Для сравнения обычного ГРП и с применением материала Hi-WAY были выбраны скважины, которые находились при прочих равных условиях. Как видно из таблицы, при схожей проницаемости пласта и толщине ГРП с применением материала HiWAY формирует трещину с более эффективной полудлиной при меньшей массе проппанта (рис. 1) ~25 %. Для обеспечения большей добычи необходимо стремиться к увеличению полудлины трещины [1]. Исходя из этого, стоит отметить, что в качестве альтернативы стандартному ГРП на ачимовские отложения возможно применение ГРП по технологии Hi-WAY. При этом непосредственно перед подрядчиком по выполнению ГРП стоит задача обеспечения максимально возможной трещины ГРП (более 300 м) индивидуально для каждой скважины [2].

Литература

1. *Тюрин В.П.* Оптимизация методики газодинамических исследований скважин в условиях низкопроницаемых коллекторов и АВПД без потери информативности результатов / В.П. Тюрин, А.Н. Нестеренко, М.Г. Жариков, Н.А. Завьялов // Экспозиция нефть, газ. 2015. № 4 (43). С. 50–55.

2. Юдин А. Технология ГРП с созданием каналов увеличивает эффективность работ по стимуляции ачимовских газоконденсатных скважин на 30 % / А. Юдин, И. Тараканов, А. Клюбин и др. // SPE 171324-RU. 2004. С. 1–14.

ОЦЕНКА СРЕДНЕГО ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ ПО НЕДОВОССТАНОВЛЕННЫМ ГДИС С ЛИНЕЙНЫМ РЕЖИМОМ ФИЛЬТРАЦИИ

В.С. Котежеков, А.М. Алексеева (ООО «Газпромнефть НТЦ»)

1. Постановка задачи

Оценка энергетического состояния залежи является одной из самых главных задач, необходимых для мониторинга и контроля разработки месторождений. Качество вовлекаемых в разработку запасов компании «Газпромнефть» существенно ухудшается (рис. 1), поэтому для поддержания требуемого уровня добычи используются технологии ГРП, горизонтальных скважин и пр. В контексте оценки энергетики пласта совокупность этих факторов приводит к тому, что

традиционные виды ГДИС с остановкой скважины КВД, КПД могут оказаться неэффективными, так как фактическая длительность остановки скважины может быть существенно ниже требуемой для достоверной оценки параметров пласта.



Рис. 1. Снижение проводимости пластов зрелых месторождений при новом бурении



Рис. 2. Диагностический график КПД с автоГРП без достижения радиального течения

Ежегодно в компании от общего количества КВД и КПД порядка 60 % исследований на скважинах с ГРП или горизонтальных скважинах отмечается, что длительности исследования оказалось недостаточно для достижения радиального (псевдорадиального) режима течения, при этом наблюдается линейный режим (рис. 2). В этих условиях не может быть произведена достоверная оценка среднего пластового давления.

Таким образом, в рамках данной работы будет представлен алгоритм для оценки среднего пластового давления по подобным недовосстановленным ГДИС с линейным режимом фильтрации.

2. Описание подхода

По исследованию, представленному на рис. 2, невозможна раздельная оценка проницаемости пласта (К) и полудлины трещины автоГРП (Xf). Тем не менее, по данному исследованию, наблюдая линейный режим течения, возможна оценка комплексного параметра $x_f \sqrt{k}$, который определяется по соответствующему положению линейного режима на диагностическом графике. Если влияние работы соседних скважин или граничных условий отсутствует или проявляет себя значительно позже, то через некоторый период времени линейный режим переходит в эллиптический, а затем в радиальный. Однако при условии интерференции с соседними скважинами радиальный режим может и не быть достигнут, т.е. линейный режим будет сменяться искажением производной вследствие интерференции. Например, указанное выше может быть справедливо для рядной системы разработки в условиях значительных длин трещин, низкой проницаемости и близости расположения рядов скважин (рис. 3).

В подобных случаях представляет интерес оценка среднего пластового давления в заданной зоне дренирования при наличии линейного режима на КВД, КПД.



Рис. 3. Схема проявления линейного режима в рядной системе разработки

Dietz [1] разработал общепринятый подход для оценки среднего пластового давления по ГДИС. Данный подход опирается на использовании уравнения радиального режима вертикальной скважины и уравнения псевдоустановившегося режима. С учётом того, что решение линейного стока легко аппроксимируется логарифмической функцией, Dietz получил просто аналитическое решение для оценки времени экстраполяции радиального режима при КВД, КПД до среднего пластового давления.

В данной работе за основу был взят использованный подход Dietz, но все уравнения были выведены для условий линейного потока. Сразу можно заметить, что рассматриваемый нами случай гораздо сложнее по своим предпосылкам (не существует раздельной оценки k и x_f , а есть только комплексный параметр $x_f \sqrt{k}$), что накладывает ограничения на полученные решения.

3. Вывод уравнения

Рассматривается линейный режим течения флюида к вертикальной скважине с трещиной, вскрывающей всю мощность пласта, т.е. h=hf. Расположение скважины и трещины в пространстве показано на рис. 4.



Рис. 4. Схема скважины с трещиной

Запишем уравнение пьезопроводности для линейного потока и дебита псевдоустановившегося режима:

$$\frac{dp}{dt} = \frac{kd^2p}{\mu\varphi c_\tau dy^2},\tag{1}$$

$$q = -4x_f h y_b \varphi c_t \frac{dp}{dt}.$$
 (2)

Объединим уравнения (1) и (2) вместе с граничными условиями отсутствия потока на границах и рассчитаем среднее пластовое давление путём интегрирования по объёму пласта, получим:

$$\overline{p} - p_w = \frac{q\mu}{4kx_f h} \left[\frac{y_b}{3} + \frac{y_w^2}{2y_b} - y_w \right]$$
(3)

Уравнение изменения давления при линейном режиме фильтрации [2]

$$p_{w}(\Delta t) - p_{w} = \frac{q\mu}{2h\pi k} \left(\sqrt{t_{D}\pi} e^{-\frac{y_{Dw}^{2}}{4t_{D}}} - \frac{\pi}{2} y_{Dw} erfc\left(\frac{y_{Dw}}{2\sqrt{t_{D}}}\right) \right)$$
(4)

Выражаем p_w из (3) и подставляем в (4):

$$p_{w}(\Delta t) - \bar{p} + \frac{q\mu}{4kx_{f}h} \left[\frac{y_{b}}{3} + \frac{y_{w}^{2}}{2y_{b}} - y_{w} \right] \equiv \frac{q\mu}{2h\pi k} \left(\sqrt{t_{D}\pi} e^{\frac{y_{Dw}^{2}}{4t_{D}}} - \frac{\pi}{2} y_{Dw} erfc\left(\frac{y_{Dw}}{2\sqrt{t_{D}}}\right) \right)$$
(5)

Таким образом, для оценки того, чтобы забойное давление в скважине в некоторый момент времени было равно среднему пластовому, необходимо равенство $p_w(\Delta t) - p = 0$. Это равенство будет соблюдаться при условии, что функционал (6) равен 0:

$$f(k, t) = \frac{y_b}{6x_f} + \frac{y_w^2}{4x_f y_b} - \frac{y_w}{2x_f} - \frac{1}{\pi} \left(\sqrt{\frac{tk\pi}{\phi\mu c_t x_f^2}} e^{\frac{y_w^2\phi\mu c_t}{4tk}} - \frac{\pi y_w}{2} e^{rfc} \left(\frac{y_w \sqrt{\phi\mu c_t}}{2\sqrt{kt}} \right) \right) \to 0$$
(6)

Формула (6) однозначно связывает расстояние до границ y_h и время t, при условии, что известны оценки k и x_f . Если относительно y_b (6) является квадратным уравнением и решить его не представляет проблем, то оценить параметр t из этого равенства достаточно сложно, поэтому его значение может быть подобрано численно, это также не представляет большой сложности. В нашем случае мы знаем только, чему равняется комплексный параметр $x_f \sqrt{k}$ по

ГДИС, т.е. нет раздельных оценок для k и x_f , поэтому данная задача более сложна для решения.

Таким образом, при отсутствии радиального режима притока предлагается следующий алгоритм оценки среднего пластового давления:

1. Задаем три величины k_{\max} , $x_f \sqrt{k}$, t_{\min} по данным ГДИС. Напомним, что величина $x_f \sqrt{k}$ оценивается по положению линейного режима, максимально возможная величина проницаемости k_{\max} и минимальное время экстраполяции t_{\min} оцениваются по конечным точкам производной давления. Эти константы будут частично ограничивать промежуток для поиска k, t при решении задачи (6) методом дифференциальной эволюции. Также задаём априорную величину y_h – расстояние до зоны дренирования скважины.

2. Производится минимизация методом дифференциальной эволюции [3]. При этом чтобы учесть возможность неудачного решения (оценки локального минимума вместо глобального), производится запуск метода в количестве 100 итераций со случайным распределением популяций векторов, которые в дальнейшем будут использоваться для создания мутантных векторов.

3. Проводим усреднение проницаемости, полученное по 100 итерациям дифференциальной эволюции, и это значение проницаемости используем для оценки времени t_h .

4. Проводим экстраполяцию линейного режима до времени t_b . Полученное давление в скважине на момент времени t_b и будет являться средним пластовым давлением в зоне дренирования.

4. Тестирование алгоритма

При выводе уравнения использовался ряд допущений:

А. Линейный режим характеризуется фильтрацией флюида только вдоль оси Оу (см. рис. 4).

Б. Предполагается псевдоустановившийся режим притока при достижении границ.

В. Не учитывается суперпозиция сложной истории работы скважины перед КВД, КПД.

Следует также отметить, что уравнения были выведены для модели трещины неограниченной проводимости, вскрывающей весь продуктивный пласт. При этом для трещины конечной проводимости и для горизонтальной скважины проявляются дополнительные режимы течения перед линейным режимом фильтрации: билинейный для трещины конечной проводимости, начальный радиальный для горизонтальной скважины. В таком случае представляет интерес определить, возможно ли использовать данную методику для скважин с конечной проводимостью и горизонтальных скважин.

Таким образом, для оценки критичности данных допущений и оценки области применения алгоритма был проведён ряд тестов на синтетических данных.

Проверка применимости методики будет состоять из двух этапов: проверка при условии, если проницаемость задана, и при условии отсутствия проницаемости.

Этап 1. Секторное моделирование. Проницаемость пласта известна.

На данном этапе была создана прямоугольная секторная модель (рис. 5) и проведено моделирование КВД для различных моделей скважины.

1. Трещина неограниченной проводимости.

- 2. Трещина конечной проводимости.
- 3. Горизонтальная скважина.

Также было проведено моделирование для двух вариантов проницаемости пласта *k*=0,1 мД и *k*=1 мД.



Рис. 5. Схема прямоугольного сектора со скважиной

Далее по смоделированному КВД производилась оценка среднего пластового давления по представленному алгоритму, а результаты были сопоставлены со средним пластовым давлением по моделируемому сектору. Результаты полученных отклонений представлены на рис. 6.



Рис. 6. Величина ошибок расчёта среднего пластового давления

При анализе представленных графиков можно сделать вывод, что при малых значениях проницаемости среднее пластовое давление, полученное по алгоритму, имеет слабое отклонение от фактического. При этом рассматриваемые типы скважин несущественно влияют на достоверность оценок. Понятно, что для более высокой проницаемости точность будет ещё выше вследствие более «пологой» воронки депрессии и быстрого восстановления давления при КВД.

Этап 2. Аналитические расчёты. Проницаемость неизвестна.







Теперь применим второй этап проверки. Секторное моделирование сопряжено с неизбежной ошибкой среднего давления, связанного с размерностью расчётной сетки. Таким образом, для минимизации возможных ошибок сравнения со средним давлением на этом этапе будем производить усреднение пластового давления по аналитическим формулам через интегрирование по объёму пласта (рис. 7).

Из полученной поверхности ошибки можно сделать вывод о применимости алгоритма для интерпретации ГДИС при проницаемости более 0,5 мД (ошибка менее 5 %) и некритичности основных допущений при разработке методики.

Выводы

1. По результатам проведённого анализа выведена формула, при помощи которой возможна оценка среднего пластового давления при условии наличия только линейного режима фильтрации.

2. Описанный алгоритм также можно использовать в другой ситуации, когда по известному значению забойного давления по время КВД или КПД необходимо определить, на каком расстоянии от скважины это забойное давление будет характеризовать среднее пластовое.

3. На основании проведённых тестов отмечается удовлетворительная точность расчётов при проницаемости пласта более 0,5 мД.

4. В дальнейшем предполагается массовое тестирование метода на реальных ГДИС.

5. Описанная методика получения оценки пластового давления может быть использована для повышения эффективности разработки за счет повышения результативности ГТМ и МУН, а также снижения затрат и потерь по нефти на неэффективные ГДИС.

Условные обозначения

 c_{τ} – сжимаемость системы, атм⁻¹

h – толщина пласта, см

 h_f – высота трещины, см

k – проницаемость, мД

k_{max} – максимально возможное значение проницаемости, мД

р – давление, атм

*p*_{*i*} – начальное давление, атм

*p*_D – безразмерное давление

q – дебит жидкости, см³/с

 t_{\min} – минимально возможное время, с

 t_D – безразмерное время

*x*_{*f*} – полудлина трещины, см

 y_h – расстояние до границы зоны дренирования вдоль оси Оу, см

 y_D – безразмерное расстояние вдоль оси Оу

*у*_{*Db*} – безразмерное расстояние до границы зоны дренирования вдоль оси Оу

*у*_{*Dw*} – безразмерный радиус скважины

 y_w – радиус скважины, см

 μ – вязкость, сПз

 ϕ – пористость, доли ед.

Литература

1. *Dietz D.N.* Determination of average reservoir pressure from build-up surveys. 1965.

2. Lake L.W. Petroleum engineering handbook. 2007.

3. *Storn R., Price K.* Differential Evolution – A Simple and Efficient Heuristic for Global Optimization over Continuous Spaces. 1997.

АВТОМАТИЗАЦИЯ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ DECLINE-АНАЛИЗА

В.С. Котежеков (ООО «Газпромнефть НТЦ»)

1. Постановка задачи

Традиционные виды ГДИС на добывающем фонде для оценки фильтрационно-ёмкостных свойств (ФЕС) пласта, пластового давления и других параметров подразумевают остановку скважин на КВД, КВУ. Данные виды исследований сопряжены со значительными потерями по добыче нефти и во многих случаях недостаточно информативны в низкопроницаемых коллекторах вследствие недос-