

РАСЧЕТ ТЕКУЩЕГО КОЭФФИЦИЕНТА ОХВАТА ВЫТЕСНЕНИЕМ ПРИ ГЕОЛОГО - ГИДРОДИНАМИЧЕСКОМ МОДЕЛИРОВАНИИ

А.С.Кашик, д.т.н., профессор; С.В.Костюченко, д.т.н.

ОАО «Центральная геофизическая экспедиция»

Введение

Одним из основных показателей эффективности систем разработки нефтяных месторождений является коэффициент охвата залежей вытеснением. Этот коэффициент является важнейшим при выборе наилучшего варианта системы разработки, оценки эффективности заводнения и других методов воздействия на продуктивный пласт.

Повышенное внимание к совершенствованию методики расчета коэффициента охвата вытеснением обусловлено следующими двумя причинами:

Во-первых, расширенное использование геолого-гидродинамических моделей для проектирования, анализа и мониторинга систем разработки месторождений не только не способствовало развитию методики расчета этого коэффициента, но наоборот, запутало ситуацию: теперь коэффициент охвата рассчитывается не прямым, а “обратным” способом по формуле:

$$K_{охв} = \frac{КИН}{K_{выт}},$$

где $КИН$ определяется из модели, коэффициент вытеснения $K_{выт}$ определяется экспериментально на образцах керна, $K_{охв} = K_{охв,выт} * K_{зав}$, $K_{охв,выт}$ – коэффициент охвата вытеснением, $K_{зав}$ – коэффициент заводнения, определяемый технико-экономическими ограничениями на работу скважин.

Отсутствие методики для прямого расчета коэффициента охвата вытеснением с использованием всей информации, сосредоточенной в геолого-гидродинамических моделях, является серьезным препятствием для повышения эффективности проектируемых и реализуемых систем разработки нефтяных месторождений.

Во-вторых, актуальность проблемы обострилась в последнее время в связи с расширенным использованием новых технологий разработки месторождений: интенсификацией традиционных систем заводнения; применения водогазовых и других воздействий, горизонтальных и многозабойных скважин (в т.ч. с регулируемым профилем притока); проведением ГРП на скважинах; применением потокоотклоняющих и других технологий. В этих случаях дискуссии о фактических и эквивалентных плотностях сетки скважин (гектары на 1 скважину) без прямых расчетов коэффициентов охвата вытеснением выглядят подчас просто “курьезными”.

В данной статье мы еще раз обращаемся к известной формуле “трех сомножителей” для вычисления $КИН$, обсуждаем особенности вычисления входящих в нее коэффициентов при геолого-гидродинамическом моделировании, предлагаем методику расчета коэффициента охвата вытеснением, основанную на специальных возможностях метода линий тока. Методика применима для широкого класса систем и технологий разработки.

1. Основные понятия и определения

Для расчета проектного конечного коэффициента извлечения нефти ($КИН$) известна следующая формула [1]:

$$КИН = K_{выт} \times K_{охв,выт} \times K_{зав} \quad (1)$$

Здесь $K_{выт}$ – коэффициент вытеснения нефти; $K_{охв,выт}$ – коэффициент охвата вытеснением и $K_{зав}$ – коэффициент заводнения учитывают неполноту охвата реального трехмерного пласта процессом вытеснения. Коэффициент охвата очень важен для оценки эффективности систем разработки месторождений, но методика его прямого расчета при геолого-гидродинамическом моделировании отсутствует.

Известно несколько методических подходов к определению коэффициента охвата вытеснением: на основе построения и анализа карт зональных интервалов с учетом доли непрерывной части пласта, полулинз и линз [2]; вероятно-статистический метод на основе использования геолого-статистических разрезов и произведения ряда коэффициентов, учитывающих неоднородность пласта по проницаемости, его

прерывистость, потери нефти в стягивающих и разрезающих рядах и др. [Орлов В.С., Сазонов Б.Ф.]; с помощью эмпирических формул [Мухарский Э.Д., Ковалев А.Г. и др.].

Необходимость использования этих трудоемких методов полностью отпадает в случае применения трехмерных гидродинамических моделей процессов извлечения нефти. Трехмерные модели при расчете технологических характеристик систем разработки позволяют учесть все основные детали геологического строения пластов и изменчивость их геолого-геофизических свойств по площади и разрезу.

Коэффициент охвата вытеснением $K_{охв,выт}$ определяется [1], [2] как отношение нефтенасыщенного объема продуктивного пласта (залежи, эксплуатационного объекта), охваченного процессом вытеснения, ко всему нефтенасыщенному объему этого пласта в выбранном условном расчетном контуре. Если коэффициент охвата вытеснением рассчитывается на конкретную дату, то он называется **текущим (фактическим) коэффициентом вытеснения**.

Этот коэффициент показывает полноту возможной выработки запасов для принятой системы разработки. В зависимости от применяемой системы разработки и изменчивости геолого-геофизических свойств в объеме пласта $K_{охв,выт}$ может существенно меняться.

В условиях геолого-гидродинамических моделей $K_{охв,выт}$ может быть определен как отношение поровых нефтенасыщенных объемов N дренируемых ячеек к поровым нефтенасыщенным объемам всех M ячеек модели:

$$K_{охв,выт} = \frac{\sum_{i=1}^N V_{oil,dren,i}}{\sum_{j=1}^M V_{oil,j}} \quad (2)$$

Здесь $V_{oil,j}$ и $V_{oil,dren,i}$ – поровые общие и дренируемые нефтенасыщенные объемы расчетных ячеек с номерами j и i соответственно.

Прямой расчет $K_{охв,выт}$ на традиционных сеточных геолого-гидродинамических моделях затруднен, так как они не позволяют разделить поровые объемы и ячейки на дренируемые и недренируемые. В итоге все ячейки расчетной сетки, за исключением гидродинамически изолированных, дренируются. Однако, физический смысл процессов в природном резервуаре (действие капиллярных сил, проявления сжимаемости флюидов и породы, существование начального градиента сдвига и других эффектов) говорят об обратном: зона дренирования каждой из скважин должна быть конечной.

Коэффициент заводнения $K_{зав}$ определен в [1] как отношение объема промытой части пласта, охваченного процессом вытеснения на момент окончания разработки, к объему, занятому подвижной нефтью:

$$K_{зав} = \frac{V_{подв,0} - V_{подв,t}}{V_{подв,0}} \quad (3)$$

Здесь $V_{подв,0}$ и $V_{подв,t}$ – начальные и остаточные на конец разработки t подвижные запасы нефти.

Коэффициент заводнения в формуле (1) учитывает технико-экономические ограничения на добычу подвижных дренируемых запасов: отключения скважин при достижении предельно допустимых обводненности, газового фактора или минимального дебита скважин по нефти. Коэффициент заводнения зависит от неоднородности пласта и его проницаемости, от относительной вязкости нефти и других параметров. Обычно его величина составляет от 0,9 до 0,95.

Формула (3) имеет смысл не только для традиционного заводнения, но и при использовании других вытесняющих агентов.

Коэффициент охвата. Выше отмечалось, что в традиционных геолого-гидродинамических моделях выделить ячейки, не охваченные процессом вытеснения, и разделить коэффициенты в формуле (1) не удается. Поэтому на практике формула (1) используется в модифицированном виде:

$$КИН = K_{выт} \times K_{охв} \quad (4)$$

где коэффициент охвата $K_{охв} = K_{охв,выт} \cdot K_{зав}$ рассчитывается “обратным счетом”:

$$K_{охв} = \frac{КИН}{K_{выт}} = \frac{Q_{доб}}{Q_{зап}} \cdot \frac{1}{K_{выт}} \quad (5)$$

Здесь $КИН$ определяется из модели, коэффициент вытеснения $K_{выт}$ определяется экспериментально на образцах керна, $Q_{доб}$ – добытая нефть, $Q_{зап}$ – геологические запасы нефти в пласте.

Рассчитанный по формуле (5) коэффициент охвата, определяемый технологическими и технико-экономическими ограничениями, получил широкое распространение при обосновании коэффициента проектной конечной нефтеотдачи. Он позволяет оценить охват воздействием на конец разработки и характеризует всю систему разработки в целом, но не позволяет рассчитать текущий коэффициент охвата и выявить слабо дренируемые участки.

Для оценки текущего состояния разработки эксплуатационного объекта и обоснования мероприятий по регулированию процесса вытеснения, направленных на достижение проектного коэффициента охвата, необходимо рассчитывать текущий коэффициент охвата вытеснением, для вычисления которого методика “обратного счета” неприменима.

2. Требования к совершенному расчету текущего коэффициента охвата вытеснением

Трехмерные геолого-гидродинамические модели позволяют при расчете технологических характеристик систем разработки учесть все основные детали геологического строения пластов и изменчивость их геолого-геофизических свойств по площади и по разрезу.

Весьма заманчиво разработать такую методику прямого расчета коэффициента охвата вытеснением, которая опиралась бы полностью на создаваемые геолого-гидродинамические модели. Такая методика была бы близка к совершенному методу [3] расчета текущего объемного коэффициента охвата вытеснением и учитывала бы все относящиеся к процессу вытеснения факторы, включая влияние неоднородностей, свойств флюидов, фазовых проницаемостей и особенности системы разработки:

1. Изменение проницаемости по простиранию и по толщине пласта, учет характера перетоков внутри резервуара и наличие существующих непроницаемых для потоков флюидов барьеров.

2. Влияние различных характеристик – относительных фазовых проницаемостей для воды и нефти, PVT-свойств флюидов, влияние вязкости, капиллярных и гравитационных сил на движение флюидов.

3. Влияние коэффициента подвижности на коэффициент охвата вытеснением к моменту прорыва воды, а также увеличение охвата после прорыва при продолжении нагнетания воды.

4. Возможность расчета как регулярных систем вертикальных и наклонно-ориентированных скважин добывающих и нагнетательных скважин, так и нерегулярных систем, включая системы с горизонтальными скважинами и боковыми стволами, многозабойными скважинами, скважины с гидроразрывом пласта, с водогазовыми и газовыми воздействиями.

3. Метод линий тока для расчета текущего коэффициента охвата вытеснением

В основу методики для расчета текущего коэффициента охвата вытеснением должен быть положен некоторый параметр, который является результатом гидродинамического моделирования, может быть рассчитан для каждой ячейки модели и позволяет классифицировать ячейки расчетной сетки на дренируемые и недренируемые.

Казалось бы, таким параметром может быть модуль градиента пластовых давлений. Однако, наличие градиента давлений – условие необходимое для протекания процессов фильтрации и вытеснения, но не достаточное. Так, например, при сколь угодно больших градиентах давлений поток флюидов будет отсутствовать в ячейках с нулевой гидропроводностью.

Поэтому требуется ввести в рассмотрение другой, более удобный, параметр. Для этого представим некоторую окрестность добывающих скважин совокупностью входящих в каждую из них 3D-трубок тока. Предположим, что в расчетной области построена всюду плотная система трубок тока, т.е. нет ни одной расчетной ячейки, не принадлежащей хотя бы одной из трубок тока.

Переход от трубок тока к линиям тока.

Линии тока эквивалентны трубкам тока, если предположить, что линия тока расположена в центре соответствующей трубки тока. Объем трубки тока V длиной L для соответствующей централизованной линии тока может быть рассчитан как

$$V = \int_0^L \phi(\delta) A(\delta) d\delta \quad (6)$$

δ – координата вдоль центральной линии тока, $\phi(\delta)$ – пористость, $A(\delta)$ – площадь поперечного сечения трубки тока.

Метод линий тока [4] своему развитию обязан введенному в рассмотрение параметру τ “время полета” вдоль линии тока:

$$\tau_L = \int_0^L \frac{\phi(\delta)}{\left| \vec{u}_t(\delta) \right|} d\delta$$

Параметр τ был в свое время введен в гидрогеологии для вычисления радиусов влияния скважин: τ – время, требуемое для переноса частицы флюида по линии тока от источника процесса фильтрации на расстояние L . Определение этого параметра основано на нахождении поля скоростей u_t из решения уравнения для поля давлений (8) и закона Дарси.

Пусть расход по трубке тока постоянный и равен $q=u(\delta)*A(\delta)$. Основываясь на постоянстве расхода и используя время полета τ , перепишем (6) и увяжем параметр τ линий тока с объемами трубок тока:

$$V = \int_0^L \phi(\xi) A(\xi) d\xi = \int_0^L q \frac{\phi(\delta)}{u(\delta)} d\delta = q \cdot \tau$$

Таким образом, линии тока с малой величиной τ эквивалентны трубкам тока с малыми объемами, т.е. областям высоких скоростей потока. И наоборот, линии тока с большими τ эквивалентны трубкам тока с большими объемами, то есть областям малых скоростей потока.

Основные уравнения метода линий тока.

Современный метод линий тока позволяет решать широкий класс задач трехмерной трехфазной фильтрации для сжимаемых потоков и коллекторов. Соответствующие основные уравнения, на которых базируется метод линий тока, приведены в Таблице 1. Уравнение насыщенности в форме (10) получено из

(9) с помощью τ и преобразования координат: $\left. \frac{\partial}{\partial \delta} \right|_{u_t} \equiv u_t \cdot \nabla = \phi \frac{\partial}{\partial \tau}$.

Это позволяет на каждом временном шаге свести решение 3D-задачи расчета полей насыщенностей к n 1D- расчетам переноса трехфазного потока флюидов вдоль линий тока. Поле давлений P и поле скоростей u позволяют проследить каждую линию тока от источников до стоков, в частности, проследить линии тока к добывающим скважинам.

Важно, что параметр τ , является прямым результатом решения фильтрационной задачи методом линий тока. Это одно из отличий метода линий тока от традиционного сеточного метода (см. Таблицу 1). Поэтому по формуле (13) для каждой из точек-пересечений линий тока и линий расчетной сетки может быть получено время полета τ и по формуле (7) - время дренирования D .

Время дренирования и зона дренирования.

Определим время дренирования участка линии тока от точки SI до скважины как время “полета” частицы флюида вдоль линии тока от точки SI до скважины:

$$D = \tau_s - \tau_{SI}. \quad (7)$$

Пусть некоторое критическое значение параметра $D=D_{крит}$ определяет: дренируется участок линии тока или не дренируется. Условимся, что если $D > D_{крит}$, то участок линии тока не дренируется, не дренируются и соответствующие ячейки расчетной сетки. Если $D \leq D_{крит}$, то участок линии тока и соответствующие ячейки расчетной сетки дренируются.

Применив этот параметр $D_{крит}$ к каждой линии тока, входящей в скважину, получим в окрестности каждой работающей добывающей скважины некоторую 3D -совокупность ячеек, для которых $D \leq D_{крит}$.

Определим **зону дренирования добывающей скважины** как совокупность ячеек расчетной 3D-сетки, для которых $D < D_{крит}$. Аналогично может быть определена зона дренирования группы добывающих скважин.

Методика расчета объемного коэффициента охвата вытеснением.

Задание некоторого критического значения параметра $D_{крит}$ на линиях тока и перенос их на ячейки расчетной сетки позволяет ограничить зоны дренирования каждой из скважин, рассчитать соответствующие дренируемые/недренируемые нефтенасыщенные поровые объемы и вычислить искомый объемный коэффициент охвата вытеснением $K_{охв,выт}$.

Таким образом, расчет $K_{охв,выт}$ сводится к следующим действиям:

1. Задание некоторого критического значением времени дренирования. Если время дренирования какой-либо ячейки расчетной области превышает заданное критическое значение – эта ячейка не дренируется. Таким образом, вся расчетная область может быть разделена на дренируемые и недренируемые ячейки. Группы ячеек образуют дренируемые и недренируемые зоны.

2. Вычисление дренируемых/недренируемых нефтенасыщенных поровых объемов и дренируемых/недренируемых текущих запасов.

3. Расчет текущего $K_{охв,выт}$ по формуле (2), величин и плотностей распределения дренируемых и недренируемых запасов по вычисленным в п.2 дренируемым нефтенасыщенным поровым объемам.

4. Результаты моделирования: Расчет коэффициента охвата вытеснением для элемента пятиточечной схемы

Параметры расчетной модели: сетка 100*100*1 узлов, $HX=HY=100$ м, $HZ=5$ м, пористость 0.20, проницаемость 100мд, начальная нефтенасыщенность 0.60, начальное пластовое давление 20 Мпа. Вязкость нефти 1.5 сп, воды 1.0 сп. Плотность нефти 800 кг/м³. Дебит добывающей скважины (в центре) 200 м³/сут, обводненность 50%. Приемистость каждой из 4-х нагнетательных скважин 50 м³/сут.

По состоянию на момент прорыва воды (13500 суток) расчетное значение $K_{охв,выт} = 0,735$. На Рисунках 1-3 приведены результаты расчетов.

Таблица. Математическое обеспечение метода линий тока и сеточных методов

	Традиционный сеточный метод	Метод линий тока
Уравнение для давлений	$\nabla \left[\sum_{j=1}^{n_p} \frac{\vec{k} k_{rj}}{\mu_j} \left(\nabla P + \rho_j \vec{g} H \right) \right] = 0 \quad (8)$	
Уравнение насыщенности	$\phi \frac{\partial S_j}{\partial t} + \vec{u}_t \cdot \nabla f_j + \nabla \vec{G}_j = 0 \quad (9)$	$\frac{\partial S_j}{\partial t} + \frac{\partial f_j}{\partial \tau} + \frac{1}{\phi} \nabla \vec{G}_j = 0 \quad (10)$
Фракционный поток	$f_j = \frac{k_{rj}}{\mu_j} \left(\sum_{j=1}^{n_p} \frac{k_{rj}}{\mu_j} \right)^{-1} \quad (11)$	$\vec{G}_j = \vec{k} \cdot \vec{g} \cdot f_j \cdot \nabla D \sum_{j=1}^{n_p} k_{rj} (\rho_i - \rho_j) / \mu_i \quad (12)$
Время полета (TOF)	-	$\tau = \int_0^s \frac{\phi(\delta)}{\left \vec{u}_t(\delta) \right } d\delta \quad (13)$

Здесь приняты обозначения:

H - глубина

g - ускорение свободного падения

\vec{k} - тензор проницаемости

k_{rj} - относительная фазовая проницаемость

μ_j - вязкость

ρ_j - плотность фазы

u_t - скорость общего потока фаз: решение уравнения (8) и закона Дарси

f_j - поток фазы в многофазном потоке

s - длина линии тока

j - номер фазы: нефть/вода/газ

ϕ - пористость

τ - время полета.

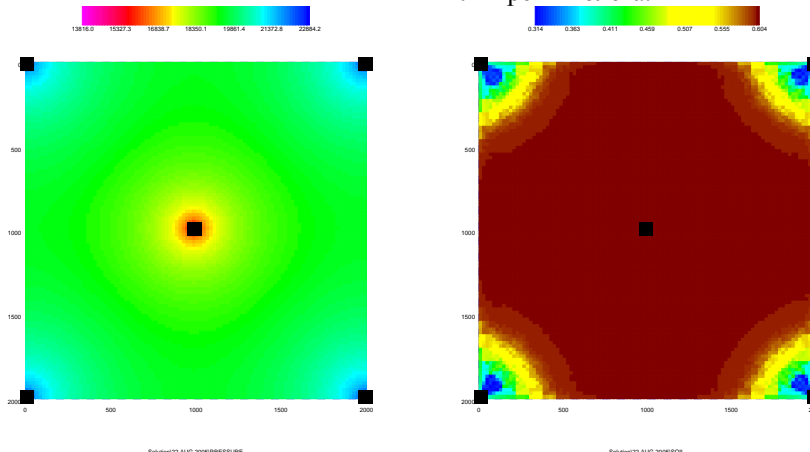


Рисунок 1. Поля пластовых давлений и нефтенасыщенности после 18 месяцев работы скважин

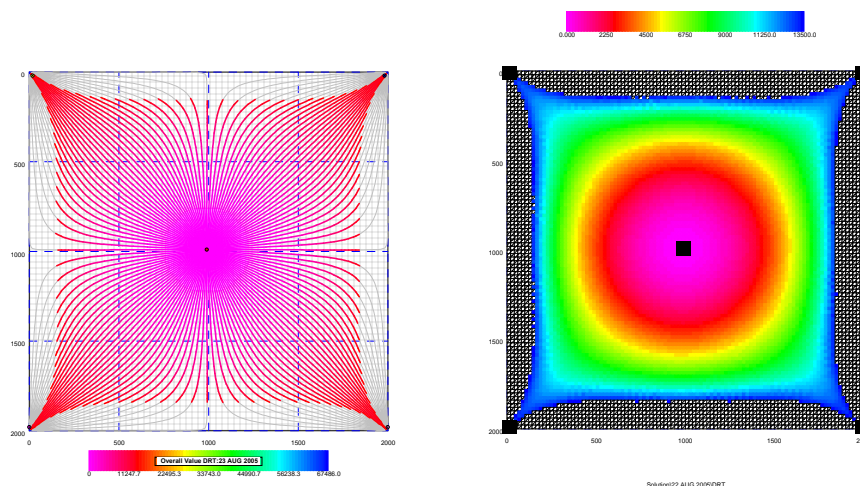


Рисунок 2. Линии тока и зона дренирования на момент прорыва воды (13500 суток)

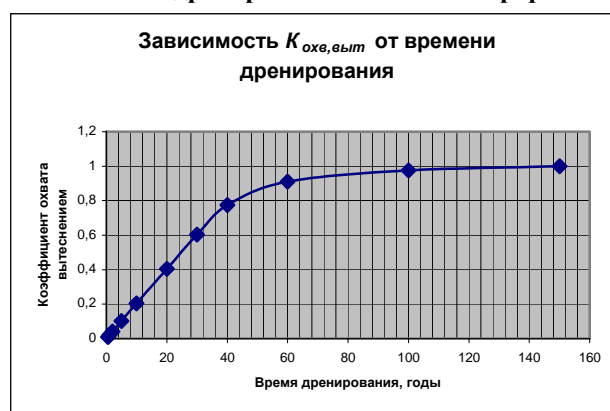


Рисунок 3. Зависимость $K_{охв,выт}$ от времени дренирования для элемента пятиточечной системы

Выводы

1. В статье проведен анализ расчета и использования коэффициентов, входящих в формулу “трех множителей” для вычисления КИН, в условиях применения геолого-гидродинамических моделей.
2. Предложено текущий $K_{охв,выт}$ вычислять прямым способом с использованием специальных информационных возможностей метода линий тока рассчитывать время дренирования ячеек моделей и дренируемых поровых объемов. Предлагаемая методика способна учесть всю информацию о резервуаре, о PVT -свойствах флюидов, о скважинах и технологических схемах разработки, об активности законтурных вод и т.д., накапливаемую в современных геолого-гидродинамических моделях.
3. Методика пригодна для систем вертикальных, наклонно-ориентированных, горизонтальных и многозбойных скважин, а также скважин с регулируемым профилем притока, с ГРП и для водогазовых воздействий. Методика предлагается для применения при обосновании выбора наиболее эффективных систем разработки.

Литература

1. Подсчет запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов: Справочник / И.Д.Амелин, В.А.Бадьянов, Б.Ю. Вендельштейн и др. Под ред. В.В.Стасенкова, И.С.Гутмана.-М.: Недра, 1989.- 270с.
2. Борисов Ю.П., Воинов В.В., Рябинина З.К. Особенности проектирования разработки нефтяных месторождений с учетом их неоднородностей. – М.: Недра, 1976. – 285 с.
3. Крэйг Ф.Ф. Разработка нефтяных месторождений при заводнении. М. “Недра”. 1974, 190с.
4. Full-Field Modeling Using Streamline-Based Simulation: 4 Case Studies. R.O.Baker, F.Kuppe, S.Chugh, R.Bora, S.Stojanovic, R.Batycky, SPE 66405.
5. Streamsim Technologies: 3DSL User Manual – Version 2.20, San Francisco – Calgary (July 2004)
6. Костюченко С.В., Зимин С.В. Количественный анализ эффективности систем заводнения на основе моделей линий тока. “Нефтяное хозяйство”, 1, 2005 , с.56-60.
7. Костюченко С.В. Методика количественного анализа эффективности реализуемых систем заводнения на основе моделей линий тока. “Новые технологии разработки и повышения нефтеотдачи: IV Международного технологического симпозиума”, М.: Институт нефтегазового бизнеса - 2005. С.236 -244