

2

ГЛАВА

ПРОЦЕССЫ И ЯВЛЕНИЯ В ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЕ ПЛАСТА

Понятие призабойной зоны пласта (ПЗП) несколько неопределенно и относится к вскрытой части пласта (обсаженной, зацементированной и перфорированной или остающейся открытой). Глубина зоны (по радиусу от центра скважины) также не определена, но подразумевается, что она может составлять от метра до десятков метров. В практике, под ПЗП подразумевается зона пласта, подверженная воздействию извне, дренированная и активно работающая.

Призабойная зона скважины — понятие более широкое: в него входит зона, большая, чем толщина продуктивного пласта. О формировании этой зоны необходимо позаботиться перед вскрытием продуктивного пласта. Ее и особенно ПЗП необходимо формировать с учетом сохранения естественной проницаемости. Должны быть предприняты специальные меры предосторожности и использованы буровые растворы, чтобы предотвратить гидроразрыв пласта и сохранить его гидрогазодинамическую характеристику.

В промысловой практике используют различные варианты вскрытия пласта скважиной как бурением, так и перфорацией. Продуктивный пласт может быть вскрыт бурением полностью или частично. В свою очередь, полностью вскрытой бурением пласт может быть только частично вскрыт перфорацией. Перфорация скважин проводится с различной плотностью перфораторами с отличающейся пробивной способностью, в результате чего диаметр отверстий в колонне и длина каналов могут иметь различные значения.

На приток жидкости к скважине существенно влияет ухудшение проницаемости призабойной зоны во время вскрытия пласта. В некоторых случаях может проявлять себя неоднородность вскрытого пласта. Указанные факторы оп-

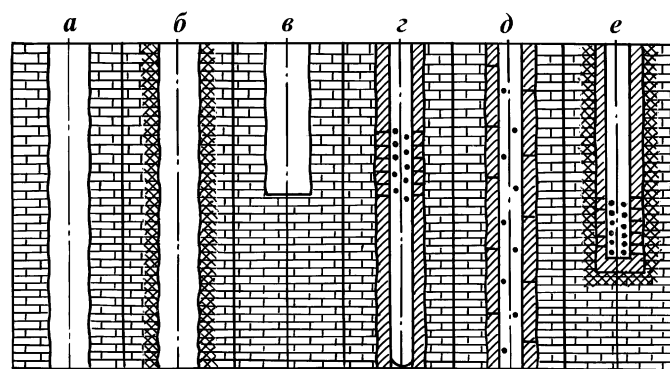


Рис. 2.1. Гидродинамически несовершенные скважины

ределяют гидродинамическое несовершенство скважины, от которого зависит ее продуктивность.

Различают три вида несовершенства скважин: по степени, характеру и методу вскрытия. Скважина считается несовершенной по степени вскрытия, если пласт в ней вскрыт не полностью в процессе бурения (рис. 2.1, в) или перфорацией (рис. 2.1, г). Скважина является несовершенной по характеру вскрытия (рис. 2.1. г), если совокупность плотности перфорации, диаметра отверстий и глубины каналов не обеспечивает притока к скважине без дополнительных сопротивлений. Скважина считается несовершенной по методу вскрытия (рис. 2.1, б), если проницаемость призабойной зоны отличается от проницаемости удаленной зоны пласта.

Заметим, что проницаемость призабойной зоны может быть ниже (ухудшена) и выше (улучшена), чем у удаленной зоны. Ухудшение связано с действием различных отрицательных факторов, а улучшение достигается проведением эффективных методов воздействия на пласт, например, соляно-кислотных обработок, гидроразрыва пластов и др.

Скважины могут обладать одним, двумя или всеми тремя (рис. 2.1. е) видами несовершенства.

Гидродинамически совершенной (рис. 2.1, а) следует считать такую скважину, в которой продуктивный пласт вскрыт полностью, и бурением, и перфорацией, отсутствуют дополнительные сопротивления притоку в фильтре, а проницаемости призабойной и удаленной зон пласта имеют одинаковые значения.

2.1. ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ ПО ТЕОРИИ ФИЛЬТРАЦИИ

Бурение нефтяных и газовых скважин неизбежно сопровождается различными физико-химическими процессами взаимодействия бурового раствора со слагающими стенки горной выработки породами. К этим процессам относится фильтрация, диффузия, теплообмен, капиллярная пропитка и др. Один из наиболее существенных процессов взаимодействия бурового раствора с окружающими скважину породами — фильтрация, которая определяет опасность возникновения поглощений бурового раствора и нефтегазоводопроявлений, глинизацию стенок скважины, кольматацию приствольной зоны продуктивных пластов, суффозию в фильтровой зоне скважины в процессе вызова притока и последующей эксплуатации, разуплотнение и набухание глинистых отложений и многие другие явления, существенно влияющие на качество буровых работ и безаварийные условия проводки скважин. Для создания научно обоснованных приемов предотвращения ряда осложнений, достижения эффективных результатов при вскрытии и освоении пластов, реализации процессов бурения с минимальными противодавлениями на пласты необходимы количественные зависимости, описывающие движение жидкостей и газов в пластах, изучение которых составляет предмет теории фильтрации.

2.1.1. ЗАКОНЫ ФИЛЬТРАЦИИ ЖИДКОСТЕЙ И ГАЗОВ

Движение жидкостей в пористой среде называют фильтрацией. Пористые среды или материалы — это твердые тела, имеющие в достаточно большом количестве пустоты, характерные размеры которых малы по сравнению с размерами тела. Структура пористых материалов может быть весьма разнообразной. Так, самые малые пустоты, в которых силы молекулярного взаимодействия жидкости с твердыми стенками весьма велики, называют молекулярными порами. Противоположностью им являются поры, в которых движение жидкости лишь весьма незначительно зависит от взаимодействия со стенками, и их называют кавернами. Полости, занимающие промежуточное положение между кавернами и молекулярными порами, называют просто порами. Поры могут быть сообщающимися и не сообщающимися. Первые образуют активное поровое пространство — откры-

тую пористость, а все поры — общее поровое пространство — общую пористость.

Наиболее важная характеристика пористых материалов — пористость, т.е. доля объема, приходящаяся на поры, $m = V_{\text{п}}/V$, где $V_{\text{п}}$ — объем пор; V — объем тела. При этом пористость можно также разделить на активную и абсолютную, или полную.

Пористость измеряется различными способами. Наиболее простые способы измерения абсолютной пористости — прямой и способ измерения плотности. По первому измеряют объем образца, для чего образец покрывают водонепроницаемым покрытием и определяют объем вытесненной воды, а затем, измельчив образец, измеряют объем твердой фазы. По второму же способу определяют объем и плотность образца, а затем объем и плотность материала образца. Тогда из условия $\rho_o V_o = \rho_m V_m$ имеем $m = 1 - \rho_o/\rho_m$, где индексами "о" и "м" обозначены образец и материал образца.

Для измерения активной пористости обычно используют метод нагнетания ртути или пропитки водой. По первому способу образец помещают в сосуд с ртутью и определяют его объем по изменению уровня, так как ртуть не смачивает образец. Затем увеличивают давление в сосуде, и вошедший в образец объем ртути определяет объем активного порового пространства. При этом объемом сжатого воздуха пренебрегают, что является недостатком метода. По второму способу, широко распространенному в нефтяной промышленности, используют свойство чистых горных пород хорошо смачиваться водой. Образец, из которого откачан воздух, погружают в воду, и примерно через неделю его активное поровое пространство целиком заполняется водой. Определив его массу, получим

$$m = (M' - M)/V\rho_p,$$

где M' — масса образца с водой; M — масса сухого образца; V — объем образца с водой; ρ_p — плотность воды.

Пористость (в долях ед.) для различных материалов колеблется в достаточно широких пределах:

Песчаники.....	0,08—0,38
Известняки.....	0,04—0,10
Глины.....	0,03—0,48
Бетон.....	0,02—0,7
Кварцевый порошок.....	0,37—0,47
Рыхлые пески.....	0,37—0,50

Для реальных пластов — коллекторов нефти и газа значения пористости обычно находятся в пределах 0,15—0,22 с возможными отклонениями в ту или другую сторону.

Поток жидкости, движущейся в пористой среде, можно характеризовать его объемным расходом Q . При этом отношение его к площади поперечного сечения потока S есть скорость фильтрации $v = Q/S$.

Эта скорость — фиктивная величина, так как жидкость движется лишь по активному поровому пространству и фактическая ее скорость будет больше v . Если площадь просветов в сечении пористой среды обозначить через S_{Π} , то фактическая скорость

$$w = Q / S_{\Pi} = v \frac{S}{S_{\Pi}} = \frac{v}{n},$$

где $n = S/S_{\Pi}$ — пористость.

Наряду с этим для элементарного объема пористой среды между сечениями на расстоянии dx , через который протекло количество жидкости $dV = Qdt$, имеет соотношение $mSdx = Qdt$ или $w = dx/dt = Q/mS = v/n$, т.е. $v = nw$. Следовательно, получаем $v/m = Q/S_{\Pi}$ или $m = S/S_{\Pi}$, т.е. отношение площади просветов к площади сечения образца равно пористости. На этом основании построены микроскопические способы определения пористости.

В теории фильтрации рассматривается скорость фильтрации, для которой по результатам экспериментальных исследований устанавливают математические модели течения. Эти модели, или законы, фильтрации характеризуют связь между потерями напора при движении жидкости в пористой среде, ее свойствами и параметрами жидкостей.

Одним из основных законов фильтрации является закон Дарси, который записывается для одномерного течения в виде

$$v = \frac{Q}{S} = \frac{k}{\eta} \left(\frac{p_1 - p_2}{l} + \gamma \frac{z_1 + z_2}{l} \right),$$

где k — коэффициент проницаемости пористой среды; η , γ — соответственно вязкость и плотность фильтрующейся жидкости; p_1 , p_2 — давление соответственно в сечениях 1 и 2, отстоящих на расстоянии l друг от друга; z_1 , z_2 — высоты положения соответственно сечений 1 и 2.

В дифференциальной форме для одномерного фильтрационного потока и при пренебрежении силами тяжести закон Дарси имеет вид

$$v = - \frac{k}{\eta} \frac{dp}{dl} = - \frac{k}{\eta} \frac{p_2 - p_1}{x_2 - x_1},$$

а в многомерном случае

$$\bar{v} = -\frac{k}{\eta} \text{grad} p,$$

где $x_2 - x_1 = dl$ — расстояние между сечениями 1 и 2 вдоль оси абсцисс.

Знак минус в этих выражениях указывает на противоположность направлений скорости фильтрации и градиента давления.

В приведенных выражениях фигурирует характеристика нового свойства пористой среды — коэффициент проницаемости, который имеет размерность площади

$$k = \frac{[v][\eta][l]}{[p]} = \frac{\text{м} \cdot \text{с}^{-1} \cdot \text{Па} \cdot \text{с} \cdot \text{м}}{\text{Па}} = \text{м}^2.$$

Под проницаемостью пористой среды понимается свойство пропускать через себя жидкость или газ под действием приложенного градиента давления, т.е. это проводимость пористой среды по отношению к жидкости или газу.

Для газа при изометрическом течении и пренебрежении его массой в одномерном случае закон Дарси имеет вид

$$v = \frac{Q}{S} = \frac{k}{\eta} \frac{p_1^2 - p_2^2}{2p_2 l} \left(1 + \frac{2b}{p_1 + p_2} \right),$$

где b — константа, являющаяся характеристикой газа в пористой среде. Сомножитель $\left(1 + \frac{2b}{p_1 + p_2} \right)$, введенный Клинкенбергом, учитывает эффект скольжения газа вдоль стенок пор (эффект Клинкенберга), который проявляется при небольших давлениях, и в этом случае коэффициент проницаемости по жидкости $k_r = k(1 + b/p)$, где $p = (p_1 + p_2)/2$ — среднее давление газа в фильтрационном потоке.

Следует отметить, что коэффициент проницаемости измеряют обычно с помощью газа. При этом необходимо проводить измерения при нескольких значениях среднего давления, что позволяет установить константу b в экспериментах согласно закону Дарси. В координатах $2Qp_2 l / S(p_1^2 - p_2^2)$ и $2(p_1 + p_2)$ экспериментальные данные должны ложиться на прямую, отсекающую от оси ординат отрезок k и имеющую тангенс угла наклона kb .

Следует отметить, что при течении жидкости через порис-

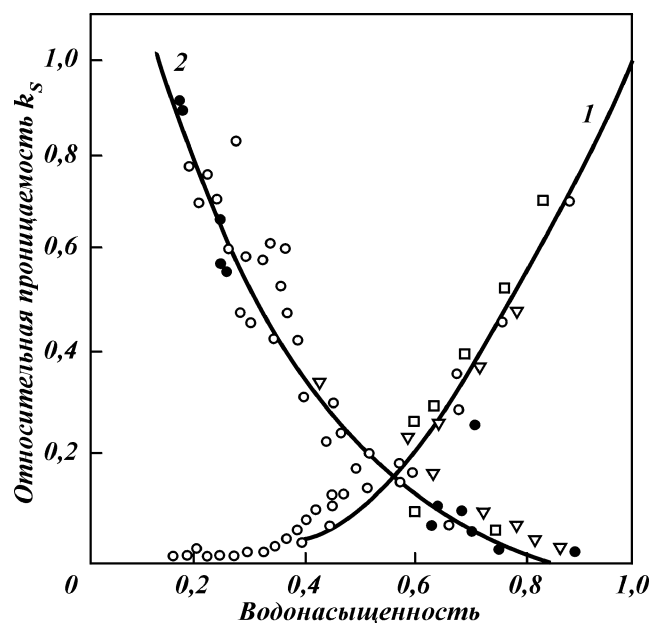


Рис. 2.2. Изменение относительной или фазовой проницаемости для воды (1) и нефти (2) в песчаном коллекторе в зависимости от водонасыщенности

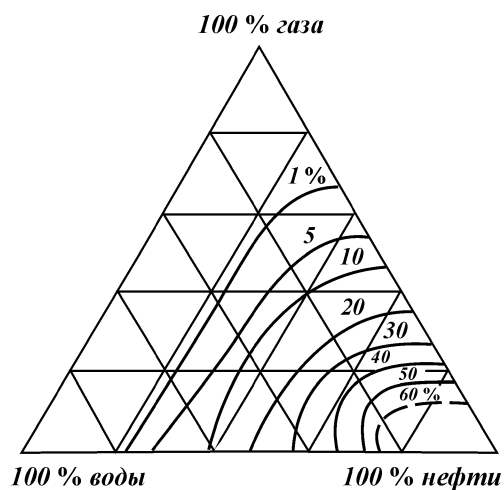


Рис. 2.3. Кривые фазовой проницаемости нефти в тройной системе типа нефть – вода – газ

тую среду, которая насыщена пластовым флюидом, проницаемость зависит от насыщенности им пористой среды. Так, относительная, или фазовая, проницаемость для воды и нефти в зависимости от водонасыщенности представлена на рис. 2.2. При таком течении для каждой из фаз справедлив закон

Дарси, но его следует записывать в виде

$$\bar{v} = -\frac{k_{\text{гм}} k}{\eta} \frac{dp}{dl} = -k_{\text{ф}} \frac{dp}{dl},$$

где $k_{\text{ф}} = k_{\text{гм}} k$ — относительная, или фазовая, проницаемость.

Относительные проницаемости не могут быть больше единицы, но и сумма их для двухфазных систем не при любом значении насыщенности равна единице. Значения фазовых проницаемостей зависят от типа пористой среды, насыщающих жидкостей и числа фаз. Так, для тройной системы вода — нефть — газ фазовые проницаемости для каждой из компонентов представлены на рис. 2.3.

Течение жидкостей сквозь пористую среду подчиняется закону Дарси при малых скоростях течения, значение которых удовлетворяет, по В.Н. Щелкачеву, следующему условию:

$$\frac{10\nu\rho\sqrt{k}}{\eta m^{2,8}} \leq 10 \div 12,$$

где левая часть неравенства носит название числа Рейнольдса Re и в нем ρ — плотность жидкости. При нарушении указанного условия линейный закон фильтрации нарушается, поэтому используют законы вида

$$(p_1 - p_2)/l = aQ^n$$

или

$$(p_1 - p_2)/l = aQ + bQ^2.$$

При $n=2$ зависимость между расходом и градиентом давления выражается законом Краснопольского — Шеши

$$(p_1 - p_2)/l = aQ^2 \text{ или } Q = \sqrt{(p_1 - p_2)/al},$$

а при $n = 3/2$ — законом фильтрации Смрекера.

Двучленная зависимость, представляющая собой закон Форхгеймера, в последнее десятилетие находит большее распространение, чем степенная. Коэффициенты как в степенной, так и в двучленной зависимости не являются коэффициентами проницаемости — это некоторые размерные параметры течения, зависящие от свойств жидкостей и пористой среды. Законы типа Краснопольского — Шеши, Смрекера и Форхгеймера не обладают универсальностью закона Дарси, но они охватывают область течений в трещинных и порово-трещинных коллекторах. Для описания течения жидкости в поглощающих пластах указанные зависимости оказываются

весьма полезными. В.М. Мищевичем была предложена формула

$$Q = k_1 \sqrt{\Delta p} + k_2 \Delta p + k_3 (\Delta p)^2,$$

охватывающая течение в трещинной или кавернозной (первый член), среднепористой (второй член) и мелкопористой (третий член) средах.

Коэффициенты приемистости k_1 , k_2 и k_3 находятся по результатам исследования скважин — по индикаторным кривым $\Delta p - Q$.

Для практики бурения представляет интерес обобщенный закон Дарси, который охватывает течение вязкопластичных жидкостей в пористой среде и записывается (А.Х. Мирзаянзаде) в виде

$$\bar{v} = -\frac{k}{\eta} \left(1 - \frac{G}{|\text{grad} p|} \right) \text{grad} p,$$

где G — начальный градиент давления для пористой среды, при которой начинается движение жидкости в ней. Для обобщенного закона Дарси $v = 0$ при $|\text{grad} p| < G$ и $v > 0$ при $|\text{grad} p| > G$. Для одномерной фильтрации обобщенный закон Дарси можно записать в виде

$$v = \frac{k}{\eta} \frac{\Delta p - \Delta p_0}{l},$$

где Δp — текущий перепад давления; Δp_0 — перепад давления, необходимый для преодоления предельного напряжения сдвига в пористом образце длиной l .

Значение Δp_0 определяется по формуле

$$\Delta p_0 = \alpha \frac{\tau_0 l}{\sqrt{k}},$$

где τ_0 — предельное напряжение сдвига для вязкопластичной жидкости; α — постоянный коэффициент, равный $(155 - 180) \cdot 10^{-4}$; k — коэффициент проницаемости.

В соответствии с указанным для вязкопластичной жидкости τ_0 можно записать в одномерном случае

$$v = \frac{k \Delta p}{\eta l} - \frac{\alpha \sqrt{k \tau_0}}{\eta},$$

т.е. при $p > p_0$ жидкость будет течь в пористой среде. Указанная зависимость позволяет найти глубину проникновения вязкопластичной жидкости в пористую среду при перепаде p .

Жидкость остановится после проникновения на расстояние L , определяемое из условия

$$v = \frac{k\Delta p}{\eta L} - \frac{\alpha\sqrt{k\tau_0}}{\eta} = 0,$$

т.е.

$$L = \frac{\Delta p\sqrt{k}}{\alpha\tau_0}.$$

Рассматриваемые законы фильтрации позволяют получить количественные характеристики движения жидкостей и газов в пластах в процессе бурения нефтяных и газовых скважин.

2.1.2. ДВИЖЕНИЕ ЖИДКОСТЕЙ И ГАЗОВ В ПЛАСТАХ

При рассмотрении движения жидкостей и газов в пластах, представляющих собой проницаемую среду, необходимо знать характер изменения давления в точках пласта и на его границах, а в особенности на стенках скважины, а также расход пластовых флюидов через какие-либо ограничивающие поверхности.

При бурении это представляет интерес с позиций оценки процессов газоводонефтепроявлений, поглощений, проникновения бурового раствора в продуктивные пласты, ухудшения проницаемости призабойной зоны и др.

В самом общем случае уравнение движения в неизменяемой пористой среде для жидкостей и газов, подчиняющихся закону Дарси, в прямоугольной системе координат $Oxyz$, согласно Л.С. Лейбензону, имеет вид

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{k\rho}{\eta} \frac{\partial p}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\frac{k\rho}{\eta} \frac{\partial p}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\frac{k\rho}{\eta} \frac{\partial p}{\partial z} \right) = m \frac{\partial p}{\partial t} - g \frac{\partial}{\partial z} \left(\frac{k\rho}{\eta} \right),$$

где k — коэффициент проницаемости пористой среды; p — давление; η — вязкость жидкости или газа; m — пористость среды; $\rho = f(p)$ — плотность жидкости или газа; g — ускорение силы тяжести.

В случае если жидкость несжимаемая ($\rho = \text{const}$), то уравнение движения приобретает следующий вид:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{k\rho}{\eta} \frac{\partial p}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\frac{k\rho}{\eta} \frac{\partial p}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\frac{k\rho}{\eta} \frac{\partial p}{\partial z} \right) = 0.$$

В случае $k = f(x, y, z)$ без знания вида этой функции для пластов решение уравнений движения невозможно, и это усложняет описание большого числа практических задач. В

предположении $k = \text{const}$ и $\eta = \text{const}$ или $k/\eta = \text{const}$ получается простое уравнение Лапласа

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial z^2} = 0,$$

решение которого $p = p(x, y, z)$ в общем случае содержит две постоянные интегрирования и требует задания двух граничных условий.

В этом уравнении давление — лишь функция координат и не зависит от времени, т.е. это случай стационарной фильтрации.

При течении малосжимаемой жидкости, для которой с достаточной точностью

$$\rho = \rho_0 \left(1 + \frac{p - p_0}{\alpha} \right),$$

где ρ_0 — плотность при $p = p_0$; α — модуль объемной упругости жидкости.

Уравнение движения при $k = \text{const}$ и $\eta = \text{const}$ называют уравнением пьезопроводности или упругого режима фильтрации и записывают в виде

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial z^2} = \frac{m\eta}{k\alpha} \frac{\partial p}{\partial t},$$

где $k\alpha/m\eta = K$ — коэффициент пьезопроводности, по аналогии с коэффициентом температуропроводности в подобном по виду уравнении теплопроводности Фурье, описывающем нестационарное температурное поле.

В случае деформируемости пористой среды уравнение пьезопроводности принимает вид

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial z^2} = \left(1 + \frac{\alpha}{m\alpha_1} \right) \frac{\partial p}{\partial t},$$

где α_1 — модуль, характеризующий упругость пористой среды.

Решение $p = p(x, y, z)$ приведенных уравнений пьезопроводности содержит уже три постоянных интегрирования и требует задания двух граничных и одного начального (при $t = 0$) условий.

При течении в неизменяемой пористой среде с $k = \text{const}$ газа, плотностью которого является функцией давления и температуры $\rho = f(p, T)$ и $\eta = \text{const}$, уравнения движения записываются в виде:

$$\frac{\partial^2 \Phi}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \Phi}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 \Phi}{\partial z^2} = \left(\frac{m\eta}{k} - \frac{\partial p}{\partial \Phi} \right) \frac{\partial \Phi}{\partial t},$$

где $\Phi = \int \rho dp$ — функция Лейбенсона.

В частном случае политропного процесса

$$p^{1/n} = \beta g \rho R T,$$

где n — показатель политропы; β — коэффициент сжимаемости; R — газовая постоянная; T — абсолютная температура.

Уравнение движения имеет вид

$$\frac{\partial^2 \Phi}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \Phi}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 \Phi}{\partial z^2} = \frac{m\eta}{nk} \left[\frac{n}{\beta g R T (n+1)} \right]^{\frac{n}{n+1}} \Phi^{-\frac{n}{n+1}} \frac{\partial \Phi}{\partial t}.$$

При изотермическом процессе $n = 1$, тогда

$$\frac{\partial^2 \Phi}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \Phi}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 \Phi}{\partial z^2} = \frac{m\eta}{k \sqrt{2\beta g R T \Phi}} \frac{\partial \Phi}{\partial t}.$$

Уравнения движения газов в пористой среде нелинейны, и решить их можно только в некоторых конкретных случаях при введении определенных упрощений.

Рассмотрим несколько частных решений, представляющих интерес с позиций проводки нефтяных и газовых скважин и широко используемых в различных расчетах при бурении.

Пусть при бурении скважины радиусом r_c (рис. 2.4, а) частично (рис. 2.4, б) или полностью (рис. 2.4, в) вскрыт проницаемый пласт кругового контура радиусом R_k , имеющий непроницаемые кровлю и подошву и толщину h .

В случае применимости закона Дарси для несжимаемой жидкости справедливы следующие формулы для расчета расхода при стационарной фильтрации.

При большой мощности пласта (см. рис. 2.4, а) имеем формулу для расчета расхода на стенках скважины

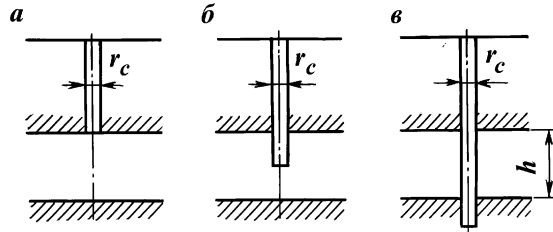


Рис. 2.4. Схемы вскрытия проницаемого пласта скважиной

$$Q = \frac{2\pi k(p_k - p_c)}{\eta \left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{R_k} \right)}$$

или

$$Q = \frac{2\pi k r_c}{\eta} (p_k - p_c).$$

При этом для $p_k > p_c$ скважина проявляет с дебитом Q , а в противном случае поглощает.

При условии $r_c \ll h$ и незначительном заглублении (см. рис. 2.4, б) формула для расчета с удовлетворительной для инженерных расчетов точностью имеет вид

$$Q = \frac{2\pi h k (p_k - p_c)}{\eta \left(\frac{h}{r_c} + \ln \frac{R_k}{1,5h} \right)}.$$

Аналогично при $p_k > p_c$ имеет место проявление с дебитом Q , а в противном случае — поглощение.

Наконец, (см. рис. 2.4, в) расход определяется по формуле Дюпюи:

$$Q = \frac{2\pi h k (p_k - p_c)}{\eta \ln \frac{R_k}{1,5h}}$$

при тех же условиях.

Во всех приведенных формулах индексы "с" и "к" означают скважину и контур, а под давлением p_k понимается пластовое давление.

Обычно крайне трудно задаваться радиусом контура R_k . Если в его задании ошибиться в m раз, то

$$\ln = \frac{m R_k}{1,5h} = \ln \frac{R_k}{1,5h} + \ln m;$$

$$\ln = \frac{m R_k}{r_c} = \ln \frac{R_k}{r_c} + \ln m.$$

При условии, что R_k обычно в сотни или тысячи раз больше h или r_c , первые члены будут на порядок больше вторых членов при $m = 2+3$. Поэтому погрешности от ошибочного задания радиуса контура в 2–3 раза приводят к ошибкам порядка 10 %, т.е. двух-, трехкратные ошибки при задании R_k вполне допустимы.

Приведенные выше формулы применимы при фильтрации по закону Дарси, а во многих случаях вскрываются трещинные или порово-трещинные коллекторы, для которых более справедливы законы течения типа формулы Форхгеймера или Краснопольского – Шеши.

В случае применимости закона Краснопольского – Шеши формула для расчета расхода имеет вид

$$Q = \pi h \sqrt{\frac{(p_k - p_c) R_k r_c}{a(R_k - r_c)}},$$

где a — постоянная закона фильтрации.

Принимая во внимание, что $R_k \gg r_c$, последнюю формулу можно записать в виде

$$Q = 2\pi h \sqrt{\frac{r_c}{a}} (p_k - p_c).$$

При фильтрации по закону Форхгеймера расчетная формула для определения Q приближенно записывается в виде

$$p_k - p_c = \frac{Q\eta}{2\pi kh} \ln \frac{R_k}{r_c} + b \left(\frac{Q}{2\pi r_c h} \right)^2 r_c,$$

где b — постоянная двучленного закона фильтрации.

Все приведенные выше формулы могут быть использованы и для течения газов. В этом случае вместо разности давлений необходимо применять разность квадратов давлений, т.е.

$$\Delta p^2 = p_k^2 - p_c^2,$$

а вместо объемного расхода Q определяется приведенный к стандартным условиям (например, к атмосферному давлению и пластовой температуре) объемный расход $Q_{\text{прив}}$. Так, формула Дюпюи при течении газов имеет вид

$$Q_{\text{прив}} = \frac{\pi kh(p_k^2 - p_c^2)}{p_{\text{ат}} \eta \ln \frac{R_k}{r_c}},$$

а для случая одномерного течения соответствующая формула была приведена выше, где в отличие от формулы для жидкости появился множитель $1/p_{\text{ат}}$ (где $p_{\text{ат}}$ — атмосферное давление).

Во всех рассмотренных зависимостях связь между расходом и перепадом давления можно представить в виде моделей:

для жидкости:

$$\Delta p = AQ;$$

$$\Delta p = AQ^2;$$

$$\Delta p = AQ + AQ^2;$$

для газа:

$$\Delta p^2 = AQ;$$

$$\Delta p^2 = Aq^n;$$

$$\Delta p^2 = AQ + BQ^2,$$

где константы A и B в каждом случае имеют свой смысл, но константы A всегда содержат k и η , а константа B зависит от геометрии пористой среды, инерционных эффектов и др. Для определения указанных констант используют различные методы исследования пластов, позволяющие получать кривые $\Delta p = f(Q)$, обработка которых дает возможность идентифицировать константы A и B . Основной прием обработки получаемых кривых — обработка по методу наименьших квадратов или его различные модификации.

2.2. ФОРМИРОВАНИЕ ПЗП

При общепринятой технологии вскрытия продуктивного пласта наступает ухудшение его коллекторских свойств в прискважинной зоне. В результате рассмотрения результатов многочисленных теоретических и экспериментальных исследований, выполненных отечественными и зарубежными исследователями, механизм физико-химических процессов, происходящих в прискважинной зоне продуктивного пласта при его вскрытии, представляется следующим образом.

В процессе вскрытия пласта-коллектора под влиянием перепада давления в системе скважина — пласт буровой раствор и его фильтрат начинают проникать в породу. В результате этого, в прискважинной зоне продуктивного пласта формируются зоны с различными проницаемостями: глинистая корка, зоны проникновения дисперсной твердой фазы и зона проникновения фильтрата бурового раствора.

Для выбора оптимальных вариантов вскрытия продуктивных пластов большой интерес представляет установление за-

кономерностей формирования названных зон в коллекторах различных типов в зависимости от условий вскрытия, а также определение влияния той или иной зоны на проницаемость прискважинной зоны продуктивного пласта.

2.2.1. КОЛЬМАТАЦИЯ ПОР ТВЕРДОЙ ФАЗОЙ БУРОВОГО РАСТВОРА

Определенные материалы, содержащиеся в буровых жидкостях, являются потенциально закупоривающими: глины, выбуренная порода, утяжеляющие реагенты и реагенты — понизители водоотдачи. В случае их попадания в продуктивную зону, они постепенно могут заполнить поровое пространство коллектора. Любая последующая попытка возобновления добычи или закачивания при умеренном или высоком расходе обуславливает образование наносов из этих материалов над порами наименьшего радиуса и значительно снижает проницаемость в пристволенной зоне.

Зона такой кольматации ограничена первыми несколькими сантиметрами от скважины (обычно берут среднее значение 7,5 см), а результирующее снижение проницаемости может достигать 90 %.

Проникновению твердой фазы бурового раствора в породу пласта способствуют:

- большой диаметр пор породы пласта;
- наличие трещин и естественных разрывов в коллекторе;
- маленький размер частиц твердых компонентов бурового раствора (утяжеляющие реагенты и материалы, понижающие водоотдачу бурового раствора, исходные частицы которых крупные по размеру и могут быть раздроблены буровым долотом);
- низкая механическая скорость проходки, следствием которой являются разрушение глинистой корки (увеличение поглощения бурового раствора) и длительный контакт бурового раствора с пластом;
- высокая скорость циркуляции бурового раствора (эрозия глинистой корки);
- высокая плотность бурового раствора, обуславливающая большой перепад давления;
- соскабливание глинистой корки, обуславливающее появление волн повышения давления и возрастание времени контакта пласта и бурового раствора в процессе спуска и подъема долота.

Используя в качестве буровых жидкостей рассолы и другие системы, не содержащие макрочастиц твердых материалов, можно свести к минимуму вытеснение мелкодисперсного материала в пласт.

2.2.2. ПРОНИКНОВЕНИЕ ФИЛЬТРАТА БУРОВОГО РАСТВОРА

По экономическим причинам скважины необходимо бурить как можно быстрее. Для увеличения механической скорости проходки не желательно снижать водоотдачу бурового раствора. В процессе бурения скважины глубиной 3000 м поглощается около 100 м³ флюида в условиях типичного пласта. Большие объемы проникновения фильтрата могут явиться следствием преднамеренного выбора высоких скоростей механической проходки.

Жидкая фаза бурового раствора содержит много закупоривающих соединений. Поскольку проникновение фильтрата может достигать 5 м или более (табл. 2.1), нарушение эксплуатационных свойств пласта под его действием, вероятно, является одной из важных причин ухудшения добычи. Однако степень закупорки зависит от чувствительности пласта к фильтрату. Чистые песчаники высокой проницаемости (несмотря на то, что проникновение фильтрата здесь происходит гораздо чаще и глубже, чем в коллекторах низкой проницаемости) обычно не коьматируются, когда их пластовая вода химически совместима с фильтратом. В обычных условиях снижение проницаемости в среднем происходит на 40 %. Возможно любое его значение в пределах до 100 % в зависимости от типа породы пласта и растворов.

Чувствительными являются пласты, содержащие глины, диспергируемые и (или) набухающие или низкопроницаемые

Т а б л и ц а 2.1

Глубина проникновения фильтрата

Время, дни	Глубина проникновения, см		
	Буровой раствор на нефтяной основе	Низкоколлоидный буровой раствор на нефтяной основе	Буровой раствор на пресной воде
1	2,5	6,9	9,0
5	9,2	25,0	30,2
10	15,1	39,0	42,3
15	21,0	46,5	51,4
20	25,0	51,3	62,2
25	31,5	67,2	70,3
30	34,4	73,2	79,5

породы, или коллекторы, дающие насыщенные рассолы, или нефти, содержащие парафин и асфальтены.

Любое изменение минерализации поровой жидкости оказывает влияние на стабильность глинистых частиц в пористой среде. В частности, понижение минерализации или увеличение рН воды, окружающей глинистые частицы дестабилизируют пласт, действуют так же, как частицы бурового раствора, вытесненные в него. По мере начала добычи или закачивания мелкие частицы мигрируют в направлении сужений пор и либо закупоривают их, либо образуют наносы в зависимости от размера.

Предполагается, что процесс набухания глин носит осмотический характер и происходит часто вследствие разницы в концентрации солей в фильтрате раствора и в воде, контактирующей с породой. Набухание сопровождается увеличением толщины гидратационных ионных слоев на поверхности глинистых частиц, удельная поверхность которых очень велика.

Интенсивность набухания глин зависит от химического состава, концентрации солей в поровой воде (в том числе и в связанной воде диффузных оболочек частиц), а также от минералогического и гранулометрического состава породы, состава обменных ионов, структуры породы, характера ее внутренних связей, условий соприкосновения породы с водой. Набухание происходит тем интенсивнее, чем меньше минерализация воды, вводимой в породу. При обратном соотношении концентраций растворов может происходить сжатие глинистых частиц подобное тому, какое наблюдается при их высыхании.

Способность вызывать набухание глин у различных катионов неодинаковая и может быть представлена в следующей последовательности: $\text{Li} > \text{Na} > \text{K} > \text{Mg} > \text{Ca} > \text{Sr} > \text{Ba} > \text{Al} > \text{Fe}$.

Наибольшее набухание происходит обычно при замене двухвалентных катионов одновалентными.

Установлено, что в естественных условиях, когда структура пород еще не нарушена, глины набухают меньше, чем при исследовании глины, специально выделенной из породы. При разрушении породы нарушаются также и внутренние связи глинистых частиц, что сопровождается увеличением их удельной поверхности.

Способность глинистой части пород к набуханию может быть охарактеризована путем наблюдения изменения проницаемости со временем при фильтрации воды, а также мето-

дами исследования глинистых пород и глинистых частиц, выделенных из породы, применяемыми в грунтоведении, где способность породы к набуханию характеризуют:

увеличением объема образца породы в процентах к первоначальному объему;

влажностью набухшего образца;

значением давления, развиваемого набухшим образцом.

В тесной связи с набуханием глинистых частиц находится размокание породы, сопровождающееся уменьшением ее прочности, что объясняется ослаблением внутренних связей при набухании глинистых составляющих породы. Набухание и размокание, по-видимому, определяются одними и теми же факторами.

Промысловой практикой установлено, что размокание глин разреза часто происходит и при вскрытии их скважиной. Известно, например, что мощные пачки глин девонских отложений в месторождениях урало-волжских районов при длительном контакте с водой и глинистым раствором могут размокать, что нередко приводит к обвалам. При размокании эти глины распадаются на мелкие чешуйки.

Факторы, влияющие на инфильтрацию бурового раствора, включают:

высокую проницаемость глинистой корки, как результат либо плохой рецептуры бурового раствора, либо нарушения технологии бурения;

длительное время контакта пласта и бурового раствора.

Фильтраты буровых растворов на водной основе могут иметь низкую минерализацию и высокий pH, а также содержать диспергирующие агенты и полимеры. Вода является причиной размыва глин в пласте и образования водного барьера в низкопроницаемых породах. Диспергирующие агенты усугубляют проблемы, связанные с глинами, или выпадают в осадок внутри пор. Полимеры, устойчивые при температуре циркуляции, но уже являющиеся потенциальным закупоривающим материалом, могут разрушаться с образованием осадка при статических температурах коллектора, поддерживаемых в течение длительного времени. Буровые растворы на водной основе с высокой степенью минерализации образуют фильтраты, способные взаимодействовать с пластовыми водами с образованием твердого осадка различных типов.

В пласты, разбуренные при высокой скорости циркуляции, проникают фильтраты, температуры которых значительно ниже температуры коллектора. Охлаждение, которое

они вызывают, может способствовать отложению парафина и (или) асфальтенов.

Многочисленные недостатки буровых растворов на водной основе способствовали разработке растворов на нефтяной основе для бурения глинизированных песчаников. Первоначальное требование заключалось в том, чтобы новый раствор был безопасным и являлся буровой жидкостью многоцелевого назначения. Несмотря на то что осложнения с растворами на нефтяной основе не столь многочисленны, зачастую они более серьезны. Так, они содержат больший объем твердой фазы в сравнении с растворами на водной основе. Следовательно, проникновение частиц более явно выражено.

Нефть, проникающая в газовые коллекторы, особенно в малопроницаемые, обуславливает резкое снижение относительной проницаемости по газу (что создает больше проблем в сравнении с проникновением воды из-за сравнительно более высокой вязкости и более низкого давления паров нефти).

Высокоэффективные, нефтерастворимые поверхностно-активные вещества, используемые для диспергирования твердой фазы в буровых растворах на нефтяной основе, гидрофобизируют породы пласта. Это значительно снижает относительную проницаемость по отношению к нефти.

Катионные эмульгаторы, используемые для стабилизации буровых эмульсионных растворов типа вода в нефти, стабилизируют также пластовые эмульсии, которые уже начинают образовываться в смоченной нефтью пористой среде. Эмульсионные пробки могут появляться в песчаных коллекторах, особенно с низкой проницаемостью и большим содержанием глин.

2.2.3. НАРУШЕНИЯ В ПРОЦЕССЕ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ

Основной целью первичного цементирования является достижение совершенной изоляции между зонами посредством герметизации заколонного пространства прочным, непроницаемым цементным камнем. Необходимо полное удаление бурового раствора. В процессе удаления раствора глинистая корка может быть частично разрушена и, если такие цементные растворы для предварительной промывки не обладают соответствующими фильтрационными свойствами, пластовые породы могут быть менее защищенными от проникновения фильтрата. Однако оно может усиливаться при установлении больших перепадов давления (цементирование в условиях турбулентного потока).

Буровые растворы и буферные жидкости всегда содержат большое количество диспергирующих агентов, которые суспендируют и уносят частички раствора и обломки корки.

Продолжительность работ по цементированию меньше, чем по разбуриванию продуктивной зоны. Максимальная глубина проникновения фильтрата буферных жидкостей или цементных растворов составляет несколько сантиметров и незначительна в сравнении с глубиной проникновения фильтрата бурового раствора, равной нескольким метрам. Это не означает, что инфильтрацией следует пренебречь. Несоответствующая фильтрация может привести к неудаче работ либо в результате полного поглощения жидкости для предварительной промывки (недостаточные объемы) и последующего загрязнения (сильного гелеобразования) цементного раствора буровым раствором, либо в результате дегидратации самого цементного раствора.

Широкое распределение цементных частиц по размерам в сочетании с применением высокоэффективных понизителей водоотдачи обуславливает ограниченное проникновение частиц и фильтрата цементных растворов в пласт. Однако выделяют три случая сильного снижения проницаемости.

Относительно высокий pH фильтратов цементных растворов особенно вреден для глинистых минералов пласта. Ионы кальция оказывают отрицательные влияния на глины в пристволенной зоне. Соответствующее изменение состава фильтрата делает его совершенной дестабилизирующей жидкостью с точки зрения ее диспергирующей способности.

Фильтрат цементного раствора, взаимодействующий с пластовыми водами, которые содержат высокие концентрации кальция, может вызывать оседание карбоната кальция, извести или гидроокиси силиката кальция.

Растворы передиспергированные (не обладающие динамическим сопротивлением сдвигу) демонстрируют быстрое разделение частиц цемента у забоя и воды в верхней части цементного столба. В таком случае отмечается проникновение в пласт большего объема свободной воды. Может произойти образование водного барьера.

Цементирование под давлением считается особенно вредным для разупрочненных песчаников высокой проницаемости. Это очевидно при опробовании скважин. Однако считается, что высокое давление, создаваемое при исправительном цементировании, может вызывать разрыв пласта и проникновение в него цементного раствора.

Кольматация пор при перфорации

Перфорация всегда является дополнительной причиной кольматации в пластах. Будь это избыточная или недостаточная перфорация, она всегда уплотняет породу вокруг отверстий и создает зону толщиной, равной примерно 4 см, в которой снижение проницаемости в среднем составляет 80 % (рис. 2.5).

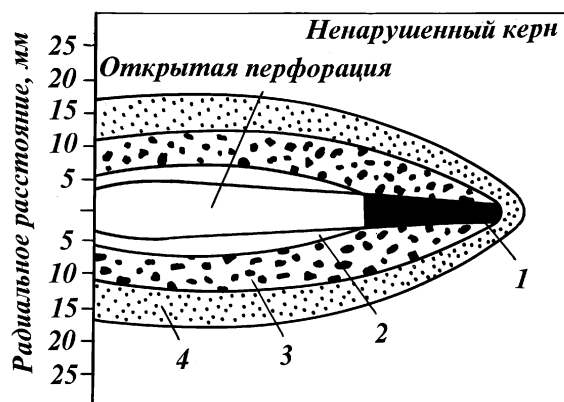


Рис. 2.5. Схематическая диаграмма перфорированного керна, показывающая зоны нарушения (согласно Кругеру):

1 — обломки заряда и керна; 2 — уплотненная, измельченная в порошок зона; 3 — порода, подвергшаяся гидроразрыву, низкая проницаемость; 4 — обращенная внутрь зона пониженной проницаемости

Существует множество других факторов, еще более снижающих продуктивность.

1. Избыточное перфорирование всегда вытесняет обломки породы, полученные в результате действия перфоратора, к стенкам отверстий и снижает проницаемость около перфорационных отверстий.

2. Недостаточное перфорирование создает в жидкостях, содержащих частицы, тот же эффект, и также образует плотную, непроницаемую глинистую корку на стенках перфорационных отверстий.

2.2.4. НАРУШЕНИЕ ПРИ ЗАКАНЧИВАНИИ И РЕМОНТЕ СКВАЖИН

Различные типы нарушения при использовании жидкостей для заканчивания и ремонта скважин, в целом, сходны с описанными выше:

ухудшение проницаемости пластовых пород и зон перфорации посредством суспендированной твердой фазы (включая бактерии) и полимерных осадков;

обычные осложнения, вызванные проникновением фильтрата: набухание глин и дисперсия, образование водных и эмульсионных барьеров, выпадение твердого осадка.

Во всех случаях необходимо регулировать водоотдачу растворов, особенно в случае истощенных коллекторах.

2.2.5. НАРУШЕНИЕ В ПРОЦЕССЕ ВОЗБУЖДЕНИЯ СКВАЖИНЫ

Очистка ствола скважины

При очистке скважин для удаления отложений или продуктов коррозии эксплуатационных подъемных труб высокие концентрации кольматирующих материалов могут проникнуть в продуктивную зону. Необходимо проявлять чрезвычайную осторожность, чтобы предотвратить уход таких суспензий в пористую среду. Особенно опасны соединения, растворимые в очищающей жидкости, поскольку они не могут образовывать нерастворимые корки, предотвращающие инфильтрацию в пласт. Ржавчина в кислоте или парафин в горячей нефти — это наиболее типичные повторно растворимые соединения, встречающиеся в стволе скважины. Они будут повторно выпадать в осадок в пласте и вызывать распространенную, серьезную и зачастую постоянную кольматацию.

Кислотные обработки

Типичные проблемы, уже встречающиеся на других стадиях эксплуатации скважины, могут проявляться и в процессе кислотных обработок. Они включают:

кольматирование материалами, поступающими из насосно-компрессорных труб в пластовую породу;

смачивание нефти коллектора посредством поверхностно-активных веществ, особенно ингибиторов коррозии, способных образовывать эмульсионные барьеры;

водные барьеры;

отложения асфальтенов (парафина) при закачивании больших объемов кислоты.

Кроме упомянутых выше традиционных процессов коль-

матации, снижение удельной производительности может явиться результатом неудовлетворительного планирования кислотных обработок. Факторы снижения производительности включают следующее:

шламы, образованные в результате реакции взаимодействия кислот и асфальтенов, особенно в присутствии некоторых добавок (в частности, поверхностно-активных веществ) или растворенного железа;

разупрочнение породы пласта, вызванное избыточным растворением под действием кислот цементирующих материалов;

выпадение в осадок подобных продуктов реакции взаимодействия кислот с пластовыми минералами.

Геохимические модели могут прогнозировать химическую природу таких побочных продуктов в зависимости от пластовой породы и состава жидкостей, используемых для обработки, с одной стороны, и давления, температуры и времени соприкосновения — с другой. Однако посредством применения таких моделей нельзя прогнозировать потенциал закупорки данными продуктами, потому что они не включают физического описания способа их осаждения. Гидрат двуокиси кремния может оседать на поверхности глин и необязательно вызывать закупорку. Соединения, такие как боросиликаты и фторобораты, могут быть еще более благоприятными. Кроме того, желатинозные осадки, как например гидроокись железа, могут полностью закупоривать поры и быть чрезвычайно трудноудаляемыми. Третий класс подобных продуктов состоит из соединений, таких как фторосиликаты, оседающих в виде отдельных кристаллов, которые могут мигрировать в направлении к сужениям пор и образовывать пробку. Сульфид железа, выпадающий в осадок даже при очень низком pH в процессе кислотной обработки скважин с содержанием H_2S , представляет собой другое соединение, относящееся к этой категории.

Отдельные комплексообразующие соединения, добавленные к кислотам с целью предотвращения коррозии (проблем, связанных с железом), могут образовывать осадок, если кислота истощена и железо не присутствует.

Ухудшается проницаемость под действием осадка, присутствующего в ингибиторах коррозии или образующегося в результате термической деструкции полимеров, например, понизителя трения.

В скважинах, где были произведены гидроразрыв и гравийная набивка, кислоты могут растворять набивочный песок.

Ограничение водопритокков

Содержание воды в эксплуатационных скважинах иногда может быть уменьшено закачиванием полиакриламидов. В большинстве случаев это приводит к одновременному снижению добычи нефти и газа. Кроме причин, присущих технологии (механическая, химическая или термическая деструкция полимера), отмечаются отдельные негативные факторы, способствующие нарушению эксплуатационных свойств пласта, вызванному обработкой:

- кольматация пласта неполностью растворенным полимером;
- кольматация пласта сшитыми гелями;
- неотфильтрованная исходная вода;
- водные барьеры;
- взаимодействие воды и полиакриламида с пластовыми глинами, даже в нефтеносных зонах.

2.2.6. СПЕЦИФИЧЕСКИЕ ОСЛОЖНЕНИЯ В НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ

Водные струйные насосы

Большинство проблем, упомянутых выше, может также проследиваться и в водонагнетательных скважинах:

- проникновение суспендированной твердой фазы и последующая кольматация;

- внутрипластовое повреждение глин;

- осадок, образованный в результате смешения несовместимых нагнетательных и пластовых вод, или как вследствие присутствия в коллекторе двуокиси углерода или сероводорода, или роста ионизации нагнетаемой воды растворением пластовых минералов (такого рода осадок трудно удалить из струйных насосов, так как он скапливается далеко от ствола скважины в результате повышения температуры или падения давления);

- коллоидная закупорка, особенно окисными соединениями железа, образованными в результате коррозии труб в присутствии кислорода в нагнетаемой воде.

В водонагнетательных скважинах развивается закупорка бактериальными остатками.

Заводнение паром и щелочью

Источником проблем, связанных с данными типами заводнения, является растворение кремниевых плас-

товых минералов под действием флюидов с высоким рН или высокотемпературных пароконденсатов. Такое растворение может способствовать обвалам слабо сцементированных песчаников или повторному оседанию двуокиси кремния в отдалении от ствола скважины, где снизились щелочность и температура заводнения. Определенный объем свободно движущихся цеолитов, вызывающих нарушения, образуется даже при высоких рН и температурах вследствие химической атаки определенных глинистых минералов (каолинита и монтмориллонита). Твердые осадки отдельных видов могут также выпадать в процессе заводнения щелочью, например, карбонатом кальция, кремнекислым магнием и двуокисью кремния в аморфном состоянии.

Заводнение двуокисью углерода

Характерные проблемы, проявляющиеся при закачивании CO_2 в скважину, включают:

- образование органических материалов в результате контакта CO_2 с пластовой нефтью (особый тип шлама);

- оседание определенного твердого осадка, а именно, сульфата бария в кислой среде или углекислого железа — в результате взаимодействия CO_2 с соединениями железа, образованными вследствие коррозии;

- растворение карбонатных минералов и соответствующее изменение пористости.

Заводнение полимером

Дополнительные причины, способствующие нарушению эксплуатационных свойств пласта и особенно связанные с закачиванием полимера в скелет породы, включают:

- закупоривание гелиевыми осадками;

- смещение и миграцию мелкодисперсной фракции пласта под действием псевдопластических жидкостей.

2.2.7. УСТРАНЕНИЕ НАРУШЕНИЯ

Эффективность обработки материнской породы изначально зависит от устранения нарушения, ограничивающего продуктивность (более низкий общий уровень или более резкое, в сравнении с ожидаемым, снижение добычи).

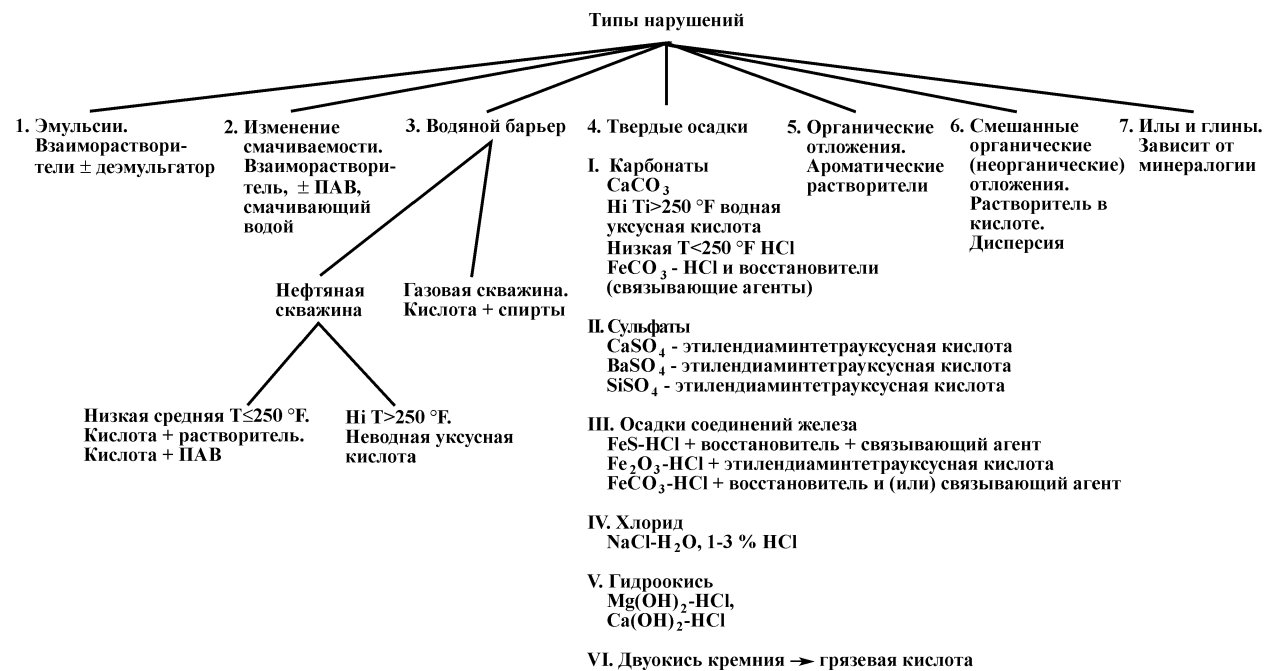


Рис. 2.6. Выбор обработки и природа нарушения

Степень такого нарушения устанавливается согласно анализу поведения давления.

После получения характеристики нарушения и данных о его происхождении могут быть приняты соответствующие меры по его устранению. Различные типы нарушений могут сосуществовать, поскольку почти каждая операция, осуществляемая на скважине (бурение, заканчивание, ремонт и возбуждение), является потенциальным источником нарушения.

Выбор жидкости для обработки определяет физические характеристики нарушений. Одна и та же жидкость может быть использована для обработки при нарушении одного и того же типа, независимо от того, что явилось причиной его возникновения. На рис. 2.6 показаны семь основных типов нарушений. Физические характеристики явились основными критериями для дифференцирования представленных типов. Упомянутые семь типов кратко описываются в следующих ниже разделах, причем особое внимание уделяется выбору жидкости для их устранения.

Эмульсии

Смешивание жидкостей на нефтяной и водной основах в коллекторе обычно обуславливает образование эмульсий. Они могут иметь высокую вязкость, особенно эмульсии типа "вода в нефти". Обычно они образуются в результате проникновения в коллектор фильтратов или жидкостей для обработки, используемых при бурении и заканчивании. Фильтраты буровых или цементных растворов с высоким рН или фильтраты кислотных обработок с низким рН могут эмульгировать отдельные типы пластовой нефти. Подобным же образом углеводородные фильтраты жидкостей на нефтяной основе, используемые при бурении и воздействии на пласт, могут образовывать эмульсии с отдельными пластовыми водами.

Эмульсии стабилизируются поверхностно-активными веществами (ПАВ), а также посредством внесенных или пластовых мельчайших частиц. В целом, взаиморастворители с деэмульгаторами или без них используются для разрешения такого рода проблем. Деэмульгаторы, которые могут хорошо срабатывать в лабораторных условиях или в сепараторе, или в емкости, благодаря соприкосновению большого количества капелек, приходящегося на единицу объема, могут сами по себе не срабатывать в пористой среде в результате массо-

переноса. Другая причина несрабатывания деэмульгаторов самих по себе заключается в механизме, связанном с разрушением эмульсий, который должен способствовать коалесценции капелек, а впоследствии и разделению по фазам.

Изменение смачиваемости

Частичное или полное смачивание пласта нефтью (гидрофобизация) снижает относительную проницаемость по нефти. Это может явиться результатом адсорбции на породе поверхностно-активных веществ из жидкостей на нефтяной основе, используемых для бурения, ремонта и заканчивания скважин. Данное нарушение устраняется посредством нагнетания растворителей с целью удаления гидрофобной, углеводородной фазы, а затем — ПАВ, гидрофилизирующих поверхность. Нефтяная фаза, которая зачастую представлена осажденными асфальтенами или парафинами, и также является гидрофобизатором, прежде всего должна устраняться растворителем. То же применимо в отношении адсорбционного олеофильного поверхностно-активного вещества. После этого может нагнетаться гидрофилизирующая поверхность жидкость или гидрофилизирующее поверхностно-активное вещество, адсорбируемое на минералах породы. Это снижает тенденцию к поверхностям минералов вновь образованного углеводородного осадка и их повторного смачивания нефтью. Период действия обработки значительно возрастает.

Водный барьер

Водный барьер, появление которого обусловлено увеличением водонасыщенности в пристволенной зоне, снижает проницаемость по отношению к углеводородам. Водный барьер может образовываться либо в процессе бурения и заканчивания в результате проникновения водных фильтратов, либо в процессе добычи вследствие обводнения в виде языков или подтягивания конусов. Образованию водного барьера способствует наличие глин, перекрывающих поры. Волосовидная форма и большая площадь поверхности некоторых глин увеличивает удержание воды на стенках пор. Водный барьер пытаются устранить снижением поверхностного натяжения между водой и нефтью или газом в результате использования поверхностно-активных веществ или спир-

тов. Спиртовые системы особенно подходят для газовых скважин, поскольку они также способствуют испарению воды в добытом газе.

Твердый осадок

Твердый осадок представляет собой осевшие минеральные остатки. Они могут оседать в насосно-компрессорных трубах, перфорационных отверстиях и (или) в пласте. Отложение осадка происходит в процессе добычи из-за более низких температур и давлений в пристволенной зоне или в стволе скважины. Твердый осадок может также образовываться вследствие смещения несовместимых вод: пластовой воды либо фильтрата жидкости, либо нагнетаемой воды.

Различные растворители устраняют твердый осадок в зависимости от его минералогии (см. рис. 2.6). Наиболее часто встречающиеся типы твердого осадка представлены:

карбонатным осадком CaCO_3 и FeCO_3 ; CaCO_3 — это наиболее типичный осадок, встречающийся в коллекторах, богатых ионами кальция и карбоната и (или) бикарбоната. Соляная кислота легко растворяет все карбонатные осадки;

сульфатным осадком; сульфатные осадки встречаются главным образом в виде гипса ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$) или ангидрита (CaSO_4). Менее типичные, такие как баритин (BaSO_4) или сернокислый стронций (SrSO_4), гораздо труднее удалить, но их залегание более предсказуемо. Этилендиаминтетрауксусная кислота легко растворяет сульфат кальция. Сернокислый барий и стронций также могут растворяться в этилендиаминтетрауксусной кислоте, если температура достаточно высокая, а период контакта достаточно продолжителен; обычно 24 ч — минимальное время пропитывания для скважины глубиной 4000 м с температурой на забое $\sim 100^\circ\text{C}$. Предпочтительна тетранатриевая соль этилендиаминтетрауксусной кислоты, так как данный процесс растворения усиливается при слабощелочном pH; используется также и более кислая дианатриевая соль. Применялись в мировой практике и другие сильные связывающие соединения той же серии, хотя они и не выявляют заметного отличия от характеристики этилендиаминтетрауксусной кислоты;

хлоридным осадком, например, хлоридом натрия; быстро растворимы в пресной воде или в очень слабокислых (HCl уксусном) растворах;

осадком соединений железа, например, сульфид (FeS) или

двуокись (Fe_2O_3); соляная кислота в сочетании с восстановителем и связывающим агентом (этилендиаминтетрауксусной кислотой) растворяет такой осадок и предотвращает осаждение побочных продуктов реакции, таких как гидроокись железа и элементарная сера;

осадком двуокиси кремния; в целом он представлен очень тонкодисперсными кристаллизованными отложениями халцедона или аморфным опалом; фтористоводородная кислота легко растворяет осадки двуокиси кремния;

гидроокисными осадками; это гидроокиси магния ($\text{Mg}(\text{OH})_2$) или кальция ($\text{Ca}(\text{OH})_2$). Соляная кислота или любая другая кислота, которая может существенно снижать pH и не осаждать соли кальция или магния, может применяться для удаления такого рода осадков.

Период контакта является очень важным фактором при проведении обработки в целях удаления осадка. Основной проблемой при обработке отложений твердого осадка является обеспечение достаточного времени, чтобы кислота достигла и эффективно растворила основную массу твердого осадка. Обработывающая жидкость должна растворять большую часть осадка, только в этом случае обработка считается успешной (М.Дж. Экономидис, К.Г. Нольте).

Органические отложения

Органические отложения представляют собой тяжелые углеводороды (парафины и асфальтены). Обычно они откладываются в насосно-компрессорных трубах, перфорационных отверстиях и (или) пласте. Несмотря на то что механизмы образования органических отложений многочисленны и сложны, главными из них являются отложения при изменении температуры и давления в пристволенной зоне или в стволе скважины в процессе добычи. Тяжелые углеводородные фракции не растворяются в нефти и начинают кристаллизоваться. Остывание ствола скважины или заканчивание холодных жидкостей для обработки имеют более выраженное влияние.

Отложения обычно повторно растворяются под действием органических растворителей. Смеси растворителей могут быть приготовлены специально для решения конкретной проблемы, а ароматический растворитель является эффективной жидкостью общего назначения. Добавление незначительного количества спирта зачастую выгодно при растворении асфальтенов.

Не следует смешивать органические отложения с другим типом отложений, называемых шламом. Последний образуется в результате реакции взаимодействия отдельных видов сырой нефти и сильных неорганических кислот. Шламы нерастворимы.

Смешанные отложения

Смешанные органические (неорганические) отложения представляют собой смесь органических соединений и либо твердого осадка, либо ила и глин. В процессе миграции маленькие частички, появлению которых сопутствует увеличение поступления воды в песчаных коллекторах, смачиваются нефтью и служат участком образования центров кристаллизации для органических отложений. Данный тип отложений требует двойной системы растворения, а именно, дисперсии углеводородного (часто ароматического) растворителя в кислоте.