

УДК 622.276.1/4.001.57

Е.В. Юдин, главный менеджер, e-mail: YudinEV@yungjsc.com; **А.А. Лубнин**, ведущий специалист, ООО «РН-Юганскнефтегаз»; **А.П. Рошкетаяев**, к.ф.-м.н., главный научный сотрудник, ООО «РН-УфанИПИнефть»

ОЦЕНКА КОЭФФИЦИЕНТА ОХВАТА СЕТКОЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ДАННЫХ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

SWEEP EFFICIENCY ESTIMATION USING PRODUCTION DATA

E.V. Yudin, A.A. Lubnin, LLS «RN-Yuganskneftegas»; A.P. Roschektaev, LLC «RN-UfaNIPIneft»

In this paper analytical expression for the sweep efficiency and the calculation of involved reserves in heterogeneous reservoirs are derived. It is assumed that the producing formation is a set of sand bodies, separated by low-permeability zones.

Some of the bodies are penetrated by productions and injections wells. The oil in these bodies is displaced by injected agent. Other bodies are penetrated only by producers and depletion occurs in this case. The third group of bodies is not penetrated by neither type of wells or injectors alone. Such reserves are not involved in development.

The paper presents algorithms for determining the sweep efficiency and involved reserves of such reservoirs. Proposed techniques have been tested on actual data of RN-Yuganskneftegas LLS field. A distinctive feature of the article submitted is that calculation of the considered coefficients is based on the sand-body distribution function obtained from the production data.

Keywords: sweep efficiency, production data, heterogeneous reservoir, sand-body distribution function.

Коэффициент охвата вытеснением $K_{\text{охв}}$ является важнейшей характеристикой, отражающей эффективность планируемой и существующей систем разработки нефтяного месторождения – плотность, схему размещения и тип заканчивания скважин. Данный показатель определен как отношение нефтенасыщенного объема продуктивного пласта, охваченного процессом вытеснения, ко всему нефтенасыщенному объему пласта в выбранном расчетном контуре. Вычисление коэффициента охвата необходимо для прогнозирования целевого коэффициента извлечения нефти. При разработке месторождения с использованием технологии вытеснения целевой КИН рассчитывают по модифицированной формуле академика А.Н. Крылова:

$$\text{КИН} = K_{\text{выт}} \cdot K_{\text{охв}} = K_{\text{выт}} \cdot K_{\text{охв}_S} \cdot K_{\text{охв}_H} \quad (1)$$

где $K_{\text{выт}}$ – коэффициент вытеснения нефти закачиваемым агентом (определяется по лабораторным исследованиям керна), $K_{\text{охв}_S}$ и $K_{\text{охв}_H}$ – коэффициенты охвата вытеснением по площади и по мощности пласта соответственно.

На значение коэффициентов $K_{\text{охв}_S}$ и $K_{\text{охв}_H}$ оказывают влияние неоднородное строение залежи, вертикальная расчлененность и зональная прерывистость пластов. Если существует гидродинамическая модель месторождения, корректно воспроизводящая особенности строения залежи, то вычисление коэффициента охвата не составляет большого труда. Однако длительность адаптации, неопределенность и недостаток входных данных, необходимых для инициализации модели, могут ограничивать применение 3D-симуляторов для прогнозирования как $K_{\text{охв}}$, так и $K_{\text{охв}_S}$, $K_{\text{охв}_H}$.

Что касается коэффициента охвата по мощности $K_{\text{охв}_H}$, представляющего собой отношение площади вертикального сечения, охваченного вытесняющим агентом к общей площади сечения, то для его определения можно воспользоваться аналитическими моделями, например, представленными в работах [5, 6]. Данные методы учитывают наиболее важные факторы, влияющие на $K_{\text{охв}_H}$: соотношение подвижностей нефти и вытесняющего агента, а также степень неоднородности пласта по проницаемости.

При разработке месторождения с неоднородным строением коллектора на величину коэффициента охвата по площади $K_{\text{охв}_S}$ главным образом оказывает влияние схема размещения скважин. В работе [3] данный коэффициент называется коэффициентом охвата сеткой скважин и выражается следующим образом:

$$K_{охв_S} = e^{-\alpha S^1}, \tag{2}$$

где α – коэффициент снижения охвата дренированием с увеличением удельной площади на скважину, S^1 – удельная плотность проектной сетки, га/скв.

Коэффициент α можно также выразить как

$$\alpha = \frac{w^2}{d^2},$$

где w – средняя доля неколлектора по площади нефтяного пласта, дл. ед., d – шаг хаотической изменчивости свойств пласта, м.

Недостатки данного эмпирического метода заключаются в сложности определения параметров, входящих в формулу. Значение доли неколлектора сильно зависит от результатов интерпретации данных ГИС на скважине – алгоритма выделения коллектора. Шаг хаотической изменчивости свойств пласта d является трудно формализуемым параметром.

Существуют также методы оценки коэффициента охвата сеткой скважин с помощью анализа данных геофизических исследований (ГИС) группы скважин: «метод kh-ratio» [9] и «метод Стайлса» (Stiles) [10]. В рассматриваемых работах обсуждается применение методов для анализа потенциала уплотняющего бурения. Основные недостатки представленных методов заключаются в неопределенности при построении зависимости «связность/расстояние между скважинами», вызванной большим разбросом получаемых с помощью предлагаемых алгоритмов точек.

В данной работе предлагается алгоритм определения коэффициента охвата сеткой и коэффициента вскрытия нефтеносных пластов. При эксплуатации неоднородного коллектора могут существовать тела, не вскрытые ни одной или вскрытые лишь нагнетательной скважиной, поэтому $K_{охв_S} \leq K_{вскр_S}$. Где $K_{вскр_S}$ – коэффициент вскрытия запасов сеткой скважин, учитывающий полноту вовлечения эксплуатационного объекта в разработку. Данный показатель определяют так [4]:

$$K_{вскр_S} = 1 - \frac{V^*}{V}. \tag{3}$$

V^* – суммарный объем не вовлеченных в разработку (невскрытых добывающими скважинами) нефтенасыщенных песчаных тел в пределах рассматриваемого участка, V – общий объем песчаных тел.

С использованием зависимости $K_{вскр_S}(S^1)$ можно оценить потенциал уплотняющего бурения, кроме того, коэффициент вскрытия можно использовать в качестве первого приближения при оценке $K_{охв_S}$ расчлененного коллектора.

Предлагаемый в статье метод определения $K_{вскр_S}$ и $K_{охв_S}$ основан на использовании функции распределения песчаных тел по размерам. Основное преимущество предлагаемого подхода заключается в согласованности характеристик распределения песчаных тел по размерам с данными эксплуатации скважин, разрабатывающих неоднородный пласт. Примеры моделей работы скважины в пластах с различным строением подробно изложены в работах [1, 2]. Таким образом, приведенная в статье методика позволяет получать оценки коэффициента вскрытия и коэффициента охвата по площади сеткой скважин, согласованные с данными добычи. Результаты, представленные в статье, могут применяться для определения наилучшей системы разработки нефтяного месторождения, оптимизации существующей схемы, планирования нефтеотдачи пластов и месторождения в целом.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ПЕСЧАНЫХ ТЕЛ ПО РАЗМЕРУ ИЗ ДАННЫХ ЭКСПЛУАТАЦИИ

В работах [1, 2] авторами были изложены алгоритмы идентификации па-

раметров распределения песчаных тел по размеру по данным эксплуатации скважин, вскрывающих расчлененный коллектор линзовидного строения. Метод основан на предложении, что распределение линз по размеру в конкретной зоне имеет известный закон, параметры которого могут быть найдены с помощью решения обратной задачи определения динамики дебитов скважин после запуска и использования фактических данных добычи жидкости, замеров обводненности и забойного давления всех добывающих скважин в пределах выбранной области месторождения.

В данных работах авторами рассматривался пример логнормального распределения песчаных тел по размеру. На основе полученного распределения моделируется работа скважины, вскрывающей расчлененный пласт. Описание работы данной скважины сводится к описанию многопластовой системы с использованием сопряжения решений уравнения пьезопроводности на граничных условиях на скважине, причем геометрические размеры пластов вычисляются из параметров распределения. Параметры распределения уточняются из данных добычи с помощью регрессионных алгоритмов минимизации ошибки отклонения расчетных и фактических динамик работы скважин.

Таким образом, можно получить распределение песчаных тел по размеру, параметры которого учитывают данные эксплуатации скважин. В следующих разделах будет показано, как использовать данное распределение для оценки коэффициента вскрытия и охвата сеткой скважин.

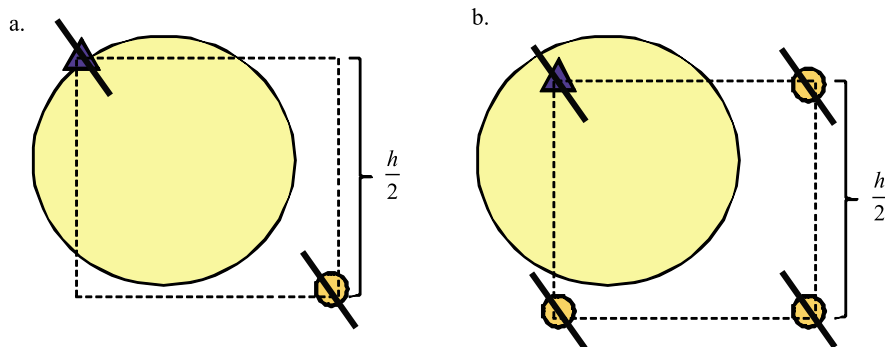


Рис. 1. Пример расположения скважин и песчаного тела в элементе симметрии: а) пятиточечной системы разработки, б) девятиточечной системы разработки

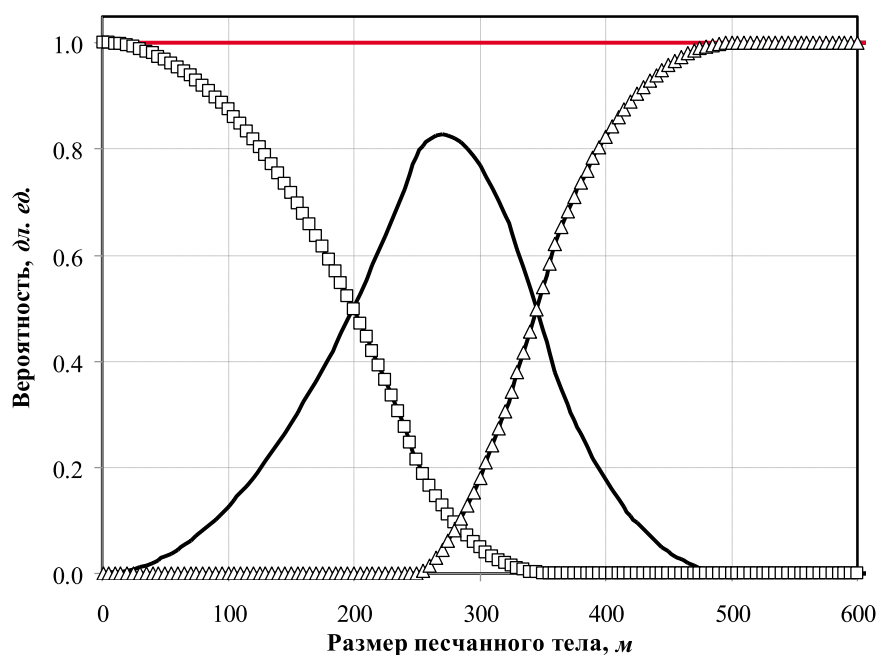


Рис. 2. Зависимости вероятностей для песчаных тел различных размеров в пятиточечной системе разработки:

- – вероятность p_0 , что тело не вскрывает ни одна скважина,
- – вероятность p_1 , что тело вскрывает одна (нагнетательная или добывающая) скважина,
- △ – вероятность p_2 , что тело вскрывают две скважины (нагнетательная и добывающая),
- – $p_0+p_1+p_2=1$.

ВЗАИМНОЕ РАСПОЛОЖЕНИЕ СКВАЖИНЫ И ПЕСЧАНОГО ТЕЛА

Рассмотрим песчаное тело и сетку скважин (см. рис. 1). Для произвольной (примем для определенности – пятиточечной) системы разработки (рис. 1а) существует несколько вариантов взаимного расположения скважин и песчаного тела в пределах элемента симметрии системы разработки:

0. Тело не вскрывает ни одна скважина,
1. Тело вскрывает одна (нагнетательная или добывающая) скважина,
2. Тело вскрывает две скважины (нагнетательная и добывающая).

Обозначим вероятности 0-го, 1-го и 2-го случаев через p_0 , p_1 , p_2 соответственно. Для определения коэффициентов вскрытия и охвата сеткой скважин необходимо знать зависимость данных вероятностей от размера тела: $p_i(r)$. В общем случае, когда тела имеют сложную форму или необходим учет трещины ГРП значительной протяженности, вычисление данных вероятностей может потребовать использования метода Монте-Карло [8]. В элемент разработки случайным образом «набрасываются» песчаные тела заданного размера/

формы и подсчитывается количество событий, в которых данное тело вскрывается одновременно нагнетательной и добывающей скважиной. В случае когда песчаное тело имеет относительно простую форму, система разработки регулярная, а полудлина трещин ГРП много меньше среднего расстояния между скважинами, эти вероятности p_0 , p_1 , p_2 можно вычислить аналитически.

Рассмотрим пример, когда песчаное тело в разрезе имеет форму круглой линзы. Определим вероятность того, что линза не вскрывается ни одной скважиной, как отношение площади, в которую может попасть центр песчаного тела данного размера, чтобы его не вскрыла ни нагнетательная, ни добывающая скважина, ко всей площади элемента симметрии системы разработки. Аналогично определим вероятность того, что песчаное тело вскрывает одна скважина и две скважины. Для пятиточечной системы в зависимости от размера песчаного тела вероятности вычисляются из геометрических соотношений. На рисунке 2 изображены зависимости рассматриваемых вероятностей от размера тела для плотности сетки скважин 25 га/скв. Так как три рассматриваемых случая включают все

возможные события (тело вскрывает одна, две или вообще не вскрывает ни одна из скважин), то очевидно, что: $p_0+p_1+p_2=1$, что также изображено на графике. Заметим, что так как нагнетательная и добывающая скважины расположены симметрично в системе разработки, то вероятность того, что тело вскрывает нагнетательная скважина, равна вероятности того, что тело вскрывает добывающая скважина. Так как $p_1=p_{1н}+p_{1д}$, то $p_{1н}=p_{1д}=\frac{1}{2}p_1$,

где $p_{1н}$ и $p_{1д}$ – вероятности того, что тело данного размера вскрывают нагнетательная и добывающая скважина соответственно.

Очевиден характер взаимного расположения зависимостей $p_i(r)$ на графике: величина $p_0(r)$ – отлична от нуля преимущественно слева в области малых тел, $p_2(r)$ – отлична от нуля справа в области больших тел, максимальное значение $p_1(r)$ лежит между наибольшими значениями $p_0(r)$ и $p_2(r)$.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ВСКРЫТИЯ И КОЭФФИЦИЕНТА ОХВАТА СЕТКОЙ СКВАЖИН С ПОМОЩЬЮ ПОЛУЧЕННОГО РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ПЕСЧАНЫХ ТЕЛ

В предыдущем пункте были найдены вероятности того, что тело данного размера вскрывает одна, две или не вскрывает вообще ни одна из скважин элемента симметрии. С помощью данных величин можно вычислить вероятность для тела данного размера быть не вовлеченным в разработку, то есть быть вскрытым только нагнетательной или вообще не быть вскрытым ни одной из скважин: $p^{невскр}(r)=p_0(r)+p_{н1}(r)$. Учитывая симметричность положения нагнетательной и добывающей скважин в элементе пятиточечной системы разработки, для вероятности тела быть вовлеченным в разработку получим: $p^{вскр}(r)=1-p_0(r)-0,5p_1(r)$. Одновременно с этим существует также вероятность появления тела данного размера. Она выражается через функцию плотности вероятности распределения песчаных тел по размеру $f(r)$, полученную на основе данных эксплуатации нефтяных скважин [1, 2]. Перемножив вероятность тела данного размера быть вскрытым добывающей скважи-

ной $p^{вскр}(r)$ на плотность вероятности возникновения данного тела $f(r)$, получим модифицированную плотность вероятности, отражающую функцию распределения для тел, вовлеченных в разработку (вскрытых добывающими скважинами):

$$f^{вскр}(r) = [1 - p_0(r) - 0,5p_1(r)]f(r).$$

Аналогично вычислим модифицированную плотность вероятности для дренируемых тел $f^{дрен}(r)$ (то есть для тел, вскрываемых как нагнетательными, так и добывающими скважинами), а также для тел, вскрываемых только добывающими скважинами $f^{несв}(r)$ (то есть для тел, не связанных с системой поддержания пластового давления). Для пятиточечной системы разработки имеем:

$$f^{дрен}(r) = p_2(r)f(r), \quad f^{несв}(r) = 0,5p_1(r)f(r).$$

На рисунке 3 изображены модифицированные плотности вероятностей $f^{вскр}(r)$, $f^{дрен}(r)$, $f^{несв}(r)$ соответственно вовлеченных, дренируемых тел и тел, не связанных с системой ППД, а также плотность вероятности распределения песчаных тел по размерам $f(r)$. Проинтегрировав модифицированную плотность вероятностей $f^{овл}(r)$ по всем размерам тел, получим оценку коэффициента вскрытия нефтеносного пласта сеткой скважин:

$$K_{вскр_S} = \int_0^{+\infty} f^{вскр}(r) dr = \int_0^{+\infty} [1 - p_0(r) - 0,5p_1(r)]f(r) dr. \quad (4)$$

Для вычисления коэффициента охвата сеткой скважин определим долю запасов нефти, охватываемую заводнением, то есть часть песчаных тел, вскрываемых как нагнетательными, так и добывающими скважинами:

$$K_{охв_S} = \int_0^{+\infty} f^{дрен}(r) dr = \int_0^{+\infty} p_2(r)f(r) dr. \quad (5)$$

Также можно определить среднюю несвязность коллектора с системой поддержания пластового давления:

$$K_{несв} = \frac{\int_0^{+\infty} f^{несв}(r) dr}{\int_0^{+\infty} [f^{дрен}(r) + f^{несв}(r)] dr} = \frac{\int_0^{+\infty} 0,5p_1(r)f(r) dr}{\int_0^{+\infty} [0,5p_1(r) + p_2(r)]f(r) dr}. \quad (6)$$

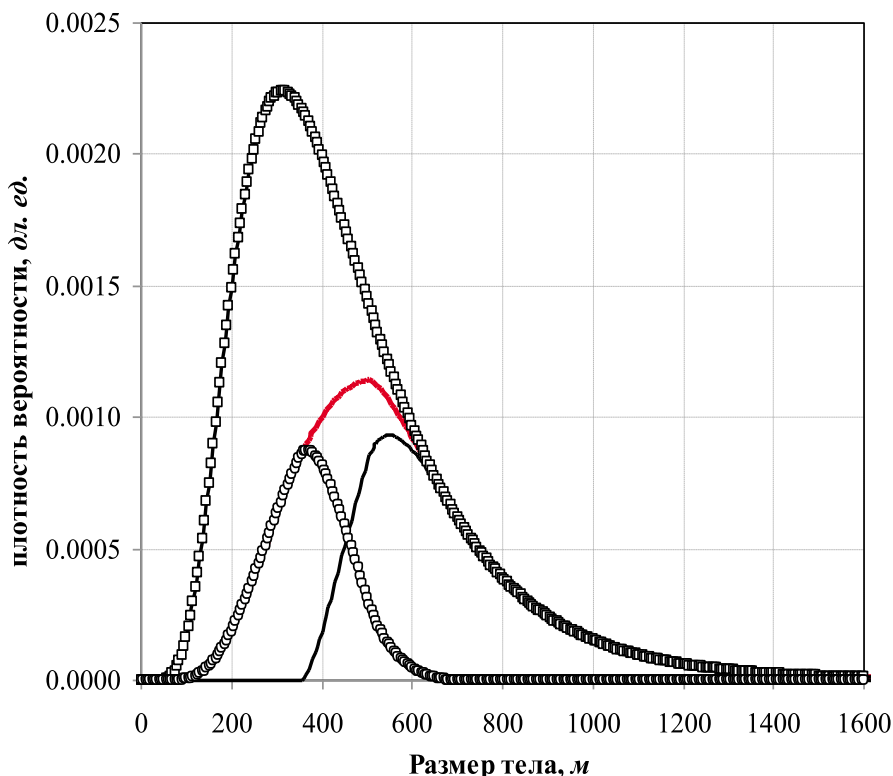


Рис. 3. Определенные из данных эксплуатации:
 □ – плотность вероятности распределения песчаных тел по размерам, $f(r)$,
 — — модифицированные плотности вероятностей $f^{вскр}(r)$,
 — — модифицированные плотности вероятностей $f^{дрен}(r)$,
 ○ – модифицированные плотности вероятностей $f^{несв}(r)$.

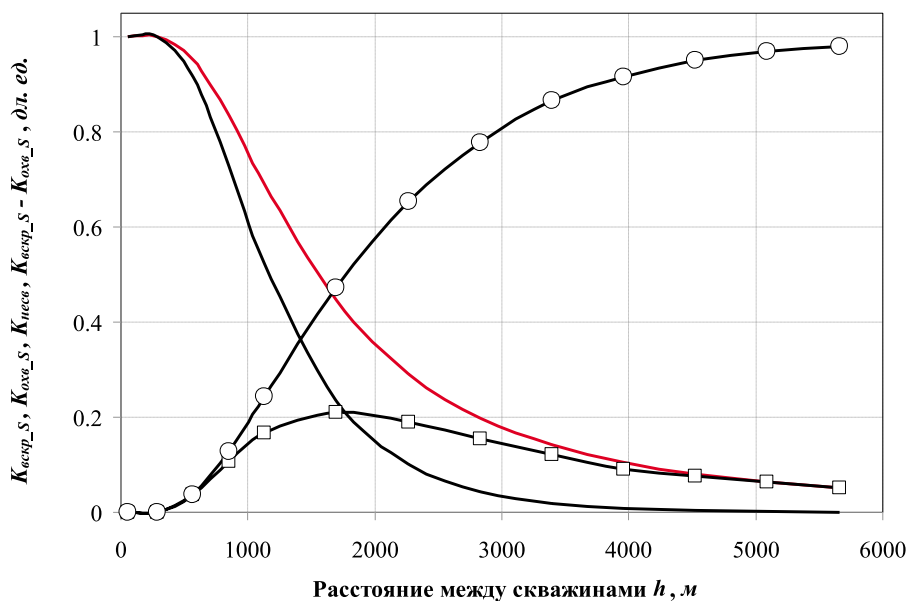


Рис. 4. Зависимость $K_{вскр_S}$, $K_{охв_S}$, $K_{несв_S}$, $K_{вскр_S} - K_{охв_S}$ от расстояния между скважинами для пятиточечной системы разработки:
 — — коэффициент вскрытия сеткой $K_{вскр_S}$ дл. ед.,
 — — коэффициент охвата сеткой $K_{охв_S}$ дл. ед.,
 ○ — коэффициент несвязности $K_{несв_S}$ дл. ед.,
 □ — Доля вскрытых запасов, не связанных с системой ППД $K_{вскр_S} - K_{охв_S}$ дл. ед.

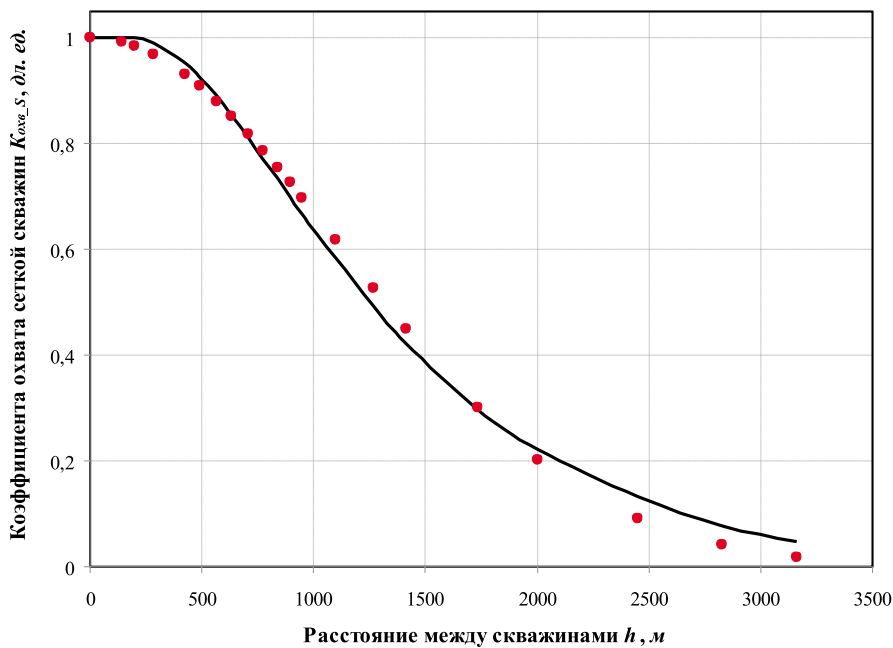


Рис. 5. Пример расчета коэффициента охвата сеткой скважин $K_{оxв_s}(h)$ и его аппроксимация для пятиточечной системы разработки:
 — расчет по предлагаемой методике,
 ● — аппроксимация зависимостью $e^{-\alpha S^1}$, $\alpha=0.008 м^{-2}$, $S^1=\frac{h^2}{2}$.

Графически среднюю несвязность с системой ППД $K_{несв}$ можно определить как отношение площадей под кривой $f_{несв}(r)$ к $f_{вскр}(r)$.

ЗАВИСИМОСТЬ КОЭФФИЦИЕНТОВ ВСКРЫТИЯ И ОХВАТА СЕТКОЙ ОТ ПЛОТНОСТИ СЕТКИ СКВАЖИН

Рассмотрим зависимость коэффициентов вскрытия запасов и коэффициента

охвата системой разработки от площади, приходящейся на скважину (рис. 4). Видно, что при небольшом расстоянии между скважинами вовлекается и дренируется 100% запасов нефти. С ростом расстояния между скважинами количество запасов, вскрытых добывающими скважинами, падает, причем падает также доля запасов, охваченная сеткой скважин. Доля за-

пасов, не связанных с системой ППД, растёт. При значительном расстоянии между скважинами коэффициент охвата сеткой приближается к нулевому значению, а вовлеченные запасы преимущественно составляет коллектор, не связанный с системой ППД. На рисунке 4 видно, что при большом шаге сетки количество вскрытых запасов и количество запасов, не связанных с системой ППД, совпадают. Заметим, что коэффициент вскрытия ненулевой даже при большом шаге сетки, так как часть запасов, состоящая из песчаных тел, непосредственно вскрытых скважинами, ненулевая для данного примера.

Пользоваться зависимостью $K_{оxв_s}(h)$, изображенной на рисунке 4, не всегда удобно. Расчеты показывают, что она может быть аппроксимирована с помощью функции вида (2). На рисунке 5 показан график $K_{оxв_s}(h)$ и его аппроксимация функцией $K_{оxв_s}^{анпр}(h)=e^{-\alpha S^1}$, где $\alpha=0.008 м^{-2}$, $S^1=\frac{h^2}{2}$. Видно, что данная аппроксимация описывает полученную зависимость с удовлетворительной точностью.

В заключение приведем сравнение зависимостей коэффициента вскрытия запасов для девятиточечной и пятиточечной систем разработки от удельной площади на скважину на примере одного из месторождений компании ООО «РН-Юганскнефтегаз». На рисунке 6 изображены графики $K_{вскр_s}(S^1)$ для указанных схем разработки. Видно, что в девятиточечной системе разработки вовлекается больше запасов при одной и той же плотности сетки скважин. Это объясняется тем, что количество добывающих скважин в элементе симметрии девятиточечной схемы больше, чем в элементе симметрии пятиточечной. Однако при этом очевидно, что коэффициент несвязности в девятиточечной схеме выше, чем в пятиточечной (так как количество нагнетательных скважин в элементе симметрии девятиточечной схемы меньше, чем в элементе симметрии пятиточечной). Зависимости $K_{несв_s}(S^1)$ для рассматриваемых схем разработки также представлены на рисунке 6. Кроме того, на данном рисунке изображены графики $K_{оxв_s}(S^1)$ для девятиточечной и пятиточечной систем разработки.

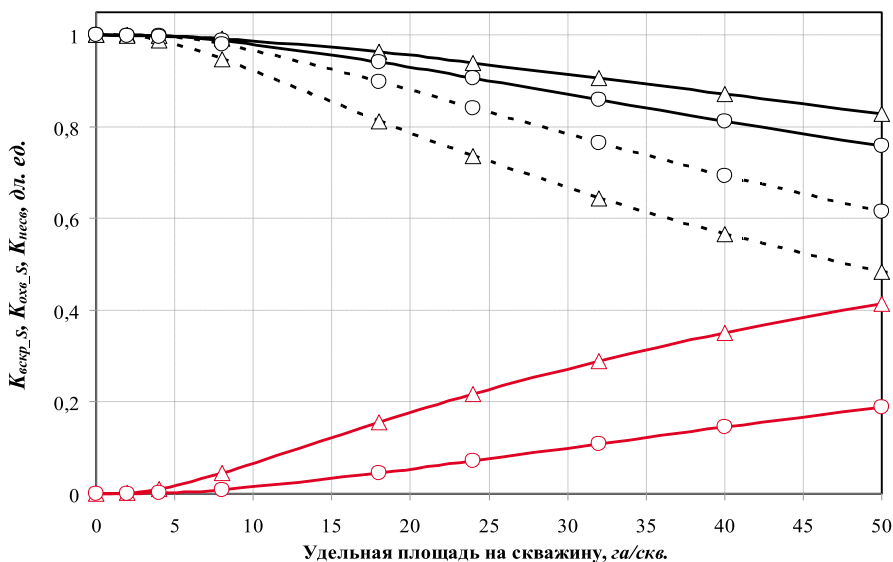


Рис. 6. Зависимости $K_{вскр_s}(S^1)$, $K_{оxв_s}(S^1)$, $K_{несв_s}(S^1)$ для пятиточечной и девятиточечной схем разработки:
 — $K_{вскр_s}(S^1)$ для девятиточечной системы разработки, дл. ед.,
 ... — $K_{оxв_s}(S^1)$ для девятиточечной системы разработки, дл. ед.,
 — $K_{несв_s}(S^1)$ для девятиточечной системы разработки, дл. ед.,
 — $K_{вскр_s}(S^1)$ для пятиточечной системы разработки, дл. ед.,
 ... — $K_{оxв_s}(S^1)$ для пятиточечной системы разработки, дл. ед.,
 — $K_{несв_s}(S^1)$ для пятиточечной системы разработки, дл. ед.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе приведены алгоритмы оценки коэффициента вскрытия запасов и коэффициента охвата по площади сеткой скважин, представлены результаты расчета данных показателей на примере одного из месторождений компании ООО «РН-Юнгаснефтегаз». Алгоритмы основаны на использовании функции распределения песчаных тел по размерам, параметры которого согласованы с данными эксплуатации. Показано, что наряду с методикой определения оптимального соотношения добывающих и нагнетательных скважин [11], рассматривающей соотношение подвижностей вытесняющего и резидентного флюида как основной влияющий на эффективность разработки фактор, а также методикой, учитывающей послойную неоднородность [5, 6] (данные модели разработаны для выдержанных по горизонтали коллекторов), при определении оптимальных параметров разработки необходимо учитывать горизонтальную прерывистость коллектора и ее влияние на величину коэффициента вскрытия и коэффициента охвата сеткой скважин нефтеносных пластов.

Литература:

1. Краснов В.А., Судеев И.В., Юдин Е.В., Лубнин А.А. Определение параметров продуктивного пласта с помощью анализа промысловых данных работы добывающих скважин // Научно-технический вестник НК «Роснефть». – 2010. – №1.
2. Краснов В.А., Юдин Е.В., Лубнин А.А. Модели работы скважины для решения задачи идентификации параметров пласта по данным эксплуатации // Научно-технический вестник НК «Роснефть». – 2010. – №2.
3. Лысенко В.Д., Инновационная разработка нефтяных месторождений. – М.: Недра, 2000.
4. Овнатанов С.Т., Карапетов К.А. Нефтеотдача при разработке нефтяных месторождений. – Л.: Недра, 1970.
5. El-Khatib N. Waterflooding Performance of Communicating Stratified Reservoirs With Log-Normal Permeability Distribution // SPE 59071. – 1999.
6. Dykstra H., Parsons R.L. The Prediction of Oil Recovery by Waterflooding // Secondary Recovery of Oil in the United States, 1948 API Spring Meeting, Los Angeles, May.
7. Hansen C.E., Fanchi J.R. Producer/Injector Ratio: The Key to Understanding Pattern Flow Performance and Optimizing Waterflooding // SPE 86574.
8. Соболев И.М. Метод Монте-Карло // «Популярные лекции по математике», вып. 46. – М.: Наука, 1968.
9. Stiles L. H. Optimizing Waterflood Recovery in a Mature Waterflood, The Fullerton Clearfork Unit // SPE 6198.
10. Ambrose W., Tyler N., Parsley M. Facies Heterogeneity, Pay Continuity, and Infill Potential in Barrier-Island, Fluvial, and Submarine-Fan Reservoirs: Examples from the Texas Gulf Coast and Midland Basin.
11. Hansen C.E., Fanchi J.R. Producer/Injector Ratio: The Key to Understanding Pattern Flow Performance and Optimizing Waterflooding // SPE 86574.

Ключевые слова: коэффициент охвата, коэффициент сетки, несвязность, данные эксплуатации, функция распределения.

Созданы для безопасной работы во взрывоопасных зонах



Взрывозащищённые средства операторского интерфейса



Взрывозащищённые персональные компьютеры и мониторы серии VisuNet, предназначенные для создания человеко-машинного интерфейса (ЧМИ) во взрывоопасных зонах с применением стандартной сетевой технологии Ethernet для передачи данных. Установка во взрывоопасных зонах классов 1, 2 и 22



Взрывозащищённые диспетчерские блоки контроля и индикации серии TERMEX с монохромными графическими/текстовыми ЖК-дисплеями для подключения к ПЛК и системам с применением ПК. Установка во взрывоопасных зонах классов 1, 2 и 22

Все оборудование сертифицировано и имеет Разрешение Ростехнадзора РФ

ОФИЦИАЛЬНЫЙ ДИСТРИБЬЮТОР ПРОДУКЦИИ PEPPERL+FUCHS

PROSOFT® 20 ЛЕТ

МОСКВА (495) 234-0636 • (495) 234-0640 • info@prosoft.ru • www.prosoft.ru
 С.-ПЕТЕРБУРГ (812) 448-0444 • (812) 448-0339 • info@spb.prosoft.ru • www.prosoft.ru
 ЕКАТЕРИНБУРГ (343) 376-2820 • (343) 376-2830 • info@prosoftsystems.ru • www.prosoftsystems.ru
 САМАРА (846) 277-9166 • (846) 277-9165 • info@samara.prosoft.ru • www.prosoft.ru
 НОВОСИБИРСК (383) 202-0960; 335-7001/7002 • info@nsk.prosoft.ru • www.prosoft.ru
 КИЕВ (+380-44) 206-2343/2478/2496 • (+380-44) 206-2343 • info@prosoft-ua.com • www.prosoft.ru
 УФА (347) 292-5216/5217 • (347) 292-5218 • info@ufa.prosoft.ru • www.prosoft.ru
 КАЗАНЬ (843) 291-7555 • (843) 570-4317 • info@kzn.prosoft.ru • Web: www.prosoft.ru
 ОМСК (3812) 286-521 • omsk@prosoft.ru • www.prosoft.ru
 ЧЕЛЯБИНСК (351) 239-9360 • chelyabinsk@prosoft.ru • www.prosoft.ru
 КРАСНОДАР (861) 224-9513 • (861) 224-9513 • krasnodar@prosoft.ru • www.prosoft.ru