыв пласта применяют для воздействия на плотные низкопроницаемые продуктивные пласты, а также при большом радиусе загрязнения призабойной зоны пласта. Глубокопроникающий гидроразрыв пласта с созданием более протяженных трещин производится в пластах с проницаемостью менее $50 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Образование новых трещин или раскрытие существующих возможно, если давление, созданное в пласте при нагнетании жидкости из поверхности, становится больше местного горного давления. Заметим, что образование новых трещин характеризуется резким снижением давления в устье скважины на 3–7 МПа. Раскрытие существующих трещин происходит при постоянном давлении или его незначительном увеличении. В обоих случаях возрастает коэффициент приемистости скважины, который после ГРП должен увеличиться как минимум в 3–4 раза, что считают критерием возможности закрепления трещин песком.

Трещины ГРП в неглубоких (до 900 м) скважинах имеют горизонтальную ориентацию, а в глубоких — вертикальную, наклонную, близкую к вертикальной. Трещины развиваются в

той плоскости, где отмечаются наименьшие силы сопротивления, т.е. наименьшее горное давление.

ГРП применяют в любых породах, кроме пластичных сланцев и глин. Это метод не только восстановления природной продуктивности скважин, но и значительного ее увеличения.

Применяемые технологии обычных ГРП ньютоновскими жидкостями предполагают закрепление трещин (около 5–10 т песка при концентрации 50–200 кг/м³) и обеспечивают двух-трехкратное увеличение текущего дебита нефтяных, газовых или приемистости нагнетательных скважин в низкопроницаемых пластах с загрязненной призабойной зоной.

С увеличением количества расклинивающего материала (песка) до 20 т проводят глубокопроникающий гидравлический разрыв пласта (ГГРП), который содействует значительному увеличению фильтрационной поверхности, изменяет характер притока жидкости от радиального к линейному с подключением новых зон пласта, изолированных вследствие макроеднородности. Трещины такого ГРП достигают 100–150 м в длину при ширине 10–20 мм.

Технологии мощных ГРП (МГРП) осуществляются ньютоновскими жидкостями — гелями, которые обладают очень большой кажущейся вязкостью, меньшими гидравлическими потерями и высокой несущей способностью закрепляющего агента — керамического проппанта (до 1000 кг/м³), обеспечивают увеличение проводимости широких закрепленных трещин в несколько раз по сравнению с обычным ГРП. Увеличение проводимости трещин МГРП достигается за счет значительного повышения концентрации закрепляющего агента до 300–800 кг/м³ в гелях, а общее количество закрепляющего агента может оставаться на уровне 6–20 т. Продолжительность эффекта увеличения дебита скважин после ГГРП обычно составляет 1,5–3 г.

В газоносных пластах проницаемостью до 0,001 мкм² применяют массивный ГРП высоковязкими гелями, во время которого развиваются трещины длиной до 1000 м, закрепленные проппантом в количестве до 300 т. Массивный ГРП — очень дорогостоящий, поэтому он предусмотрен в смете строительства скважины и увеличивает ее стоимость на 50 %.

При мощных (глубокопроникающих) ГРП используют дорогостоящую технику, при обычных ГРП могут применяться отечественные техника и материалы (жидкости, закрепляющие агенты, пакеры, оборудование устья).

Сравнение показателей эффективности обычных ГРП и ГГРП, а также стоимости этих процессов свидетельствует,

что, несмотря на значительно меньшую добычу нефти после обычных ГРП, экономически они вполне конкурентоспособны вследствие в несколько раз меньшей стоимости.

При обычных ГРП фильтрующей жидкостью развиваются глубокие (50–100 м) трещины небольшой ширины (3–5 мм) в глубь продуктивного пласта (а не вверх или вниз, как при ГРП гелями). При этом практически не возникают ситуации выпадания закрепляющего агента или упаковки трещины, сопровождающейся ростом давления до допустимого. После этого в стволе скважины остается большая пробка закрепителя. Таким образом, обычные ГРП фильтрующими жидкостями имеют хорошие технико-экономические показатели, осуществляются с меньшими осложнениями, и их следует применять в дальнейшем наряду с новыми технологиями. В утвержденном Минтопэнерго РОР (1977 г.) установлены некоторые требования к расклинивающему материалу и жидкостям гидроразрыва.

В качестве закрепляющих трещин материалов на глубинах до 2400 м используют фракционированный песок по ТУ 39-982–84, свыше 2400 м — искусственные среднепрочностные по ТУ 39-014700-02–92 и высокопрочностные по ТУ 39-1565–91 расклинивающие материалы (проппанты).

Для осуществления процесса гидроразрыва используют технологические жидкости на водной и углеводородной основах. Сведения о составах, свойствах полимерных водных и углеводородных систем, методах контроля и регулирования свойств, технологии их приготовления и применения, расчетные материалы для ведения процесса гидроразрыва приведены в руководстве для проведения процесса ГРП.

Выбор типа жидкости гидроразрыва осуществляется в соответствии с пластовыми условиями (литологии, температуры, давления и т.п.). При этом учитывается совместимость выбранной жидкости с матрицей пласта и пластовыми флюидами. При содержании в пласте водочувствительных глин необходимо использовать жидкость на углеводородной основе. Кроме того, такие жидкости обладают низким коэффициентом инфильтрации и способны создавать более протяженные трещины.

Технологические жидкости для ГРП должны удовлетворять следующим основным требованиям:

- 1) обеспечивать формирование трещин большой протяженности при минимальных затратах;
- 2) обеспечивать высокую несущую способность песка (проппанта), достаточную для транспортирования и рав-

номерного размещения в трещине гидроразрыва расклинивающего материала и создания заданной раскрытости трещин;

3) обладать низким гидравлическим сопротивлением и достаточной сдвиговой устойчивостью для обеспечения максимально возможной в конкретных геолого-технических условиях скорости нагнетания жидкости;

4) не снижать проницаемость обрабатываемой зоны пласта;

5) обладать высокой стабильностью жидкостной системы при закачке;

6) легко удаляться из пласта после проведения процесса;

7) обладать регулируемой способностью деструктироваться в пластовых условиях, не образуя при этом нерастворимого твердого осадка, снижающего проводимость пласта и не создающего должного распределения расклинивающего материала в трещине гидроразрыва.

Технология обычных ГРП осуществляется по следующей схеме.

Для проведения обычных ГРП в скважину на НКТ опускают пакер, который делит ее ствол на две части и защищает верхнюю часть эксплуатационной колонны от высокого давления. Устье скважины обустраивают арматурой, например 2АУ-700, на рабочее давление до 70 МПа. Все насосные агрегаты (до 10) для нагнетания жидкостей ГРП, например 4АН-700, обвязывают с арматурой устья скважины через блок манифольда (1БМ-700). Жидкости для ГРП транспортируют автоцистернами вместимостью по 20 м³ либо сливают в стационарный резервуар (по 50 м³) общей вместимостью 100–300 м³. Вспомогательные насосные агрегаты (ЦА-320М) закачивают жидкость в пескосмеситель (4ПА), из которого центробежным насосом вначале только жидкость, а затем жидкость с песком, направляются на выход насосных агрегатов (4АН-700) для нагнетания в скважину.

Чтобы провести ГРП, из скважины поднимают НКТ и другое глубинное оборудование (насосное, газлифтное), шаблонируют эксплуатационную колонну, спускают пакер на НКТ и опрессовывают их. Процесс ГРП начинается с проверки приемистости скважины при наименьшем расходе жидкости разрыва, которую постепенно увеличивают, например, от 250 до 450, 900, 1500 м³/сут, вплоть до значения, при котором обеспечивается закрепление трещин (2000–3000 м³/сут). Далее нагнетают жидкость-песконоситель, обычно концентрацией $C_{\text{п}}$ песка 50–200 кг/м³. Концентрация зависит от вязко-

сти жидкости. В завершение процесса необходимо вытеснить смесь жидкости с песком из ствола скважины в пласт продавливающей жидкостью и закрыть НКТ, пока давление в скважине не снизится до атмосферного. После поднимают НКТ с пакером и спускают глубинное оборудование для эксплуатации скважины. Обычные ГРП проводят ньютоновскими жидкостями.

Для проведения обычных ГРП требуется закрепляющий (расклинивающий) агент (кварцевый песок) в количестве $Q_{п.с} = 10 \div 20$ т, фракции 0,6–1 мм, жидкость разрыва пласта ($V_p = 10 \div 30$ м³), жидкость-песконоситель ($V_{п} = 100 \div 300$ м³), жидкость для продавливания в пласт ($V_{пр}$) песконосителя в объеме той части полости скважины, по которой поступают жидкости. Небольшую часть жидкости-песконосителя без закрепления, нагнетаемую после жидкости разрыва для предварительного раскрытия трещин, называют буферной жидкостью. Жидкость разрыва пласта должна быть совместной с пластовыми флюидами, хорошо фильтроваться в низкопроницаемую породу, не уменьшать ее проницаемости, не греть, быть доступной, недорогостоящей, поэтому часто используют водные растворы ПАВ. Жидкость-песконоситель должна быть совместной с пластовыми флюидами, иметь свойство удерживать песок, плохо фильтроваться сквозь поверхность трещин, не гореть, быть доступной и недорогостоящей. Для обычных ГРП применяют водные растворы с добавкой 0,1–0,3 % поверхностно-активных веществ и полимеров (ПАА, КМЦ, ССБ).

Для глубокопроницаемых ГРП по технологии ВНИИнефти (С.В. Константинов) применяют неньютоновские жидкости с динамической вязкостью 50–200 мПа·с при скорости сдвига 650–1100 с⁻¹. Также б. ВНИИКРнефтью предложена рецептура на водной основе, содержащая 1–2,5 % КМЦ, 1–3 % хроматов, 0,2–0,7 % лигносульфата, 0,75–2,1 % соли хлорноватой кислоты, которая применяется для пластовых температур 60–150 °С. Новые типы песконосителей разработаны на Украине. Продавливающая жидкость должна быть маловязкой и не гореть. Обычно применяют водные растворы с добавкой 0,1–0,3 % ПАВ.

Для закрепления трещин в скважинах глубиной до 3000 м, как установлено практикой, пригоден кварцевый песок. В скважинах большей глубины, где обычно горное давление превышает 50–70 МПа, следует использовать более крепкие закрепители-проппанты.

Основными технологическими параметрами для контроля

за процессом ГРП являются темп и объем закачки, устьевое давление, концентрацию расклинивающего материала (песка, пропана) в суспензию.

8.2.2. ПРОМЫСЛОВЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОЦЕССА ГРП

При проектировании и для интерпретации результатов обработки призабойной зоны большой мощности на многопластовых месторождениях необходимо иметь представление о характере проникновения рабочих жидкостей в продуктивные пласты.

При исследованиях изменения профилей приемистости сводовых скважин Долинских месторождений с изменением давления нагнетания установлено, что с увеличением давления и расхода нагнетаемой жидкости происходит увеличение охвата разреза заводнением за счет увеличения эффективной мощности (расширения интервалов поглощения) и вследствие включения в работу новых интервалов. Подобное следует, очевидно, ожидать и при закачке кислоты с высокими расходами, поэтому с целью увеличения охвата разреза кислотным воздействием надо стремиться увеличивать расход и давление.

Раскрытие трещин при нагнетании жидкости в скважину принято изучать по индикаторным кривым. Для нагнетательных скважин индикаторные кривые строят по результатам исследования при установившихся режимах. В процессе кислотной обработки и ГРП, когда закачка в скважину происходит всего в течение нескольких (2–4) часов, представляет интерес установление промежутка времени, достаточного для получения в рассматриваемых условиях квазиустановившегося режима поглощения.

Многочисленные исследования приемистости в Предкарпатье показали, что при расходе $225 \text{ м}^3/\text{сут}$ это время обычно не превышает 8–15 мин, а с увеличением расхода в 2–4 раза может иногда возрасть. О плохой связи скважин с пластом можно судить по наблюдениям темпа снижения давления после прекращения закачки жидкости в скважины. Для перераспределения давлений требуется много времени, и поэтому темп снижения его в скважинах обычно не высок.

Многократное, в 6–10 раз, увеличение коэффициентов приемистости при давлении на устье 19–21 МПа по сравне-

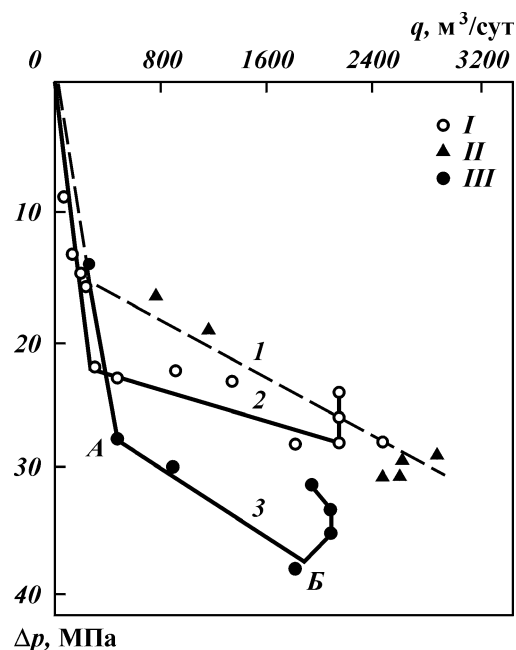


Рис. 8.1. Индикаторные кривые ГРП:
 I, II, III — режимы, при которых производилась закачка песка в пласт;
 Δp — репрессия на пласт при ГРП; q — расход жидкости; 1 — скв. 604Д; 2 — скв. 270Д; 3 — скв. 203Д

нию с приемистостью при давлениях закачки 15 МПа свидетельствует о раскрытии трещин.

Изменение приемистости скважин при высоких расходах можно проследить по индикаторным кривым ГРП, характерным для местных условий (рис. 8.1 и 8.2), которые анализировали по данным 15 ГРП (Долинское месторождение, Украина).

Анализ индикаторных кривых ГРП (кривые давление — расход) показывает, что изменение забойного давления происходит по-разному. В одних случаях на протяжении всего ГРП наблюдается только рост давления (см. рис. 8.1, кривая 1), а в других — его снижение. Снижение давления иногда происходит медленно (см. рис. 8.1, кривые 2, 3; см. рис. 8.2, кривая 2), а в некоторых случаях очень быстро, скачком (см. рис. 8.2, кривые 1, 3, 4).

Параметром, с помощью которого управляют процессом ГРП, в рассмотренных случаях являлся расход. В связи с этим индикаторные кривые разделяют на несколько областей, соответствующих определенным диапазонам расхода.

При изменении расхода в пределах первого диапазона (см. рис. 8.1, 8.2, интервал 0 — А) происходит рост забойного дав-

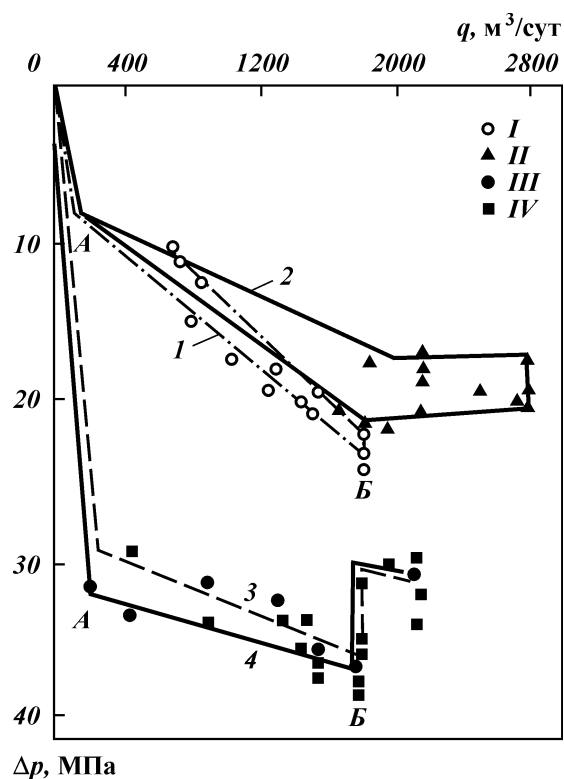


Рис. 8.2. Индикаторные кривые ГРП:

I, II, III, IV – режимы, при которых производилась закачка песка в пласт; Δp – репрессия на пласт при ГРП; q – расход жидкости; 1, 2 – скв. 505Δ; 3 – скв. 549Δ; 4 – скв. 282Δ

ления до значения, достаточного для раскрытия естественных трещин. На графиках этот участок кривой по причинам, вызванным масштабом, показан условно прямым. Во втором диапазоне расхода (интервал *A–B*) дальнейшее его увеличение вызывает пропорциональный рост давления. В этом диапазоне раскрытия новых трещин и развития существенных, по-видимому, не происходит. Поэтому давление в точке *A* близко к давлению, при котором заканчивается процесс открытия естественных трещин.

Индикаторные кривые (Ю.Д. Качмар, Р.С. Яремийчук), на которых наблюдается рост давления на протяжении всего ГРП, получены по большинству процессов, особенно (73 %) в

скважинах, эксплуатирующих менилитовые и манявские отложения. В этих процессах среднее количество песка на одну операцию наибольшее, средний расход также высок по сравнению с другими типами процессов. Имелись случаи, когда в скважины закачивали 7–17 т песка (см. рис. 8.1, кривая 1) без заметного повышения давления на устье, что возможно только при наличии очень развитой системы естественных трещин большой емкости. В то же время, несмотря на закачку столь больших объемов песка, показатели эффективности этих процессов очень низкие. По-видимому, это вызвано тем, что стенки трещин закупорены битумом и минеральным заполнителем или раскрывались в аргиллитах и поэтому малопроницаемы. Все это очень усложняет выбор эффективных методов интенсификации по названным залежам.

В ряде случаев на индикаторных кривых за участком кривой А–Б наблюдается медленное снижение давления. Это отмечается при постоянном расходе без закачки песка (см. рис. 8.1, кривая 2; см. рис. 8.2, кривая 2), а также при наращивании расхода (см. рис. 8.1, кривая 3). Начало снижения давления наблюдалось, например, по скв. 270Д на 40-й мин от начала процесса после закачки в пласт 60 м³ воды и 2 т песка при концентрации песка около 30 кг/м³ и расходе воды 1800 м³/сут. Снижение давления происходило в течение 50 мин. По скв. 203Д снижение давления началось на 30-й мин от начала ГРП после закачки 30 м³ воды без песка. В конце этого процесса в пласт было закачено 1,7 т песка при расходе 2050 м³/сут и значительно меньшем давлении. Медленное снижение давления происходило в шести операциях ГРП, из них в четырех после закачки 1,2–2,0 т песка и в двух во время закачки воды. Медленное снижение давления происходило после закачки в пласт больших объемов жидкости, преимущественно с песком, и при значительных расходах. Причиной этого, по-видимому, являются размыв и унос из уже открытых при данных давлениях трещин загрязняющего материала и их абразивная очистка. Одновременно происходит и закрепление трещин, что повышает эффективность процессов.

Так как достоверность выводов об ориентации трещин на основе геофизических измерений недостаточна и проведение непосредственных измерений для оценки ориентации трещин в конкретных условиях невозможно, применяют косвенные методы. При этом необходимо учитывать следующее:

изменение давления раскрытия трещин с изменением пла-

стового давления или сдвиг индикаторных кривых по методике Ю.П. Желтова;

характер изменения давления при развитии трещин с увеличивающимся или постоянным расходом;

сведения о форме структуры, условиях ее образования, характере нарушений, трещиноватости пород;

исследование давления раскрытия трещин, оценка горного давления.

Оценка размеров вертикальных трещин, раскрывающихся при ГРП, с использованием фильтрующих жидкостей, продавливания и кислотной обработки скважины выполнена по теории А.С. Христиановича и Г.И. Баренблата.