



Описание установившегося притока жидкости к скважинам различной конфигурации и различным частичным вскрытием

В.А.ИКТИСАНОВ*Татарский научно-исследовательский и проектный институт нефти, Бугульма, Республика Татарстан, Россия*

Известно большое количество уравнений установившегося притока жидкости к скважинам в зависимости от типа скважины, наличия или отсутствия техногенных или естественных трещин, проходящих через скважину, различной степени вскрытия ствола или стволов. Для некоторых сложных случаев аналитических решений, описывающих приток жидкости к скважине, еще не получено. Альтернативой множества уравнений является использование численных методов, однако данный подход обладает существенным недостатком – значительным временем счета. В связи с этим актуальным является разработка более общего аналитического подхода для описания различных типов скважин с различным вскрытием пласта и наличием или отсутствием трещин.

Создание данного метода возможно при моделировании трещин набором узлов-вертикальных скважин, проходящих от кровли до подошвы, и моделирования ствола (стволов, перфорационных отверстий) набором узлов-сфер, близкорасположенных друг к другу. В результате на основании данного подхода разработан и широко апробирован алгоритм расчета, в котором общий приток к скважине складывается из дебита каждого узла с учетом интерференции между узлами и учетом непроницаемых кровли подошвы пласта. Выполненное моделирование подтвердило ряд известных закономерностей для горизонтальных скважин, перфорационных отверстий, частичного вскрытия пласта, а также позволило решить ряд проблем.

Ключевые слова: сферический поток; радиальный поток; установившая фильтрация; скважины; трещина; частичное вскрытие; перфорационные отверстия

Как цитировать эту статью: Иктисанов В.А. Описание установившегося притока жидкости к скважинам различной конфигурации и различным частичным вскрытием // Записки Горного института. 2020. Т. 243. С. 305-312. DOI: 10.31897/PMI.2020.3.305

Введение. В настоящее время в нефтяной отрасли используются различные типы скважин: вертикальные, наклонные, горизонтальные, многоствольные горизонтальные, горизонтально-разветвленные. Во всех этих типах часто присутствует частичное вскрытие пласта и проводятся гидроразрывы пластов (ГРП). Положение дополнительно усугубляется тем, что кровля и подошва пласта могут быть как непроницаемыми, так и иметь постоянное давление (газовая шапка, подошвенная вода). В результате получаем огромный набор аналитических зависимостей для решения задач установившегося и неустановившегося притока жидкости к скважине. В некоторых сложных случаях аналитические формулы расчета притока отсутствуют: извилистые стволы скважин; частичное вскрытие пласта и трещина, проходящая через скважину; приток к перфорационным отверстиям; горизонтальные скважины (ГС) с множественными трещинами разной длины и под различным углом; скважины со сложным частичным вскрытием и другие.

Для них обычно проводится численное моделирование, которое обладает одним большим недостатком – большим временем счета, в результате чего решение обратных гидродинамических задач значительно усложняется.

Кроме линейного закона фильтрации (Дарси) существуют и более сложные законы фильтрации – квадратичное, степенное, с начальным градиентом давления, с учетом зависимости проницаемости пласта от давления и т.д. Но даже для одного типа скважин и одного закона фильтрации существует несколько уравнений установившегося притока. Например, решению задачи определения дебита ГС для линейного закона фильтрации посвятили свои работы Полубаринова-Кочина П.Я., Меркулов В.П., Табаков В.П., Борисов Ю.П., Пилатовский В.П., Григулецкий В.Г., Никитин Б.А., Joshi S.D., Economides M.J., Ehlig-Economides C.A., Giger F.M., Babu D.K., Odeh A.S., Raghavan R., Butler R.M., Suprunowicz R., Фазлыев Р.Т., Лысенко В.Д., Хайруллин М.Х., Мукминов И.Р., Бердин Т.Г., Алиев З.С., Золотухин А.Б. и другие [1-10, 12-18]. Так же обстоят дела и с другими типами скважин. Исключение составляет совершенная вертикальная скважина с круговым контуром питания, для которой при линейном законе фильтрации используется единственное уравнение Дюпюи.



Наличие нескольких формул для одного типа скважин вместо одной может свидетельствовать только о различной степени идеализации и, соответственно, погрешности решения задачи. В связи с этим появляется множество диссертаций и работ, посвященных сравнению различных формул, а также поиску новых решений для частных случаев.

Однако наиболее правильным подходом является создание и использование минимального количества расчетных способов или одного способа расчета притока к скважине для заданного закона фильтрации. Причем целесообразно иметь такой способ не только для каждого типа скважин, но и для всех возможных типов скважин с различным вскрытием пласта. Дополнительно добавим решение задачи для нестационарной фильтрации. Именно этой цели посвящена данная работа.

Приток к скважинам с горизонтальным окончанием с различной конфигурацией стволов и различным частичным вскрытием. Наиболее общий расчетный метод для скважин с горизонтальным окончанием (СГО) без применения численных методов относится к предыдущему решению, когда исходная трехмерная задача сведена к решению двух плоских задач [7, 15]: в вертикальной плоскости – к притоку жидкости к точечному стоку в полосе с непроницаемыми кровлей и подошвой, в горизонтальной – к притоку к трещине между кровлей и подошвой.

Трещина моделировалась набором вертикальных скважин или узлов, достаточно близко расположенных друг к другу. Данный подход позволил описать течение жидкости к стоку, представляющему собой искривленную вертикальную трещину, проходящую через всю толщину пласта. Дебиты узлов Q_i в горизонтальной плоскости определялись при решении системы уравнений, учитывающей интерференцию узлов:

$$\begin{aligned} Q_1 &= \frac{2\pi\varepsilon}{\ln R_k/r_w} \left(\left[P_f + \frac{1}{2\pi\varepsilon} \sum_{j=1}^n Q_j \ln \frac{r_{1j}}{R_k} \right] - P_{bi} \right) \\ Q_i &= \frac{2\pi\varepsilon}{\ln R_k/r_w} \left(\left[P_f + \frac{1}{2\pi\varepsilon} \sum_{j=1}^n Q_j \ln \frac{r_{ij}}{R_k} \right] - P_{bi} \right), \\ Q_n &= \frac{2\pi\varepsilon}{\ln R_k/r_w} \left(\left[P_f + \frac{1}{2\pi\varepsilon} \sum_{j=1}^n Q_j \ln \frac{r_{nj}}{R_k} \right] - P_{bi} \right) \end{aligned} \quad (1)$$

где Q_i, Q_j – дебит узла, P_f – пластовое давление; P_b – забойное давление; r_w – радиус скважины, R_k – радиус контура, r_{ij} – расстояние между узлами, ε – гидропроводность пласта.

Отличие трещины и СГО прежде всего заключается в появлении дополнительных фильтрационных сопротивлений для СГО. Известно несколько уравнений, которые позволяют учесть сходимость линий тока к стволу СГО (см. таблицу).

Уравнения, учитывающие сходимость линий тока к стволу СГО для непроницаемых кровли и подошвы пласта

Автор	Уравнение
Joshi S.D.	$Q_r = \frac{2\pi k L \Delta P / \mu}{\ln \left(\frac{h}{2r_w} \right)}$
Борисов Ю.П., Пилатовский В.П., Табаков В.П.	$Q_r = \frac{2\pi k L \Delta P / \mu}{\ln \left(\frac{h}{2\pi r_w} \right)}$
Butler R.M. (для эксцентричного расположения ствола)	$Q_r = \frac{2\pi k L \Delta P / \mu}{\ln \left(\frac{h}{2\pi r_w} \sin \frac{\pi Z_w}{h} \right)}$ для $Z_w > 3r_w$



Окончание таблицы

Автор	Уравнение
Butler R.M. (общее уравнение)	$\Delta P = \frac{Q_r \mu}{4\pi k L} \left\{ \ln \left(ch \frac{2\pi x}{h} - 1 \right) - \ln \left(ch \frac{2\pi r_w}{h} - 1 \right) \right\}$
Butler R.M. (для анизотропного пласта)	$Q_r = \frac{2\pi k_h L \Delta P / \mu}{\frac{h^*}{h} \ln \left(\frac{h^*}{2\pi r_w^*} \right)},$ где $h^* = h\beta$, $r_w^* = 0,5r_w(1+\beta)$, $\beta = \sqrt{k_h/k_v}$
Mukherjee H., Economides M.J.	$Q_r = \frac{2\pi k_h L \Delta P / \mu}{\frac{h^*}{h} \ln \left(\frac{h^*}{2r_w} \right)}$
Доманюк Ф.Н., Золотухин А.Б. (для ГС, залегающей под углом ϕ к вертикали)	$Q_r = \frac{2\pi k L \Delta P / \mu}{\beta \ln \left(\frac{2\beta h}{\pi \epsilon (1 - 2\delta^2/h^2) r_w} \sin \phi \right)},$ где $\beta = \sqrt{k_h/k_v}$, $\phi = \arctg(\tan \phi / \beta)$

Примечание. Q_r – дебит при моделировании в вертикальной плоскости, $\beta = \sqrt{k_h/k_v}$ – параметр анизотропии проницаемости пласта, L – суммарная длина стволов, δ – расстояние от центра ствола до срединной плоскости пласта.

Для расчета дебита скважины производится суммирование фильтрационных сопротивлений в вертикальной и горизонтальной плоскостях. Данный подход позволил учесть любую конфигурацию горизонтальных стволов и расположение работающих участков. Задача решена для установившегося и неустановившегося потока жидкости в пласте. Попутно создана и апробирована внешняя модель для программы Saphir. К сожалению, область применения данного расчетного метода связана только с пластами малой толщины, а еще точнее – малым отношением толщины пласта к длине ствола ГС. Прежде всего это вызвано приближенным учетом фильтрационного сопротивления при описании различными уравнениями притока в вертикальной плоскости к стволу горизонтальной скважины между непроницаемыми кровлей и подошвой пласта.

Использование сферического потока для описания трехмерного течения. Наиболее общее решение можно получить при использовании трехмерного потока жидкости к скважине. Это достигается введением сферического потока к узлам, моделирующим ствол любой скважины (рис.1). Данная идея не является новой, этот подход был описан еще в 90-е годы прошлого столетия Ozkan E., Raghavan R. [17], которые на основании этого подхода вывели ряд решений для различных типов потоков и границ пласта. В России данным направлением занимались Доманюк Ф.Н. и Золотухин А.Б. [5, 6]. Ими была предложена аппроксимация бесконечных сумм, возникающих при моделировании кровли и подошвы методом отображения стоков, при помощи приближенных аналитических зависимостей.

Непосредственное решение задачи с суммированием от $-\infty$ до $+\infty$ для учета непроницаемых кровли и подошвы никто не использовал. Хотя именно этот подход позволил бы описать приток жидкости к скважине с любой конфигурацией стволов. Вместо этого применялись различные упрощения задачи, при этом ряд решений Ozkan E., Raghavan R. также содержат бесконечные суммы, но от 1 до $+\infty$.

Поэтому была предпринята попытка непосредственного решения задачи напрямую, т.е. путем использования исходных уравнений притока к сферам, моделирующим ствол скважины. В основе предлагаемого алгоритма использовался подход, реализо-

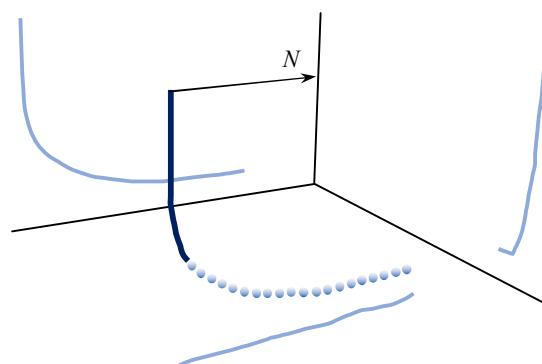


Рис.1. Представление ствола скважины различной конфигурации набором сфер



ванный ранее при решении системы уравнений (1), т.е. задача решалась с учетом интерференции отдельных узлов. Только в данном случае узлы представляли собой не вертикальные скважины как ранее для уравнения (1), а сферы. Для этого выведена система n уравнений с n неизвестными дебитами узлов:

$$\begin{aligned} Q_1 &= -\frac{4\pi\varepsilon}{\sum_{m=-\infty}^{\infty} \alpha_{1m}} \left(\left[P_f - \frac{1}{4\pi\varepsilon} \sum_{j=1}^n \left(Q_j \sum_{k=-\infty}^{k=\infty} \alpha_{1k} \right) \right] - P_{bi} \right) \\ Q_i &= -\frac{4\pi\varepsilon}{\sum_{m=-\infty}^{\infty} \alpha_{im}} \left(\left[P_f - \frac{1}{4\pi\varepsilon} \sum_{j=1}^n \left(Q_j \sum_{k=-\infty}^{k=\infty} \alpha_{ik} \right) \right] - P_{bi} \right), \\ Q_n &= -\frac{4\pi\varepsilon}{\sum_{m=-\infty}^{\infty} \alpha_{nm}} \left(\left[P_f - \frac{1}{4\pi\varepsilon} \sum_{j=1}^n \left(Q_j \sum_{k=-\infty}^{k=\infty} \alpha_{mk} \right) \right] - P_{bi} \right) \end{aligned} \quad (2)$$

где

$$\alpha_{im} = \frac{h}{\sqrt{r_w^2 + (-2hm)^2}} + \frac{h}{\sqrt{r_w^2 + (-2hm - 2Z_{wi})^2}} - \frac{h}{\sqrt{R_k^2 + (-2hm)^2}} - \frac{h}{\sqrt{R_k^2 + (-2hm - 2Z_{wi})^2}}; \quad (3)$$

$$\alpha_{ik} = \frac{h}{\sqrt{R_k^2 + (-2hk)^2}} + \frac{h}{\sqrt{R_k^2 + (-2hk - 2Z_{wi})^2}} - \frac{h}{\sqrt{r_{ij}^2 + (-2hk)^2}} - \frac{h}{\sqrt{r_{ij}^2 + (-2hk - 2Z_{wi})^2}}, \quad (4)$$

здесь h – толщина пласта; Z_{wi} – расстояние от подошвы пласта до центра узла.

Как и для предыдущего алгоритма расчета в данном случае при использовании сферического потока возможно задание различных забойных давлений в узлах, что позволяет учитывать потери на трение и влияние гидрозатворов в различных типах скважин.

Отработка алгоритма выполнялась при помощи созданной внешней программы для Saphir следующим образом. Сопоставляя значения суммарных дебитов узлов для радиального и сферического установившихся потоков рассчитывался псевдоискрин-эффект для ГС. Далее это значение подставлялось в разработанный ранее алгоритм для интерпретации кривой восстановления давления (КВД) [7], и полученное решение сопоставлялось с эталонным решением по программе Saphir для частных случаев – горизонтальной и вертикальной скважин.

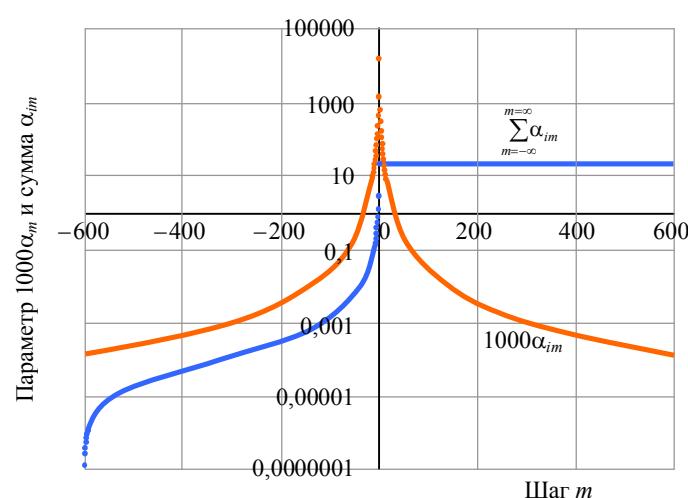


Рис.2. Пример зависимости параметров $1000\alpha_{im}$ и $\sum_{m=-\infty}^{\infty} \alpha_{im}$ от шага m при суммировании от $-\infty$ до $+\infty$

В качестве $-\infty$ и $+\infty$ в системе уравнений (2)-(4) использовались конечные числа, при выходе за которые влияние последующих слагаемых чрезвычайно мало (рис.2).

Результаты моделирования для сферического потока. После апробации и проверки алгоритма выполнено моделирование для СГО, которое привело к интересному выводу. В однородном пласте при одинаковом забойном давлении без влияния соседних скважин, согласно уравнению Butler R.M., приток к трещине представляет собой U-образный профиль [7, 13]. Этую же тенденцию повторяет профиль притока, рассчитанный при помощи системы уравнений (1) с использованием уравнений для радиального потока. Для сферического потока при моделировании ГС ко-



нечные узлы имеют гораздо меньший приток, т.е. U-образный профиль разглаживается. В частности, для условий расчета, представленных на рис.3, приток для конечных узлов снижается более чем в два раза. Это можно объяснить меньшим притоком к узлу-сфере по сравнению с притоком к узлу-вертикальной скважине.

Близость профилей притока для радиально-го и сферического потоков характерна только при малых толщинах пласта, а еще точнее – при малом отношении толщины к длине ствола (рис.3). При этом замечено, что именно для этого условия сходимость системы (2)-(4) становится хуже, однако здесь вполне возможно использование системы уравнений (1). При отношении вертикальной проницаемости к горизонтальной меньше единицы $k_z/k_r < 1$, что является типичной практикой для большинства коллекторов, сходимость решения системы (2)-(4), наоборот, улучшается, но из-за необходимости введения более частого расположения узлов в этом случае увеличивается время счета.

При отработке алгоритма для вертикальных совершенных скважин замечено, что профиль притока из-за погрешности расчетов сумм не является постоянным, как это следует из уравнения для радиального потока (рис.4). Конечные узлы обычно имеют разброс, однако суммарный дебит узлов совпадает с дебитом скважины до шестого знака после запятой. Кроме того, в процессе расчетов замечено, что частое разбиение на узлы приводит к появлению неустойчивого решения, в связи с чем существует ограничение на количество узлов по толщине пласта. В среднем расстояние между узлами должно быть вдвое больше диаметра сферы. Для скважины с частичным вскрытием, как и ожидалось, наблюдается наибольший приток со стороны крайних интервалов перфорации или конечных участков ствола, удаленных от кровли или подошвы (рис.4). Для условия $k_z/k_r < 1$ профиль притока к вертикальной скважине с частичным вскрытием становится более ровным. К недостаткам предлагаемого способа можно отнести только возрастание времени счета для низкой вертикальной проницаемости в $1/\sqrt{k_z/k_r}$ раз.

Используемый подход позволяет учесть различную конфигурацию ствола (стволов) скважины, различные работающие участки ствола (стволов), меняющееся положение ствола относительно кровли и подошвы, различное забойное давление по длине ствола (стволов) для учета потерь на трение или влияние гидрозатвора. Например, ГС с множественными трещинами ГРП моделируется набором узлов-сфер для ствола скважины и набором узлов-вертикальных скважин для трещин. Принципиальным ограничением метода является его использование для слабосжимаемых флюидов, что обусловлено применением метода суперпозиций. Однако введение псевдофункций давления вместо давления позволяет получать приближенное решение и для движения газов в пласте. Другим условием работы алгоритма является необходимость равномерного распределения узлов для моделирования ствола скважины.

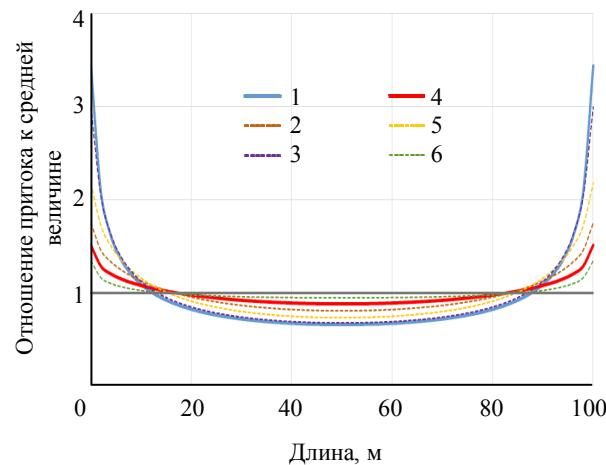


Рис.3. Профиль притока к трещине (радиальный поток) и к ГС (сферический поток) для различных толщин пласта

1 – радиальный поток $h = 9,144$ м; 2 – сферический $h/2$;
3 – сферический $h/10$; 4 – сферический $h = 9,144$ м;
5 – сферический $h/4$; 6 – сферический $10h$

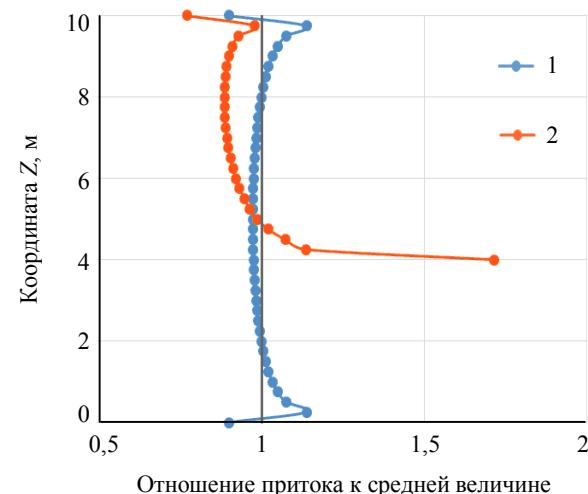


Рис.4. Профиль притока с использованием сферического потока к совершенной вертикальной скважине и скважине с частичным вскрытием
1 – совершенная скважина; 2 – частичное вскрытие

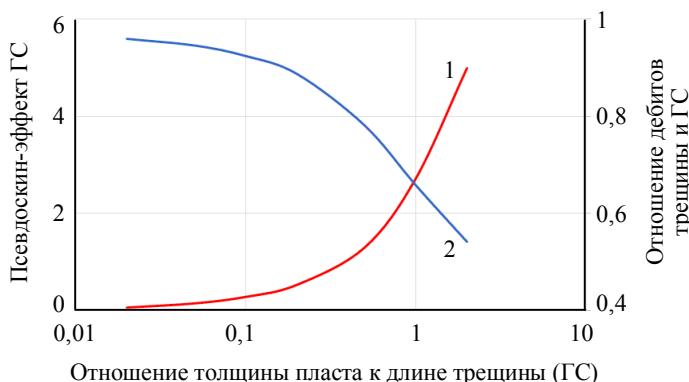


Рис.5. Зависимость псевдоскин-эффекта ГС и отношения дебитов ГС и трещины от отношения толщины пласта к длине трещины (ГС)
1 – псевдоскин-эффект ГС; 2 – отношение дебитов

Расчет суммарных дебитов узлов-сфер и узлов-вертикальных скважин позволяет определить псевдоскин-эффект, обусловленный сходимостью линий тока, для СГО и наклонных скважин

$$S_{hw} = \frac{1}{\sum_{i=1}^n Q_{c\phi}} - \frac{1}{\sum_{i=1}^n Q_{rad}}, \quad (5)$$

где $\sum_{i=1}^n Q_{c\phi}$ – безразмерный суммарный приток узлов-сфер при использовании сферического потока для ГС; $\sum_{i=1}^n Q_{rad}$ – безразмерный суммарный приток узлов-вертикальных скважин при использовании радиального потока для трещины.

В свою очередь этот псевдоскин-эффект дает возможность интерпретации КВД для самых различных типов скважин в созданной внешней программе к Saphir.

Сравнение притока к трещине и ГС. Некоторые специалисты, например [10], пренебрегают псевдоскин-эффектом и используют для СГО решения, полученные для трещины, полностью игнорируя при этом сходимость линий к точечному стоку в полосе между непроницаемыми кровлями и подошвой. Однако это отличие может быть существенным. Результаты расчетов, представленные на рис.5, подтверждают, что дебит трещины всегда выше дебита ГС, причем это отличие увеличивается при малых длинах трещины (ГС) или больших соотношениях толщины пласта к длине ствола (трещины) h/L . Псевдоскин-эффект, как и следовало ожидать, увеличивается с ростом h/L . Если пласт анизотропный, то вместо отношения h/L (рис.5) следует использовать параметр $h/(L\sqrt{k_z/k_r})$, который обычно больше, чем h/L . В связи с этим актуальность учета отличия ГС от трещины возрастает для анизотропного пласта.

Приток к перфорационным отверстиям. Широко известно, что способы первичного и вторичного вскрытия пластов оказывают значительное влияние на продуктивные характеристики скважины. Несовершенство вертикальных скважин по степени вскрытия рассматривалось еще в работах Маскета М., Козени И., Щурова В.И., Чарного И.А., Пирведяна А.М., Глаговского М.М., Хейна А.Т. В целом, как отмечает Чарный И.А., решение задачи частичного вскрытого пласта представляет собой значительные сложности в связи с необходимостью решения бесконечного числа уравнений с бесконечным числом неизвестных. Поэтому в большинстве случаев авторы прибегают к различным упрощениям либо к использованию метода электрогидродинамической аналогии (ЭГДА). Еще более сложными являются задачи по определению дополнительных фильтрационных сопротивлений, обусловленных несовершенством скважины по характеру вскрытия, т.е. за счет наличия перфорационных отверстий [11].

Предложенный способ позволяет учесть различное частичное вскрытие для вертикальных, наклонно-направленных скважин и СГО. Дополнительно возможно описание притока к перфорационным отверстиям скважины. Для этого необходимо представить эти отверстия в виде набора узлов-сфер с диаметром перфорационных отверстий. Выполненное абстрактное моделирование перфорационных отверстий подтвердило значительное влияние на продуктивные характеристики скважины (рис.6-7): коэффициент анизотропии, долю прострелянной или просверленной толщины пласта, расстояние между перфорационными отверстиями, диаметр перфорационных отверстий.

Полученные закономерности не являются новыми и были получены ранее различными авторами. Принципиальным отличием данной работы является возможность непосредственного расчета по аналитическим зависимостям притока к перфорационным отверстиям для самых различных вариантов вместо использования эмпирических формул, численного моделирования или результатов ЭДГА. В связи с этим данный способ обладает большими возможностями по сравнению с известными способами.



Результаты расчетов (рис.6, 7) представлены по отношению к дебиту совершенной скважины. Для того, чтобы снизить погрешность определения данного параметра, учитывая различный диаметр скважины и перфорационных отверстий, было выполнено моделирование вертикальной совершенной скважины путем задания узлов-вертикальных скважин, проходящих по периметру сечения скважины с диаметром, равным диаметру перфорационных отверстий.

Отношение дебита несовершенной скважины к дебиту совершенной по сути и является параметром ОП (отношением фактической продуктивности к потенциальной) при условии постоянства депрессии. Составляющая скин-эффекта, обусловленная наличием перфорационных отверстий, бывает различной в зависимости от гидропроводности пласта.

В целом использование данного подхода позволяет вычленить составляющую из суммарного скин-эффекта и в связи с этим более точно рассчитать сам скин-эффект, обусловленный измененными свойствами призабойной зоны или наличием трещины (трещин), проходящей через ствол скважины. Заметим, что в коммерческих программах, например Saphir [14], учитывается только частичное вскрытие, но перфорационные отверстия не рассматриваются. Поэтому использование предлагаемого подхода позволяет выполнить уточнение скин-эффекта.

Полученные данные показывают, что дебит скважины может быть как выше, так и ниже дебита совершенной скважины. Данная тенденция прежде всего зависит от коэффициента анизотропии, плотности перфорационных отверстий на метр толщины пласта, длины отверстий. Чаще всего несовершенство по характеру вскрытия является именно несовершенством, т.е. дополнительным фильтрационным сопротивлением. Но при благоприятных условиях перфорация может снизить фильтрационное сопротивление по сравнению с совершенной скважиной, т.е. улучшить скин-эффект и параметр ОП. Отсюда следует очевидный вывод о необходимости увеличения длины и диаметра перфорационных отверстий. Для этого предпринимаются различные попытки использования технологии радиального вскрытия RadTech и применения сверлящих перфораторов, однако решение этой задачи далеко от совершенства.

Представляет интерес профиль притока к узлам-сферам, моделирующим перфорацию. Как и ожидалось, основной приток характерен для концов перфорационных отверстий или наиболее удаленных от скважины узлов. Данная закономерность была ранее обнаружена для ГС и МГС различными авторами, в том числе и в наших ранних исследованиях [7]. В связи с этим для однородного по площади пласта рекомендуется разводить как можно дальше друг от друга перфорационные отверстия с целью уменьшения их взаимовлияния.

Наибольший приток на концах перфорационных отверстий позволяет объяснить вполне приемлемые значения параметра ОП и скин-эффекта по гидродинамическим исследованиям при явном ухудшении свойств некоторой зоны пласта после первичного вскрытия, которое наблюдается по петрофизическим исследованиям. Причина в том, что при выходе перфорационных отверстий за пределы ухудшенных свойств пласта практически не важно, какая доля дебита приходится на начальные участки перфорации, так как их участие в этих случаях минимальное.

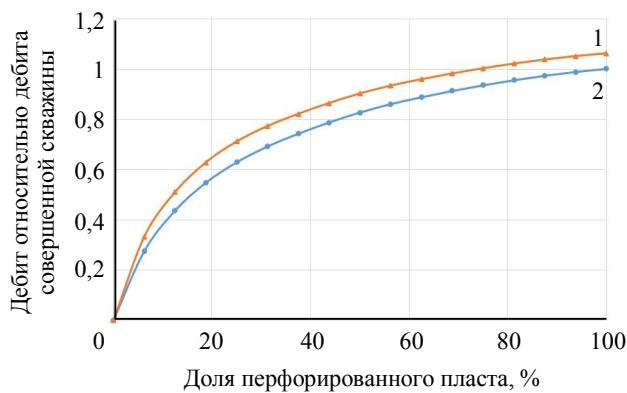


Рис.6. Влияние длины перфорационных отверстий l и доли прострелянной толщины пласта на дебит скважины

1 – $l = 0,3 \text{ м}$; 2 – $l = 0,2 \text{ м}$

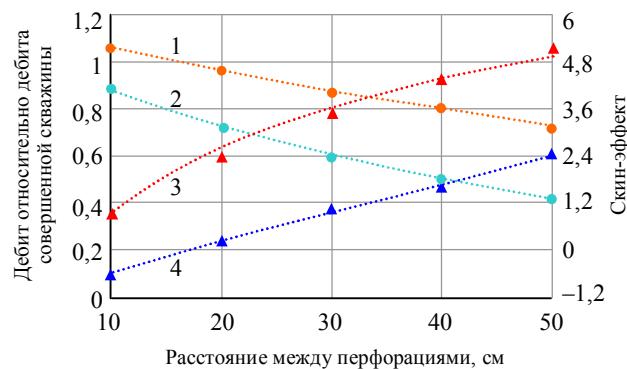


Рис.7. Влияние расстояния между перфорациями и анизотропии пласта на дебит скважины и скин-эффект

Дебит: 1 – $kz/kr = 1$; 2 – $kz/kr = 0,1$
Скин-эффект: 3 – $kz/kr = 0,1$; 4 – $kz/kr = 1$



Выводы. Моделирование работающих участков ствола (стволов, перфорационных отверстий) набором узлов-сфер и решение системы аналитических уравнений для каждого узла с учетом их интерференции позволяет решить ряд проблем:

- заменить большое разнообразие аналитических формул, описывающих установившийся приток жидкости к различным типам скважин с различным работающими участками ствола (стволов);
 - найти решения для тех случаев, которые не могут быть описаны аналитическими уравнениями либо описаны с большими допущениями;
 - описать приток к перфорационным отверстиям, тем самым повысив точность определения скин-эффекта или параметра ОП;
 - выбрать наиболее эффективную систему дренажа скважины с учетом особенностей коллектора.
- Выполненное моделирование подтвердило ряд известных закономерностей:
- наибольшая плотность притока жидкости характерна для конечных участков ствола (стволов, перфорационных отверстий);
 - отличие дебитов ГС и трещины одной длины возрастает с увеличением соотношения толщины пласта к длине ствола;
 - на продуктивные характеристики скважины при вторичном вскрытии значительное влияние оказывают коэффициент анизотропии, доля прострелянной или просверленной толщины пласта, расстояние между перфорационными отверстиями и другие.

Показано, что ухудшенные свойства пласта при первичном вскрытии практически не влияют на суммарный скин-эффект, определяемый по гидродинамическим исследованиям, в связи с тем, что основной приток приходится на конечные участки перфорационных отверстий.

ЛИТЕРАТУРА

1. Алиев З.С. Обоснование конструкции горизонтальных и многоствольно-горизонтальных скважин для освоения нефтяных месторождений / З.С.Алиев, Б.Е.Сомов, В.Ф.Чекушин. М.: Издательство «Техника», ООО «Гума групп», 2001. 192 с.
2. Басниев К.С. Методы расчетов дебитов горизонтальных, наклонных и многоствольных газовых скважин / К.С.Басниев, З.С.Алиев, В.В.Черных. М.: ИРЦ ОАО «Газпром», 1999. 47 с.
3. Борисов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений горизонтальными и многозабойными скважинами / Ю.П.Борисов, В.П.Пилатовский, В.П.Табаков. М.: Недра, 1964. 154 с.
4. Григорян А.М. Вскрытие пластов многозабойными и горизонтальными скважинами. М.: Недра. 1969. 192 с.
5. Доманюк Ф.Н. Разработка аналитических методов прогнозирования производительности горизонтальных и сложнопрофильных скважин: Автoref. дисс. ... канд. техн. наук / Российский государственный университет нефти и газа им. И.М.Губкина. М., 2012. 24 с.
6. Доманюк Ф.Н. Определение производительности скважины с прямолинейным профилем в вертикально-изотропном пласте / Ф.Н.Доманюк, А.Б.Золотухин // Нефтяное хозяйство. 2011. № 5. С. 92-95.
7. Иктисанов В.А. Гидродинамические исследования и моделирование многоствольных горизонтальных скважин. Казань: Изд-во «Плутон», 2007. 124 с.
8. Иктисанов В.А. Моделирование движения жидкости к скважинам различной конфигурации при помощи сферического потока // Нефтяное хозяйство. 2018. № 5. С. 52-55. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-5-52-55
9. Интерпретация результатов гидродинамических исследований скважин методами регуляризации / М.Х.Хайруллин, Р.С.Хисамов, М.Н.Шамсиев, Р.Г.Фархуллин. М.-Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика»; Институт компьютерных исследований, 2006. 172 с.
10. Насыбуллин А.В. К определению дебита горизонтальной скважины на установившемся режиме в элементе заводнения / А.В.Насыбуллин, В.Ф.Войкин // Георесурсы. 2015. № 4. Ч. 2. С.35-38. DOI: 10.18599/grs.63.4.22
11. Токарев Г.М. Совершенствование вскрытия продуктивных пластов в сложных технологических условиях / Г.М.Токарев, Н.М.Токарева, М.А.Токарев // Нефтегазовое дело. 2013. № 1. С. 232-239.
12. Aziz K.A. General Single-Phase Wellbore/Reservoir Coupling Model for Multilateral Wells // Society of Petroleum Engineers. 2001. Vol. 4. Iss. 4. P. 327-335. DOI: 10.2118/72467-PA
13. Butler R.M. Horizontal wells for the recovery of oil, gas and bitumen. Petroleum Society of the CIM Monograph, 1997. P. 224.
14. Houzé O. Dynamic Data Analysis -v.5.10.01 / O.Houzé, D.Viturat, O.S.Fjaere // KAPPA 1988-2016. 708 p.
15. Iktissanov V.A. Pressure Transient Analysis and Simulation of Nonconventional Wells // Society of Petroleum Engineers. SPE Russian Oil and Conference and Exhibition 26-28 October 2010. Moscow, Russia. DOI: 102118/133477-MS
16. Litvinenko V.S. Monitoring and control of the drilling string and bottomhole motor work dynamics / V.S.Litvinenko, M.V.Dvoynikov. Leiden, The Neverlands: CRC Press / BalkemaTopical Issues of Rational Use of Natural Resources. 2019. Vol. 2. Iss. 1. P. 804-809.
17. Ozkan E. New solutions for Well-Test-Analysis Problems: Part 1 – Analytical Considerations / E.Ozkan, R.Raghavan // Society of Petroleum Engineers. 1991. Vol. 6. Iss. 3. P. 359-378. DOI: 2118/18615-PA
18. Wolfsteiner C. Approximate Model for Productivity of Nonconventional Wells in Heterogeneous Reservoirs / C.Wolfsteiner, L.J.Durlofsky, K.Aziz // Society of Petroleum Engineers. 2000. Vol. 5. Iss. 2. P. 218-226.

Автор В.А.Иктисанов, д-р техн. наук, профессор, iktissanovv@yandex.ru (Татарский научно-исследовательский и проектный институт нефти, Бугульма, Республика Татарстан, Россия).

Статья поступила в редакцию 22.08.2019.

Статья принята к публикации 03.02.2020.