

УДК 622.245.44

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2017

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ИСПЫТАНИЯ СКВАЖИН ПРИ ПРИМЕНЕНИИ ПАКЕРОВ

Н.Э. Микаилова

Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности (AZ1010, Азербайджан, г. Баку, Азадлыг пр., 20)

SIMULATION OF WELL TEST PROCESSES WITH APPLICATION OF PACKERS

N.E. Mikailova

Azerbaijan State Oil and Industrial University (20 Azadlyg av., Baku, AZ1010, Republic of Azerbaijan)

Получена / Received: 17.11.2016. Принята / Accepted: 07.03.2017. Опубликовано / Published: 31.03.2017

Ключевые слова:

испытания скважин, пакер, пласт, приток, пластовое давление, сопротивление потока, призабойная зона, межпакерное пространство, кривые восстановления давления, послеприточный эффект, проницаемость призабойной зоны пласта, коэффициент продуктивности, потенциальный дебит, загрязнение, процесс бурения.

Key words:

well test, packer, formation, inflow, reservoir pressure, flow resistance, bottom hole area, interpacker space, pressure build-up curves, after-inflow effect, permeability of bottom hole area of formation, productivity index, potential rate, contamination, drilling process.

Рассмотрено моделирование процессов испытания скважин при применении пакеров. С этой целью на основе параметров скважины в разные периоды (до закрытия и в рассматриваемый момент времени) составлена математическая модель. При этом использованы принципы суперпозиции для построения точек кривой восстановления давления.

На основе этого рассмотрено четыре варианта применения пакеров по фактическим диаграммам давления.

С помощью обработки кривых восстановления давления (КВД) можно определить и другие характеристики пласта. Так как при вскрытии пласта его призабойная зона в ряде случаев нарушается и ее проницаемость оказывается сниженной, количество показателей загрязнения пласта определяется как дополнительный перепад давления, который следует создать, чтобы преодолеть сопротивление зоны пониженной проницаемости.

Следует отметить, что существующие работы, связанные с оценкой влияния послеприточного эффекта, касаются либо определения длительности его действия, либо корректировки КВД введением поправочных коэффициентов.

Для решения задачи о восстановлении давления с учетом влияния эффекта снижения давления и послеприточного эффекта воспользуемся приближенным методом решения задач нестационарной фильтрации – методом интегральных соотношений, который позволяет получить решения в простой аналитической форме.

После закрытия скважины изменяются условия перераспределения давления в призабойной зоне. На удаленных участках пласта процесс продолжает протекать, не изменяясь, как и при функционировании скважины. Поэтому считаем, что волна давления продолжает распространяться по закону Сейза–Хорнера.

В прискважинной зоне, как было установлено при моделировании различных условий фильтрации, кривые распределения давления после закрытия скважины характеризуются выраженными прямолинейными горизонтальными участками, протяженность которых растет с ростом забойного давления.

Знание причины и характера искривления КВД позволит использовать при интерпретации всю информацию об изменении давления после закрытия скважины, а следовательно, точнее определить характеристики удаленной и призабойной зон пласта.

The paper considers simulation of well test processes with application of packers. Based on well parameters at different times (before a well is closed and the point in time under consideration) a mathematical model is compiled. Superposition principles are used for constructing points of pressure recovery curve.

Based on that, four cases of using packers are considered according to actual pressure diagrams.

Processing of build-up curves helps to determine other characteristics of a formation as well. Since a bottom hole zone is broken in a number of cases and its permeability is reduced, an amount of reservoir contamination indicators is defined as an additional pressure drawdown that has to be created to overcome resistance of reduced permeability zone.

It should be noted that existing works related to assessment of influence of after-inflow effect relate to either determination of its duration or adjustment of pressure build up curves by introducing correction factors.

To overcome a challenge of pressure build-up taking into account an effect of pressure drop and after-inflow effect an approximate method to solve problems of nonstationary flow is used. The method of integral relations allows obtaining solutions in a simple analytical form.

After a well is closed, conditions for redistribution of pressure in bottom hole area are changing. At remote sections of a formation the process continues to flow without changing as during the functioning of a well. Therefore, it is supposed that pressure wave continues to propagate according to the Says-Horner law.

As it was determined during modeling of various penetration conditions, pressure distribution curves in bottom hole area have clear straight horizontal sections after well closure. The length of sections increases with the increase of bottom hole pressure.

If the cause and nature of build-up curves are known full information about pressure change after well shut will be used. So, it will help to determine parameters of distant and bottom hole area of reservoir more accurately.

Микаилова Нигяр Энвер кызы – диссертант кафедры нефтегазовой инженерии (моб. тел.: +994 50 366 49 41, e-mail: mikailova_nigar@mail.ru).

Nigjar E. Mikailova – PhD student at the Oil and Gas Engineering Department (mob. tel.: +994 50 366 49 41, e-mail: mikailova_nigar@mail.ru).

Введение

В практике гидродинамических исследований бурящихся скважин наиболее широко используется метод обработки кривых восстановления давления. Его сущность заключается в том, что закрытие скважины после работы с постоянным дебитом рассматривается как результат продолжающегося отбора с тем же дебитом и нагнетания, которое начинается с момента фактического закрытия и длится в течение всего закрытого периода с тем же дебитом [1].

При такой постановке задачи можно для описания изменения давления в закрытой скважине использовать одно и то же уравнение, в котором отбор характеризуется величиной $+q$, а нагнетание – величиной $-q$.

Выбор критериев моделирования для процессов кривых восстановления давления

Разницу между начальным пластовым давлением $p_{пл}$ и давлением на забое закрытой скважины p_c можно представить как сумму падений давления вследствие работы скважины с дебитом $+q$ в течение времени $(T + \theta)$ и дебитом $(-q)$ в течение времени θ , где T – продолжительность работы скважины до фактического закрытия скважины; θ – продолжительность закрытого периода к рассматриваемому моменту времени [2].

Сказанное можно записать математически:

$$p_{пл} - p_c = \frac{q\mu}{4\pi Rh} \ln \frac{2,25R(T+\theta)}{m\mu\beta r_c^2} + \frac{-q\mu}{4\pi Rh} \ln \frac{2,25R\theta}{m\mu\beta r_c^2} \quad (1)$$

или

$$p_c - p_{пл} = \frac{q\mu}{4\pi Rh} \ln \frac{(T+\theta)}{\theta} = p_{пл} - 0,183 \frac{q\mu}{Rh} \lg \frac{T+\theta}{\theta}. \quad (2)$$

Такой прием является по существу реализацией известного принципа суперпозиции.

Построение точек кривой восстановления давления в координатах $p_c, \lg \frac{T+\theta}{\theta}$ должно дать прямую линию согласно (2). Пересечение этой прямой с осью ординат соответствует

$\lg \frac{T+\theta}{\theta} = 0$, что равносильно $0 \rightarrow \infty$, т.е.

бесконечно длинному закрытому периоду, и, следовательно, характеризует пластовое давление. Наклон прямой к оси абсцисс определяется в соответствии с (2) комбинацией

параметров $\frac{q\mu}{Rh}$. Если обозначить тангенс угла

наклона прямой к оси абсцисс M , то можно подсчитать гидропроводность пласта $\frac{Rh}{\mu} = \frac{0,183q}{M}$, а имея данные о вязкости

пластового флюида в пластовых условиях и об эффективной мощности пласта, можно рассчитать проницаемость пласта. Величину дебита также необходимо привести к забойным условиям посредством умножения на объемный коэффициент B .

С помощью обработки кривых восстановления давления можно определить и другие характеристики пласта.

Количество показателей загрязнения пласта определяется как дополнительный перепад давления, который следует создать, чтобы преодолеть сопротивление зоны пониженной проницаемости [3–5]. Мера этого дополнительного перепада характеризуют безразмерным числом S , и тогда перепад давления пониженной проницаемости

$$\Delta p_{сниз} = \Delta p_S = S \frac{q\mu}{2\pi Rh}. \quad (3)$$

Тогда давление на забое работающей скважины определится с помощью выражения

$$p_c = p_{пл} - \frac{q\mu}{4\pi Rh} \left[\ln \frac{2,25Rt}{m\mu\beta r_c^2} + 2S \right]. \quad (4)$$

Рассматривая момент времени окончания притока $t = T$, когда давление $p_c = p_{пл}$, можем определить

$$S = \frac{p_{пл} - p_{кп}}{2} \frac{4\pi Rh}{q\mu} - \frac{1}{2} \ln \frac{2,25RT}{m\mu\beta r_c^2}. \quad (5)$$

Если $p_{пл}$ найти из графика, то, помня, что угловой коэффициент M есть не что иное, как $\frac{2,3q\mu}{4\pi Rh}$, можем упростить предыдущее соотношение

$$S = \frac{2,3}{2} \frac{p_{пл} - p_{кп}}{M} \frac{4\pi Rh}{q\mu} - \frac{1}{2} \ln \frac{2,25RT}{m\mu\beta r_c^2} \quad (6)$$

или

$$S = 1,151 \left(\frac{p_{пл} - p_{кп}}{M} \frac{4\pi R h}{q\mu} - \lg \frac{2,25RT}{m\mu\beta r_c^2} \right). \quad (7)$$

Поскольку при испытании скважины в процессе бурения многие характеристики (пористость, проницаемость пласта, вязкость и сжимаемость жидкости) не известны, то можно вместо них подставить среднестатистические значения в $\frac{m\mu\beta r_c^2}{R}$. В большинстве случаев указанные параметры находятся в следующих пределах: R – от 10^{-3} до $0,2$ мкм²; m – от $0,1$ до $0,3$; μ – от $0,05$ до 50 мПа·с; β – от 10^{-3} до 10^{-1} 1/МПа; r_c – от $1,5$ до $9,5$ см.

Расчеты показывают, что комбинация параметров изменяется от $0,0174$ до $58,88$ мин⁻¹, а значение логарифма от $-1,76$ до $+1,77$. Средним значением логарифма может быть принят нуль. Тогда получаем

$$S \approx 1,151 \left(\frac{p_{пл} - p_{кп}}{M} - \lg T \right) \pm 2, \quad (8)$$

где T – время, мин; ± 2 указывает на возможные отклонения истинного значения S от вычисленного.

Отношение потенциального дебита $q_{п}$ к фактическому $q_{ф}$ определяется из соотношения

$$\frac{q_{п}}{q_{ф}} = \frac{p_{пл} - p_{кп}}{M} \frac{1}{\lg \frac{2,25xt}{r_c^2}} \approx \frac{p_{пл} - p_{кп}}{M \lg T}. \quad (9)$$

Фактический коэффициент продуктивности определяется как отношение среднего дебита за период испытания к средней депрессии за тот же период:

$$\eta_{ф} = q_{ср} / \Delta p_{ср}, \quad (10)$$

а отношение коэффициентов продуктивности фактического к потенциальному

$$ОП = \frac{\eta_{ф}}{\eta_{пот}} = \frac{p_{пл} - p_{кп} - 0,87SM}{p_{пл} - p_{кп}}. \quad (11)$$

Оценка потенциальных возможностей пласта производится следующим образом.

Сначала определяется условие фонтанирования скважины

$$\Delta p = p_{пл} - \gamma_{фл} H > 0, \quad (12)$$

где H – глубина залегания продуктивного пласта; $\gamma_{фл}$ – удельный вес флюида.

Если неравенство выполняется, то дебит фонтанирования находится как

$$q_{ср} = \eta_{ф} (p_{пл} - \gamma_{фл} H). \quad (13)$$

Для незагрязненного пласта потенциальный дебит фонтанирования можно рассчитать по формуле

$$q_{ф(пот)} = \eta_{ф} \frac{q_{п}}{q_{ф}} (p_{пл} - \gamma_{фл} H). \quad (14)$$

В заключение отметим некоторые особенности интерпретации диаграммы давления, полученные при испытании газовых скважин. Основная расчетная формула в этом случае имеет вид

$$p_c^2 = p_{пл}^2 - \frac{0,366q_r \mu_r T_{пл} z p_0}{RHT_0} \lg \frac{T + \theta}{\theta}. \quad (15)$$

Построение точек КВД в координатах $p_c^2, \lg \frac{T + \theta}{\theta}$ должно дать прямую линию, пересекающуюся с осью ординат в точке, для которой $\lg \frac{T + \theta}{\theta} = 0$, и, следовательно, $p_c = p_{пл}$.

Следует отметить, что построение графика с возведением забойного давления во вторую степень и последующим извлечением квадратного корня создает определенные неудобства при пользовании данной методикой, а также вносит погрешности в расчеты.

В связи с вышесказанным для обработки КВД, полученных при испытании газовых скважин, можно рекомендовать обычное уравнение (2), к которому приводится формула (15), если принять в ней

$$z \frac{T_{пл}}{T_0} \frac{p_0}{p_{ср}} = \beta_{Г}; \quad q_{Г} = q_{Г(нов)} \beta_{Г}$$

$$\text{и} \quad p_{ср} = \frac{p_{пл} + p_{кп}}{2}, \quad (16)$$

тогда

$$p_c = p_{пл} - 0,183q_{Г} \frac{\mu_{Г}}{Rh} \lg \frac{T + \theta}{\theta}. \quad (17)$$

Применение результатов моделирования КВД в скважине с использованием пакеров

Используя рассмотренный выше метод обработки КВД, считаем, что сразу после закрытия скважины движение жидкости прекращается и дебит равен нулю, т.е. «послеприток» отсутствует.

Практически такая ситуация маловероятна, и ее игнорирование объясняется повышенными математическими трудностями, возникающими при попытке учесть влияние послеприточного эффекта на кривые восстановления давления.

Во многих случаях, если испытание производится в открытом стволе и объем под- или межпакерного пространства очень мал, пренебрежение послеприточным эффектом оправдано, поскольку сам эффект проявляется почти незаметно, а объем информации, получаемой при использовании существующих методов интерпретации, вполне достаточен для принятия правильного решения в выборе оптимального варианта заканчивания скважины [6–8].

В то же время довольно часто встречаются такие ситуации, которые вызывают необходимость устанавливать пакер далеко от забоя (100–150 м и более), в результате чего объем подпакерного пространства уже становится благоприятной базой для появления послеприточного эффекта, который накладывает определенный отпечаток на форму КВД. Это приводит к тому, что при обработке диаграмм давления используется не вся КВД, а только незначительный ее конечный участок.

Другим фактором, влияющим на характер изменения давления в начальный период его восстановления, является показатель загрязнения пласта. В теории восстановления давления, обобщение которой дано в работе Рамяя и Кобба [9, 10], влияние сопротивления фильтрации жидкости в призабойной зоне, связанное с загрязнением пласта, учитывается введением в расчетные формулы функции для дополнительного перепада давления, пропорционального величине скин-эффекта. При этом не рассматривается характер влияния глубины и величины проницаемости призабойной зоны, а устанавливается лишь факт наличия загрязненной призабойной зоны пласта (ПЗП), влияние которой оценивается обобщенным показателем возникающего сопротивления $S \frac{\mu}{2\pi Rh}$.

Такой подход приемлем при рассмотрении пластовой системы с весьма глубокой зоной дренирования по сравнению с зоной загрязнения пласта, размерами которой при этом пренебрегают.

Однако при испытании скважин размеры зоны загрязнения оказываются соизмеримы с глубиной зоны, охваченной исследованием пласта. Поэтому необходимо учитывать нестационарные явления перераспределения

давления при испытании внутри самой зоны загрязнения пласта [9, 11–13].

Как отмечалось выше, определяется качественная характеристика зоны загрязнения, по величине которого невозможно определить, связан ли он с глубоким загрязнением самого пласта или же с неглубоким, но значительным по величине загрязнением ПЗП.

Совместное действие двух рассмотренных эффектов значительно искажает КВД, затрудняет ее интерпретацию и выявление определенного конечного прямолинейного участка. Неясно, как эти факторы влияют отдельно и за счет какого из них происходит искривление начального участка КВД.

Наиболее сложными являются условия проведения испытаний на разведочных площадях месторождений. Вследствие этого объемы применения пакеров и технический уровень работ оказываются более низкими.

В таблице приводится изменение некоторых показателей испытания в зависимости от глубины. Анализ показал, что качество работ с глубиной ухудшается. Прежде всего увеличивается число холостых рейсов. Процент технически неудачных работ на глубинах свыше 5 тыс. м в 8 раз превысил аналогичный показатель для глубин менее 3 тыс. м. Существенно снижается число испытаний с получением однозначного притока.

Изменение показателей испытания в зависимости от глубины

Глубина скважин, тыс. м	Число операций на один объект	Неудачные работы, %	Испытания с получением притока, %
Менее 3	1,11	8,7	81
От 3 до 4	1,34	23,7	71
От 4 до 5	1,67	34,1	55,2
Более 5	3,00	65,3	33,3

Детальный анализ технически неудачных операций показал, что негерметичность пакеровки или недоходы инструмента до забоя с глубиной испытания изменяются незначительно. В то же время с глубиной резко увеличивается число отказов различных узлов испытательного оборудования, а также процент технологического брака, причем часто это взаимосвязано.

Наибольшие трудности при испытаниях были связаны с закрытием запорных устройств для записи кривых восстановления давления и с замещением жидкости в бурительных трубах после окончания испытания. Использовались

два типа запорных устройств: запорный поворотный клапан и многоцикловый испытатель пластов, в котором закрытие осуществляется натяжением бурильных труб.

И тот, и другой тип запорных устройств успешно работает на глубинах до 4000 м. При увеличении глубины испытания стабильность работы запорных устройств резко ухудшается. Это обусловлено увеличением гибкости бурильной колонны, составляемой из труб диаметрами 73; 89 и 114 мм, а также спиральным изгибом ствола скважины, вызванным, в свою очередь, гибкостью бурильных компоновок. Вследствие этого показания индикатора веса при ходе инструмента вверх и вниз отличаются очень существенно. Например, при глубине 5102 м показания индикатора веса были: при ходе вниз – 50 делений, при ходе вверх – 68 делений. Устанавливали пакер при показании индикатора веса 45 делений, а вращать запорный поворотный клапан могли только после того, как вытянули инструмент до показаний индикатора 58 делений. Провернуть запорный клапан смогли, только вытянув инструмент с 47 делений (при пакеровке) до 62 (при вращении). В последующем при необходимости вращать запорный клапан инструмент приподняли до показаний индикатора, равных среднему значению от показаний при ходе вверх и ходе вниз.

В указанных условиях запорные устройства осевого натяжения оказались еще более ненадежными вследствие «зависания» труб на стенках скважины, создания сдерживающего усилия, которое приводило к эффекту, аналогичному работе ударных ясов [10, 14–16].

Большие трудности возникали при попытках привести в действие циркуляционный клапан гидравлического действия. При поступлении из пласта нефти или газа привести в действие такой клапан удавалось лишь в очень редких случаях. Гораздо эффективнее оказались клапаны механического типа, срабатывающие при сбрасывании специального штока, срезающего циркуляционную пробку, обеспечивая тем самым сообщение полости труб с кольцевым пространством. Однако такие клапаны можно устанавливать в трубах диаметром 89 мм и более, т.е. не во всех случаях.

Наиболее перспективными являются клапаны, приводимые в действие вращением бурильных труб. Они или встраиваются в запорный клапан, или устанавливаются в виде приставки сразу же

над ним. При перемещении ходового винта запорного клапана вверх он толкает специальный шток, который в свою очередь срезает циркуляционную пробку. К сожалению, такие клапаны серийно не изготавливаются, а производятся силами экспедиций по испытанию или самими буровыми предприятиями.

Однако даже наличие описанных устройств не дает 100%-ной гарантии осуществления циркуляции. При испытании верхнемеловых отложений в интервале 5004–5040 м в 73-миллиметровые бурильные трубы отобрали 600 м нефти с газом.

Чтобы не допустить выхода разгазированных пачек из труб, решили перед подъемом долить трубы водой до устья и давлением срезать шпильку циркуляционного клапана. После заполнения труб на устье создали давление 10 МПа, при котором началась циркуляция. После промывки приступили к подъему. Во время подъема неожиданно начался перелив раствора из кольцевого пространства. Закрыли превентор и начали утяжелять раствор с 1240 до 1600 кг/м³, закачивая его в кольцевое пространство. Затем скважина была остановлена на 12 часов, и только после этого завершили подъем инструмента. При осмотре оборудования выяснилось, что циркуляционный клапан был не срезан, а запорный поворотный не закрыт, хотя для его закрытия было сделано более чем достаточное число оборотов. Циркуляция осуществлялась через редуцированный канал запорного клапана. В результате запорный клапан был полностью выведен из строя.

При испытании фораминиферовых отложений на глубине 5151–5206 м возникла аналогичная ситуация. Давлением до 35 МПа срезать циркуляционный клапан не удалось. Сбросили ломик в трубы для открытия механического циркуляционного клапана, однако он застрял в трубах. Почти в течение 2 суток пытались восстановить циркуляцию. Резкие раскачивания колонны привели к тому, что ломик все-таки дошел до клапана и сбил циркуляционную пробку.

В некоторых случаях при испытании рыхлых водонасыщенных песчаников наблюдались прихваты хвостиков выпавшим песком. Имея в виду возможность таких прихватов, хвостики в указанных районах собирают из гладких и коротких бурильных труб (диаметром 114 мм и длиной до 10 м), а иногда из УБТ диаметром 108 мм. В верхней части хвостовика устанавливают левый переводник.

В случае прихвата хвостовик отсоединяют от пакеров в левом переводнике, прорабатывают ствол до «головы» хвостовика и затем обуривают его специальной коронкой, изготовленной из стыкосварной трубы диаметром 146 мм с нарезанными зубьями, армированными победитом. После этого спускают «ловушку» из такой же трубы и извлекают хвостовик.

Во избежание присыпания хвостовика песком рекомендуется, во-первых, проводить испытание с установкой штуцера (желательно регулируемого) для уменьшения депрессии на пласт, во-вторых, приемный фильтр устанавливать не против пласта, а в самой нижней части хвостовика. В последнем случае песок вымывается из всего подпакерного пространства внутрь труб поступающим флюидом и при остановке скважины (закрытии впускного или запорного клапана) оседает в гораздо меньшем количестве (не более 10 % от объема подпакерного пространства). Это способствует более успешному извлечению хвостовика.

Однако не следует забывать и о самой промысловочной жидкости. Если скважина заполнена раствором, утяжеленным гематитом, то при контакте с пластовой водой последний может выпасть в осадок и закупорить фильтр. Поэтому рекомендуется в зону испытания и выше на 50–100 м закачивать неутяжеленный бентонитовый раствор.

Рассмотрим это на примере. К моменту испытания забой скважины достигал 5030 м, забойная температура составляла 180 °С, забойное давление от столба раствора плотности 1670 кг/м³ – 81,5 МПа. Башмак колонны находился на глубине 4960 м. Два пакера диаметром 195 мм были установлены в промежуточной колонне на глубине 4936 м, и перепад давления на них был задан в 30 МПа. Общая продолжительность двухциклового испытания составила 173 мин, в том числе притока – 50 мин (18 ± 32) и восстановления давления – 123 мин (57 ± 66). За 50 мин было отобрано в трубы 8,4 м³ пластовой воды.

По окончании испытания обнаружили, что прихвачен хвостовик с пакерами. Инструмент расхаживали в течение 3,5 ч с нанесением ударов ясом. Когда яс перестал срабатывать, отсоединили бурильную колонну с помощью безопасного замка и подняли инструмент на поверхность. Обработка диаграмм давления позволила определить все параметры пласта: начальное давление – 53,8 МПа, проницаемость – 220 мкм², коэффициент продуктивности – $170 \frac{\text{т}^3/\text{сут}}{\text{МПа}}$.

Однако в скважине остались два пакера и хвостовик из УБТ диаметром 146 мм и длиной 94 м. Пакеры были обурены, часть хвостовика удалось достать. Нижнюю часть извлечь не удалось, пришлось забуривать новый ствол. Поскольку в пластовой воде песка не обнаружилось, то наиболее вероятной причиной прихвата было выпадение гематита в осадок при контакте с пластовой водой [17].

Нередко осложнения возникают при снятии пакера с места после окончания испытания и заключаются в появлении затяжек до 200 кН. Основной причиной этого является поспешность исполнителей. При испытании пакер находится под действием перепада давления и сжимающих усилий, достигающих десятков тонн. В результате резина затекает в зазор между опорой пакера и стенками скважины. При резком срыве пакера резина разрушается в верхней части и действует как распорная манжета, не давая возможности поднимать инструмент. Поэтому приходится по несколько часов расхаживать инструмент, пока резина полностью не разрушится в клочья.

В то же время подобного осложнения можно избежать, если пакер снимать с места плавно и не спеша. Для этого необходимо осуществлять натяжку инструмента сначала до показаний индикатора веса, соответствующих ходу инструмента вверх перед пакеровкой. Затем выждать 2–3 мин и увеличить натяжку на 2–3 деления. Снова выждать 2–3 мин и при необходимости увеличить натяжку еще на 2–3 деления. В подавляющем большинстве случаев пакер при этом снимается с места и извлекается на поверхность с минимальными разрушениями. При осуществлении указанной процедуры следует принимать во внимание наличие притока жидкости в трубы и возможные увеличения веса инструмента [18].

Результаты анализа экспериментальных исследований и фактических диаграмм давления дали возможность представить все разнообразие встречаемых на практике КВД в виде четырех типов, которые рассматриваются ниже.

На рис. 1, а показана КВД, точки которой, нанесенные на график с полулогарифмической шкалой, образуют прямую линию (I тип КВД). Такие КВД получаются при «идеальных» условиях испытания, т.е. когда отсутствуют загрязнение пласта и влияние послеприточного эффекта.

На практике, однако, как было установлено, не всегда все точки КВД, нанесенные на полулогарифмический график, ложатся на прямую линию. Гораздо чаще встречаются КВД, показанные на рис. 1, б–г (II, III и IV типы КВД).

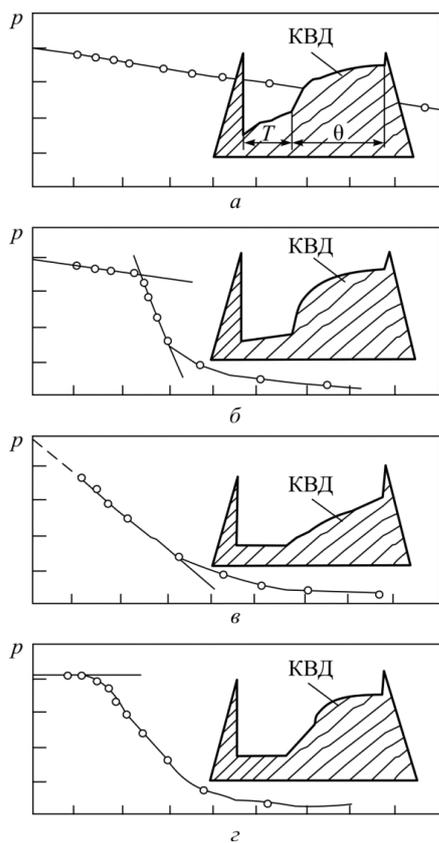


Рис. 1. Типы КВД при $\lg \frac{T+\theta}{\theta}$

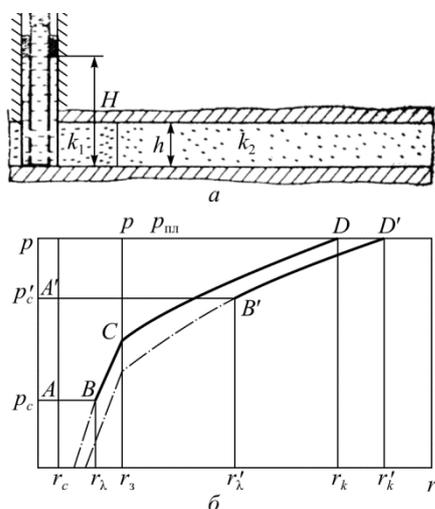


Рис. 2. Приближенная схема распределения давления в пласте $ABCD$ и $A'B'D'$ – кривые распределения давления при времени восстановления давления θ_1 и θ_2 ($\theta_1 < \theta_2$): k_1 – проницаемость пласта вокруг забоя; k_2 – проницаемость пласта вокруг радиуса; h – высота жидкости в пласте или забоя; H – глубина залегания продуктивного пласта; p – давление; p'_c – давление во время восстановления кривой; p_c – давление над фильтром; r_c – радиус скважины; r_λ – радиус среднего действия; r_3 – радиус забоя; r'_λ – радиус восстановления начального давления; r_k – приближение схемы распределения давления; r'_k – кривые распределения радиуса во время восстановления давления; r – радиус пласта

II тип КВД (см. рис. 1, б) относится к случаю, когда пласт является сильно загрязненным. При этом у КВД начальный участок имеет значительно больший наклон, чем конечный прямолинейный участок. Искривление КВД увеличивается при влиянии послеприточного эффекта.

К III типу КВД (см. рис. 1, в) относятся кривые, имеющие вогнутую к оси абсцисс форму. Они встречаются при испытании пласта с повышенной проницаемостью ПЗП, когда наклон начального участка КВД меньше наклона конечного. Необходимо отметить, что подобные КВД встречаются и в тех случаях, когда при слабом притоке в открытом периоде испытания после остановки скважины отмечается медленный рост давления. При этом КВД не успевает за время периода восстановления давления выйти на конечный прямолинейный участок.

Поэтому кривые оказываются недовосстановившимися. В данном случае можно определить лишь проницаемость прискважинной части пласта. Судить однозначно о величине проницаемости удаленной части пласта, а также о величине пластового давления не всегда возможно.

К IV типу КВД (см. рис. 1, г) относятся кривые, которые являются частным случаем II типа КВД, когда проницаемость удаленной части пласта намного больше проницаемости ПЗП. Наклон конечного прямолинейного участка КВД в этих случаях практически равен нулю. Его невозможно обнаружить по данным записи давления глубинным манометром из-за ограниченной чувствительности последнего [19–20].

Заключение

На основе моделирования влияния указанных факторов на КВД установлено, что знание причины и характера искривления КВД позволит использовать при интерпретации всю информацию об изменении давления после закрытия скважины, а следовательно, точнее определить характеристики удаленной и призабойной зон пласта.

При интерпретации подобных КВД следует считать, что область влияния скважины охватила лишь прискважинную зону пониженной проницаемости.

Применение пакеров пластов в процессе бурения указанных пяти скважин позволило успешно решить все геологические задачи в короткие сроки и с большой экономической выгодой.

Библиографический список

1. Эксплуатация морских нефтегазовых месторождений / А.Б. Сулейманов [и др.]. – М.: Недра, 1986. – 285 с.
2. Максимов В.П. Эксплуатация нефтяных месторождений в осложненных условиях. – М.: Недра, 1976. – 239 с.
3. Аврущенко В.Х. Резиновые уплотнители. – Л.: Химия, 1978. – 136 с.
4. Литвинов В.М. К вопросу о деформировании уплотнительных манжет // Машины и нефтяное оборудование / РНТС ВНИИОЭНГ. – М., 1965. – № 5. – С. 18–21.
5. Варламов П.С. Испытание пластов многоциклового действия. – М.: Недра, 1982. – 247 с.
6. Качанов Л.М. Основы теории пластичности. – М.: Наука, 1969. – 420 с.
7. Квашнин Г.П. Технология вскрытия и освоения водоносных пластов. – М.: Недра, 1987. – 247 с.
8. Каталог компаний Maritime Hydraulics / The University of Alaska Fairbanks, 1998–1999.
9. Agarwal R.G., Al-Hussainy R., Ramey H.J. An investigation of wellbore storage and skin effect in unsteady liquid flow. I. Analytical Treatment // Society of Petroleum Engineers Journal. – 1970. – Vol. 10, iss. 3. – P. 279–290. DOI: 10.2118/2466-PA
10. Ramey H.J. Short-time well test data interpretation in the presence of skin effect and wellbore storage // Journal of Petroleum Technology. – 1970. – Vol. 22, iss. 01. – P. 97–104. DOI: 10.2118/2336-PA
11. Composite catalog of oil field equipment and services / World Oil A Gulf Publishing Company Publication. – Texas, USA, 1979–1981.
12. Технология и техника добычи нефти: учеб. для вузов / А.Х. Мирзаджанзаде, И.М. Аметов, А.М. Хасаев, В.Н. Гусев. – М.: Недра, 1986. – 382 с.
13. Асфандияров Х.А., Максудов Р.А. Нефтегазопоявление и открытые фонтаны при эксплуатации скважин. – М.: Недра, 1986. – 232 с.
14. Kohlhaas C.A. A method for analyzing pressures measured during drillstem-test flow periods // Journal of Petroleum Technology. – 1972. – Vol. 24, iss. 10. – P. 1278–1274. DOI: 10.2118/3695-PA
15. Данко П.Е., Попов А.Г. Высшая математика в упражнениях и задачах: учеб. пособие для вузов. – М.: Высшая школа, 1974. – 404 с.
16. Черный И.А. Неуставившееся движение реальной жидкости в трубах. – М.: Недра, 1975. – 296 с.
17. Ясашин А.М. Вскрытие опробования и испытания скважин. – М.: Недра, 1979. – 264 с.
18. Джанахмедов А.Х., Мамедов В.Т., Гурбанов С.Р. Расчет и проектирование пакерных устройств. – Баку: Элм, 1998. – 86 с.
19. Оборудование для эксплуатации нефтяных и газовых скважин с устройствами для предупреждения открытых фонтанов. Каталог ЦИНТИХИМНЕФТЕМаш. – М., 1989. – 112 с.
20. Гайворонский А.А., Цыбин А.А. Крепление скважин и разобщение пластов. – М.: Недра, 1981. – 387 с.

References

1. Suleimanov A.B. et al. Ekspluatatsiia morskikh neftegazovykh mestorozhdenii [Exploitation of offshore oil and gas fields]. Moscow, Nedra, 1986, 285 p.
2. Maksimov V.P. Ekspluatatsiia neftiannykh mestorozhdenii v oslozhnennykh usloviyakh [Operation of oil fields in challenging conditions]. Moscow, Nedra, 1976, 239 p.
3. Avrushenko V.Kh. Rezinovye uplotniteli [Rubber seals]. Leningrad, Khimiia, 1978, 136 p.
4. Litvinov V.M. K voprosu o deformirovaniu uplotnitel'nykh manzhet [On the issue of deformation of sealing cuffs]. *Mashiny i nefiyanoe oborudovanie*, 1965, no.5, pp.18-21.
5. Varlamov P.S. Ispytanie plastov mnogotsiklovogo deistviia [Testing of multi-cycle action formation]. Moscow, Nedra, 1982, 247 p.
6. Kachanov L.M. Osnovy teorii plastichnosti [Fundamentals of plasticity theory]. Moscow, Nauka, 1969, 420 p.
7. Kvashnin G.P. Tekhnologiya vskrytiia i osvoeniia vodonosnykh plastov [Technology of perforation and development of aquifers]. Moscow, Nedra, 1987, 247 p.
8. Katalog kompanii Maritime Hydraulics [Catalog of Maritime Hydraulics Company], 1998-99.
9. Agarwal R.G., Al-Hussainy R., Ramey H.J. An investigation of wellbore storage and skin effect in unsteady liquid flow. I. Analytical treatment. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 1970, vol.10, iss.3, pp.279-290. DOI: 10.2118/2466-PA
10. Ramey H.J. Short-time well test data interpretation in the presence of skin effect and wellbore storage. *Journal of Petroleum Technology*, 1970, vol.22, iss.01, pp.97-104. DOI: 10.2118/2336-PA
11. Composite catalog of oil field equipment and services. Texas, USA, World Oil A Gulf Publishing Company Publication, 1979-1981.
12. Mirzadzhanzade A.Kh., Ametov I.M., Khasaev A.M., Gusev V.N. Tekhnologiya i tekhnika dobychi nefi

[Technology and techniques of oil production]. Moscow, Nedra, 1986, 382 p.

13. Asfandiarov Kh.A., Maksutov R.A. Neftegazoproivavlenie i otkrytye fontany pri ekspluatatsii skvazhin [Oil and gas seepage and open fountains during well operation]. Moscow, Nedra, 1986, 232 p.

14. Kohlhaas C.A. A Method for analyzing pressures measured during drillstem-test flow periods. *Journal of Petroleum Technology*, 1972, vol.24, iss.10, pp.1278-1274. DOI: 10.2118/3695-PA

15. Danko P.E., Popov A.G. Vysshaia matematika v uprazhneniiakh i zadachakh [Higher mathematics in exercises and tasks]. Moscow, Vysshaia shkola, 1974, 404 p.

16. Chernyi I.A. Neustanovivsheesia dvizhenie real'noi zhidkosti v trubakh [Unsteady flow of a real liquid in pipes]. Moscow, Nedra, 1975, 296 p.

17. Iasashin A.M. Vskrytie oprobovaniia i ispytaniia skvazhin [Perforation and well testing]. Moscow, Nedra, 1979, 264 p.

18. Dzhanakhmedov A.Kh., Mamedov V.T., Gurbanov S.R. Raschet i proektirovanie pakernykh ustroystv [Calculation and design of packer devices]. Baku, Elm, 1998, 86 p.

19. Oborudovanie dlia ekspluatatsii neftianykh i gazovykh skvazhin s ustroystvami dlia preduprezhdeniia otkrytykh fontanov [Equipment for operation of oil and gas wells with devices for preventing open fountains]. Katalog Tsentral'nogo instituta nauchno-tekhnicheskoi informatsii i tekhniko-ekonomicheskikh issledovaniy po khimicheskomu i neftianomu mashinostroeniiu. Moscow, 1989, 112 p.

20. Gaivoronskii A.A., Tsybin A.A. Kreplenie skvazhin i razobshchenie plastov [Well cementing and formation separation]. Moscow, Nedra, 1981, 387 p.

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Микаилова Н.Э. Моделирование процессов испытания скважин при применении пакеров // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2017. – Т.16, №1. – С.40–48. DOI: 10.15593/2224-9923/2017.1.5

Please cite this article in English as:

Mikhailova N.E. Simulation of well test processes with application of packers. *Bulletin of PNRPU. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining*, 2017, vol.16, no.1, pp.40–48. DOI: 10.15593/2224-9923/2017.1.5