

СИСТЕМНЫЙ ПОДХОД В НЕФТЕГАЗОВОЙ НАУКЕ. ПРОБЛЕМЫ И РЕШЕНИЯ

С.Н. Закиров, И.М. Индрупский, Э.С. Закиров, Д.П. Аникеев, М.Н. Баганова
Институт проблем нефти и газа РАН, e-mail: ezakirov@ogri.ru

ВВЕДЕНИЕ

Было время, когда залежи нефти и газа устанавливались по данным выходов углеводородных флюидов на дневную поверхность. Добыча нефти осуществлялась ведрами из колодцев. Затем стали сооружать элементарные скважины. И т.д.

Сегодня нефтяная и газовая отрасли в стране и за рубежом являются важнейшими, высокотехнологичными отраслями. Это стало возможным благодаря становлению и развитию нефтегазовой науки и, соответственно, нефтегазовой инженерии. Развитие этих отраслей приводило к серьезным подвижкам в сопредельных отраслях народного хозяйства – в металлургии, строительстве, машиностроении и т.д.

Поэтому нефтегазовая мыслительная деятельность вполне может претендовать на понятие – “нефтегазовая наука”. Невозможно в деталях осветить все грани этой науки, представляющей собой синтез многих фундаментальных наук: физики, математики, химии, геологии, механики и других.

Далее нефтегазовая наука будет рассматриваться лишь в аспекте недропользования. То есть в связи с процессами разработки месторождений нефти и газа.

ЗАРОЖДЕНИЕ СИСТЕМНОСТИ В НЕФТЕГАЗОВОЙ НАУКЕ

Современная методология нефтегазовой науки базируется на классических дифференциальных уравнениях 3D многофазной фильтрации Маскета – Мереса, опубликованных в 1936 г. [1]. Эти дифференциальные уравнения предопределили методологию развития многих сопредельных научных дисциплин. Ибо они для своего практического воплощения требовали определения соответствующих фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и замыкающих соотношений. Это отразилось прежде всего на физике и петрофизике пласта, интерпретации результатов геофизических исследований скважин (ГИС), подсчете запасов нефти и газа, построении методик прогноза показателей разработки месторождений нефти и газа.

Современная иерархическая структура нефтегазовых научных дисциплин схематично изображена на рис. 1а. Она, естественно, не родилась в одночасье. Но на исторических вехах её становления останавливаться не будем. Так же как на характеристике каждой клеточки на рис. 1а. Отметим только, что большое число

талантливых теоретиков, экспериментаторов, практиков нефтегазодобычи внесли свой вклад в развитие перечисленных научных дисциплин.



Рис. 1а. Современная иерархическая структура нефтегазовых научных дисциплин на основе уравнений Маскета – Мереса

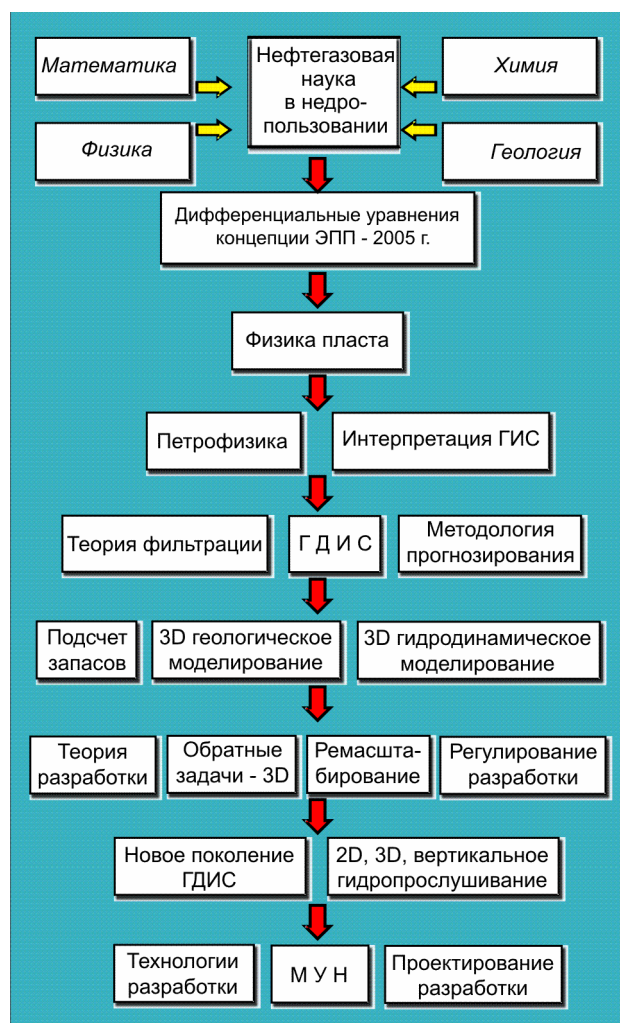


Рис. 1б. Иерархическая структура нефтегазовых научных дисциплин на основе дифференциальных уравнений концепции ЭПП

Подчеркнем также важную особенность современной нефтегазовой науки. Её развитие в значительной мере предопределялось тем, что в основе дифференциальных уравнений Маскета – Мереса в качестве базовых коэффициентов выступали:

- коэффициенты абсолютной проницаемости пород по воздуху $K_{абс}$,
- коэффициенты открытой пористости m_0 .

В этой связи данная особенность была охарактеризована нами как концепция абсолютного порового пространства (АПП) [2].

НАРУШЕНИЕ СИСТЕМНОСТИ В НЕФТЕГАЗОВОЙ НАУКЕ

Если, например, физика пласта, петрофизика в моменты своего зарождения выполняли, в основном, функции определительские (определение ФЕС), то по мере их развития ситуация изменялась.

В каждой из сопредельных научных дисциплин появились свои лидеры с крупными именами, вокруг которых стали формироваться научные школы.

В результате они всё больше и больше становились самодостаточными. Ибо находили и решали свои собственные проблемы. И, как следствие, достигали впечатляющих результатов.

На примере физики пласта покажем, к чему привела формировавшаяся самодостаточность научных дисциплин.

В уравнения Маскета – Мереса входят так называемые функции относительных фазовых проницаемостей (ОФП). Поэтому физика пласта изначально должна была определять эти функции, необходимые для гидродинамических расчетов. Чем она успешно и занималась.

Так сложилось, что в физике пласта определяемые ОФП, например, для нефти и воды, имели вид, изображенный на рис. 2. Это было связано с тем, что лабораторно определяемые фазовые проницаемости нормировались на проницаемость по нефти при остаточной водонасыщенности (S_1). В таком виде ОФП и использовались в подавляющем числе проектных документов на разработку месторождений нефти и газа.

Самодостаточность физики пласта и подземной газогидродинамики предопределила потерю преемственности взаимных интересов, базисных посылок. Некорректность приведенных ОФП в том, что фазовые проницаемости должны нормироваться по величине $K_{абс}$ исследуемого керна. Ибо именно абсолютные проницаемости по газу лежат в основе уравнений Маскета – Мереса.

В корректном виде ОФП для нефти и воды имеют вид, изображенный на рис. 3 [3]. Многочисленны примеры негативных последствий, к которым приводило использование некорректных ОФП при создании проектных документов на разработку месторождений.

О других результатах нарушения системности, в рамках концепции АПП, будет сказано ниже.

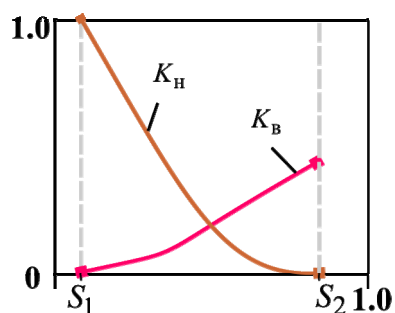


Рис. 2. Некорректные ОФП для системы нефть – вода

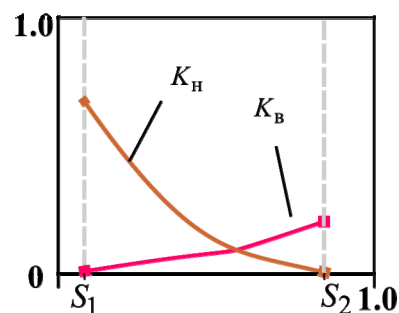


Рис. 3. Корректные ОФП для системы нефть – вода

(K_H – ОФП для нефти, K_B – ОФП для воды, S_1 – остаточная водонасыщенность, $1 - S_2$ – остаточная нефтенасыщенность)

НОВАЯ КОНЦЕПЦИЯ ЭПП

Переход к повсеместному использованию 3D компьютерного моделирования выявил более серьезные проблемы развития нефтегазовой науки, о чем будет сказано позднее. Поэтому не могла не родиться новая концепция – эффективного порового пространства (ЭПП) [2, 4].

Её рождение потребовало вернуться к истокам – исходным дифференциальным уравнениям теории фильтрации. Пересмотр их показал, что в концепции ЭПП внешний вид уравнений 3D многофазной фильтрации остается в форме уравнений Маскета – Мереса, однако меняется базис этих уравнений и характер замыкающих соотношений.

- В качестве базисных параметров в концепции ЭПП выступают коэффициенты эффективной проницаемости $K_{эф}$ и эффективной пористости. Эффективная проницаемость $K_{эф}$ – это фазовая проницаемость по нефти при остаточной водонасыщенности S_1 . Эффективная пористость $m_{эф} = m_o(1 - S_1)$.

Введение этих базисных коэффициентов объясняется следующим обстоятельством. Именно при $K_{эф}$ идет изначально приток нефти (газа) к скважинам. Именно в поровом пространстве с коэффициентом $m_{эф}$ находятся начальные запасы нефти (газа). То есть это естественный переход к реалистичному поровому пространству. В концепции АПП такой переход осуществляется опосредованно, применительно к петрофизике – на основе корреляционных соотношений.

- Сказанное означает, что меняется смысл коэффициента нефте-, газонасыщенности. Теперь коэффициент нефтенасыщенности (и газонасыщенности)

отсчитывается в долях от $m_{эф}$. Аналогично – коэффициент текущей водонасыщенности отсчитывается в долях от $m_{эф}$.

- ОФП для нефти и воды имеют вид, показанный на рис. 4 (другие детали, связанные, например, с газовой фазой, см. в обобщающей работе [4]). Рисунок также демонстрирует плодотворность перехода к концепции ЭПП.

Во-первых, зависимости ОФП становятся более регламентированными, а именно: ОФП для нефти имеет ординату, равную единице, и начинает изменяться от начала координат. ОФП для воды изменяется также от начала координат. При этом конечная водонасыщенность для неё равняется коэффициенту вытеснения $K_{выт}$ ($S_2 = K_{выт}$).

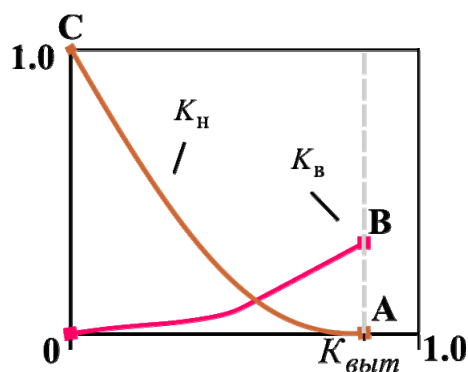


Рис. 4. ОФП для нефти и воды в концепции ЭПП

Во-вторых, концепция ЭПП не разрешает как угодно “модифицировать” функции ОФП в процессе адаптации. Адаптироваться может только максимальная ордината у ОФП для воды и степень вогнутости у функций ОФП.

В-третьих, отмеченные ограничения для функций ОФП не являются обременительным обстоятельством. Напротив, они облегчают проведение и сокращают объем лабораторных экспериментов по ранее весьма обременительной процедуре определения ОФП.

Так, по сути, требуется обязательно знать всего три параметра: координаты точек А и В на рис. 3 и значение фазовой проницаемости для нефти при остаточной водонасыщенности (чтобы прийти к точке С). Степень выпуклости функций ОФП не всегда представляется возможным определить с желаемой достоверностью, поэтому допустимо их задавать в виде полиномов второй, третьей степени.

ПОСЛЕДЕЙСТВИЯ КОНЦЕПЦИИ ЭПП

- Уже указано то воздействие, которое концепция ЭПП оказывает на физику пласта. К этому добавим следующее.

Сегодня керновые исследования по определению коэффициентов абсолютной проницаемости и открытой пористости насчитывают от нескольких сотен до нескольких тысяч образцов по крупным месторождениям. Соответствующие результаты

востребованы для концепции АПП. Однако они имеют нулевую информативность для концепции ЭПП, ввиду того что реальные фильтрационные течения протекают не в абсолютном поровом пространстве.

Поэтому требуется отказ от таких обременительных исследований. Зато концепция ЭПП нацеливает на определение более значимых $K_{эф}$ и $m_{эф}$, капиллярных давлений, $K_{выт}$ и ОФП, с особым упором на исследования низкопроницаемых коллекторов (или так называемых “неколлекторов”).

- Показано [4], что построение различных корреляционных зависимостей, необходимых для интерпретации ГИС, более эффективно осуществлять на основе использования $K_{эф}$ и $m_{эф}$. Тогда коэффициенты корреляции кратно возрастают, что повышает достоверность интерпретации ГИС.

- Весьма серьезная перестройка напрашивается в методологии подсчета запасов нефти и газа, создании 3D геологических и гидродинамических моделей продуктивных пластов, так как требуется их возврат в системную иерархическую структуру нефтегазовой науки.

В целом, существующая структура запасов нефти и газа характеризуется рис. 5.

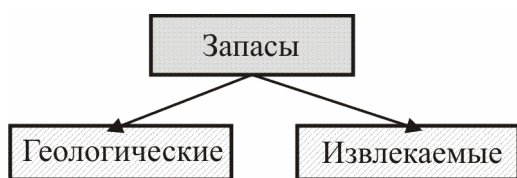


Рис. 5. Современная структура запасов

Считается, что на Госбалансе стоят геологические запасы. К сожалению, это не так. На самом деле на Госбалансе числятся балансовые запасы. Ибо при оценке балансовых запасов делаются следующие два усечения геологических запасов.

Во-первых, вводится рукотворное понятие “неколлекторы”. Имеющиеся в них геологические запасы отбрасываются. Хотя, по определению, геологические запасы должны учитывать всю нефть, до последней молекулы.

Во-вторых, основываясь, в основном, на спорных результатах опробования, строятся малодостоверные флюидальные контакты, вместо того чтобы флюидальные контакты устанавливать от зеркала свободной воды. То есть осуществляется искусственное сокращение геологических запасов.

- Сегодня либо такой подход к подсчету балансовых запасов затем переносится на создаваемую 3D геологическую модель, либо наоборот.

В любом случае 3D геологическая модель перестает отвечать своему названию, так как становится искаженной 3D моделью продуктивного пласта, из которой устранена некая часть геологических запасов.

На основе 3D геологической модели, как известно, строится 3D гидродинамическая модель. Поэтому в неё переносятся отмеченные недостатки 3D геологической модели. Это не согласуется с принципом: невозможна достоверная адаптация 3D гидродинамической модели к истории разработки, если её запасы не равняются геологическим запасам в пласте.

Неучет части геологических запасов – полбеды. Серьезное последствие для 3D гидродинамической модели состоит в следующем.

Выделенным в продуктивном пласте прослоям неколлекторов присваивается нулевая проницаемость и нулевая пористость. То есть в таком пласте предопределяется отсутствие вертикальных фильтрационных течений или обменных процессов.

Данное обстоятельство дополнительно снижает степень достоверности результатов адаптации.

За рубежом вплотную подошли к развиваемым идеям. При этом, если в работе [5] авторы ограничиваются ужесточением требований к подсчету балансовых запасов, то в недавней публикации [6] предлагается устранить понятие неколлекторов при построении 3D геологической модели. Это шаг вперед, до 3D гидродинамических моделей у автора еще “не дошли руки”.

Таким образом, очень важное последствие концепции ЭПП на сопредельные научные дисциплины заключается в том, что она предопределяет необходимость

- достоверного подсчета геологических запасов нефти и газа на основе более углубленных исследований пластов;
- создания реалистичных 3D геологических и 3D гидродинамических моделей продуктивных пластов.

ДВА ВАЖНЕЙШИХ ПОСЛЕДСТВИЯ КОНЦЕПЦИИ ЭПП

Сопоставление рис. 1а и 1б показывает их внешнее сходство. За этим внешним сходством стоят уже отмеченные заметные внутренние различия. Как и в случае внешнего сходства и внутреннего различия исходных дифференциальных уравнений 3D многофазной фильтрации в концепциях АПП и ЭПП соответственно. Об этих различиях сказано ранее.

Другими словами, для нормального развития нефтегазовой науки необходимо и целесообразно, чтобы

- все сопредельные научные дисциплины вновь стали системно образующими,
- они подстроили методологии своих исследований к нуждам новой концепции ЭПП.

Для подтверждения жизненности таких утверждений сошлемся лишь на следующие два примера.

Первый пример. Выше уже было отмечено, что концепция ЭПП, в конечном счете, акцентирует внимание на более качественных исследованиях скважин и пластов. И как следствие – на более достоверных подсчете запасов и 3D компьютерных моделях пластов.

Мало того, концепция ЭПП предопределила, можно сказать “навязала”, необходимость создания и использования новых методов исследования скважин и пластов. Речь идет о незаполненных клеточках на рис. 1а и соответственно – о заполненных на рис. 1б.

Новое поколение гидродинамических исследований скважин и пластов (ГДИС) направлено на определение дополнительных параметров и коллекторских свойств в пластовых условиях. О них более подробно говорится в [4] и других наших публикациях.

Пожалуй, большего внимания заслуживает правая клеточка. Исследования в её рамках, если следовать концепции АПП, просто не проводились бы, ибо при введении понятия “неколлекторов” отпадает необходимость определения коэффициентов проницаемости вдоль вертикальной координаты.

Справедливости ради заметим следующее. Приводимое “обвинение” в адрес концепции АПП относится к ней частично. В наибольшей степени упрек относится к сопредельным научным дисциплинам, отмежевавшимся от системной иерархичности нефтегазовой науки.

К сожалению, размежевание дисциплин наметилось и произошло не только по вертикали, но, в ряде случаев, и по горизонтали. Так, специалисты в области 3D гидродинамического моделирования не всегда интересуются степенью достоверности построения 3D геологических моделей.

Таким образом, подчеркиваем, что именно концепция ЭПП обязывает нас устанавливать степень гидродинамической сообщаемости продуктивных пластов на основе вертикального и 3D гидропрослушивания [4].

Второй пример. В конечном счете, все сопредельные научные дисциплины обязаны помочь теории и практике нефтегазодобычи непрерывно повышать качественный и количественный уровень отечественного нефтегазового недропользования.

Качественный уровень – это повышение нефте-, газо-, конденсатоотдачи пластов. Количественный – сокращение затрат на добычу углеводородных флюидов. Концепция ЭПП и в данном случае оказывается “у дел”. Ибо она позволяет создавать и конструировать новые технологии и технологические решения применительно к залежам углеводородов разного типа.

Так, на сегодня известны технологии латерального и вертикального заводнения. Концепция ЭПП подтолкнула авторов на обоснование технологии вертикально-латерального заводнения. То есть имеем то, что изображено на рис. 6 [4].

На деталях не останавливаемся, отсылая к публикации [4]. Ибо следует чуть подробнее остановиться на довольно неожиданных приложениях концепции ЭПП к разработке линзовидных коллекторов.



Рис. 6. Типизация систем заводнения

Залежи с линзовидными коллекторами, казалось бы, являются “экзотическими” и не очень распространенными. Оказывается, ситуация с ними – с точностью до наоборот. Ибо почти любую залежь нефти можно перевести в категорию залежей с линзовидными коллекторами. Все зависит от граничных значений ФЕС, по которым сегодня выделяются неколлектора.

Итак, в традиционном понимании, рассматриваем изолированную песчаную линзу, для простоты – круговую по форме и однородную по коллекторским свойствам (рис. 7).

Принято, для определенности, что диаметр линзы равняется 500 м, проницаемость – 500 мДарси, пористость – 0,2, толщина пласта – 20 м, начальное пластовое давление – 250 ат, давление насыщения – 150 ат, вязкость нефти и воды в пластовых условиях – 1 спз и 0,5 спз соответственно, газосодержание – 172 м³/т, объемный коэффициент нефти – 1,4.

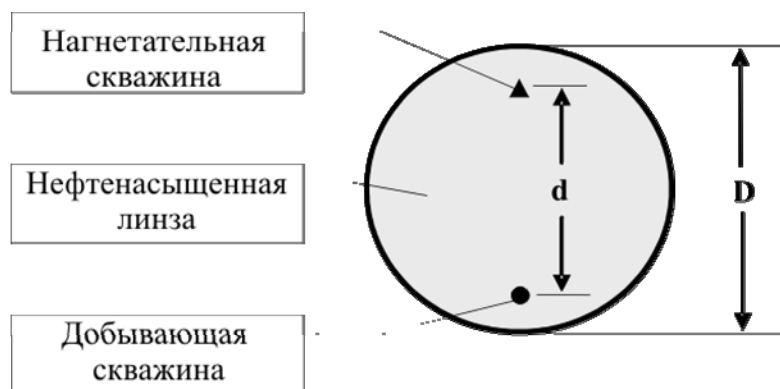


Рис. 7. Расчетная схема заводнения нефтенасыщенной линзы

Разработка данной линзы одной или двумя добывающими скважинами в режиме истощения пластовой энергии характеризуется краткостью истории разработки и накопленной добычей нефти, не окупающей затрат на бурение даже одной скважины.

Поэтому в [4] рассматриваются разные варианты разработки линзы. На рис. 7 показывается случай, когда имеет место благоприятное стечение обстоятельств с точки зрения взаимного расположения добывающей и нагнетательной скважин. Другие варианты исследуют менее благоприятные сетки скважин.

Варианты с заводнением характеризуются, по сравнению с вариантом истощения, значительно большими значениями КИН. Он изменяется от 21 до 73%. В зависимости от взаимного расположения добывающей и нагнетательной скважин (см. рис. 8).

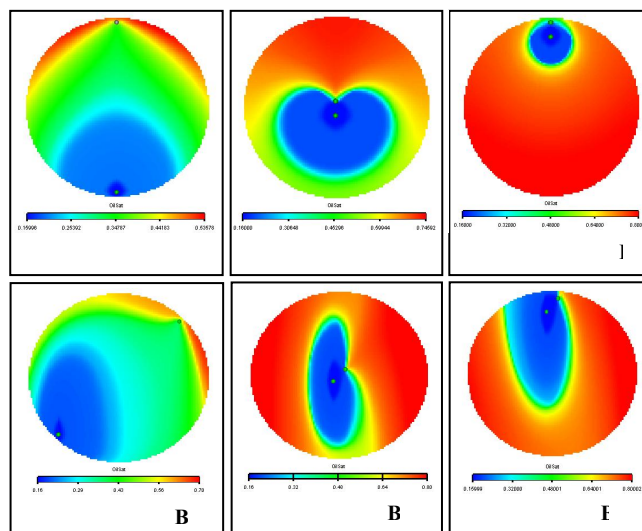


Рис. 8. Конечное распределение нефтенасыщенности в линзе (варианты 1–3, 13–15)

Другая серия вариантов основана на концепции ЭПП, согласно которой принимается расчетная модель, изображенная на рис. 9. Здесь линза окружена “неколлекторами” (размеры линзы и окружающих коллекторов даются в разных

масштабах), так как испытания разведочных скважин давали непромышленные притоки нефти. Проницаемость “неколлекторов” – 1 мДарси.

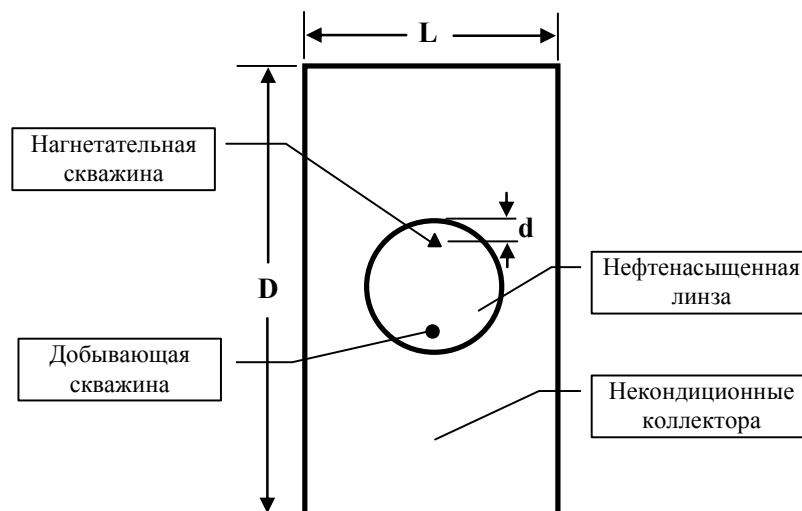


Рис. 9. Расчетная схема заводнения нефтенасыщенной линзы (при следовании концепции ЭПП)

В новой серии вариантов внешняя граница линзы уже считается проницаемой. Исследованная серия вариантов характеризуется следующими разновидностями.

- Рассматривается разработка линзы одной добывающей скважиной (в центре), в режиме истощения пластовой энергии.
- Исследуются случаи заводнения линзы по схеме, приведенной на рис. 9 (традиционный подход).
- Принимается, что нагнетательная горизонтальная скважина размещается за пределами линзы.

Вкратце итоги таковы.

Традиционный подход к разработке обеспечивает примерно такие же значения КИН, что и ранее указанные. Нетрадиционные первая и в особенности третья серии вариантов по величине КИН значительно превосходят 100%. Ибо теперь линза играет роль укрупненной добывающей скважины. В результате активизируются забалансовые запасы нефти в “неколлекторах” (рис. 10). Еще большая активизация имеет место при увеличении числа нагнетательных горизонтальных скважин за контуром нефтеносности (подробнее об этом в [4]).

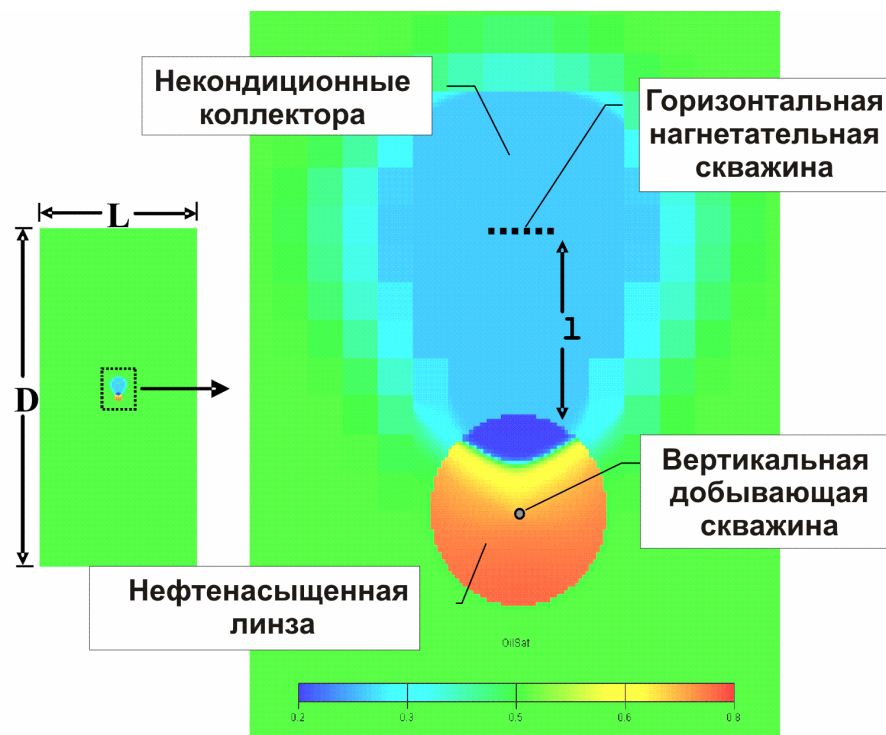


Рис. 10. Распределение нефтенасыщенности при заводнении некондиционных коллекторов в варианте 8

ОБЩИЕ ВЫВООДЫ

Традиционная концепция АПП невольно породила целый ряд некорректностей в теории и практике разработки месторождений нефти и газа. Эта некорректность усилена вследствие нарушения системности взаимодействия сопредельных научных дисциплин по вертикали и даже по горизонтали. Что произошло по причине позиционирования самостоятельности отдельными научными дисциплинами. В ряде компаний и организаций для устранения рассматриваемого негатива прибегают к созданию мультидисциплинарных групп. Приведенное обострение ситуации будет дальнейшим шагом в нормализации сложившегося положения в нефтегазовой науке.

Предложенная концепция ЭПП устраняет некорректности в нефтегазовой науке и в сопредельных научных дисциплинах. Повсеместное вхождение её в жизнь, восстановление системной иерархичности нефтегазовой науки повысят уровень познания недр, степень достоверности подсчета запасов, 3D компьютерных моделей. Это уже позволяет и еще позволит создавать более эффективные технологии разработки и соответствующие технологические решения и в конечном счете повысит эффективность отечественного нефтегазового недропользования.

ЛИТЕРАТУРА

1. Маскет М. Физические основы технологии добычи нефти: пер. с англ. М.: Гостоптехиздат, 1953. 606 с.
2. Закиров С.Н., Закиров Э.С., Индрупский И.М. Новые представления в 3D геологическом и гидродинамическом моделировании // Нефтяное хозяйство. 2006. №1. С. 34–41.
3. Закиров С.Н., Закиров Э.С., Закиров И.С., Баганова М.Н., Спиридонов А.В. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. М., 2004. 520 с.
4. Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С., Закиров И.С. и др. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2009. Ч. II. 484 с.
5. Worthington P.F., Cosentino L. The role of cutoffs in integrated reservoir studies // SPE Res. Eval.&Eng., Aug. 2005. Vol. 8, №4. P. 276–290.
6. Ringrose P.S. Total-property modeling: dispelling the net-to-gross myth // SPE RE&E., Oct. 2008. Vol. 11, №5. P. 866–873.