

# СОВРЕМЕННЫЕ ОСНОВЫ ТЕОРИИ И ПРАКТИКИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА ЧАСТЬ 1\*

С.Н. Закиров<sup>1</sup>, И.М. Индрупский<sup>1</sup>, Э.С. Закиров<sup>1</sup>, В.А. Николаев<sup>2</sup>,  
И.С. Закиров<sup>3</sup>, Д.П. Анিকেев<sup>1</sup>

1 – ИПНГ РАН, 2 – ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 3 – ОАО «Лукойл»

## *Предисловие*

Великим достижением в области теории и практики разработки месторождений нефти и газа является развитие и использование в последние годы методологии 3D компьютерного моделирования. Ее современный облик определяется а) значительным прогрессом в численных алгоритмах решения фильтрационных задач и ростом вычислительных мощностей компьютерной техники, б) широким использованием методов 3D сейсмологии, в) техникой и технологиями горизонтального бурения и другими инновациями.

Как ни странно, именно практика 3D компьютерного моделирования позволила выявить довольно серьезные упущения как в ее методологии, так и в методологиях сопредельных научных дисциплин. В результате авторы на основе проведенных в течение последних пяти лет исследований пришли к следующим выводам.

В стране (и мире) практически отсутствуют месторождения с

- достоверным подсчетом запасов нефти (газа),
- достоверными 3D геологическими и 3D гидродинамическими моделями продуктивных пластов,
- соответственно – с адекватными реальной геологии технологиями их разработки.

Вскрытие имеющихся мест недостатков позволило найти выходы из сложившейся ситуации в области теории и практики разработки месторождений нефти и газа. Дополнительный импульс к пересмотру устоявшихся подходов в нефтегазовой науке дают приводимые далее результаты лабораторных экспериментов.

Пользуясь случаем, авторы признаются, что они в течение многих прошедших десятилетий, вместе с научным сообществом, также были «жертвами» целого ряда устоявшихся представлений. Однако в каждой науке, рано или поздно, возникает необхо-

---

\* Статья публикуется в авторской редакции. Часть 2 см. в настоящем выпуске журнала. Все рисунки см. в конце статьи.

димось пересмотра принципиальных положений, что способствует прогрессу в ее развитии.

### ***Введение***

Было время, когда нефть добывали ведрами и рыли колодцы в местах поступления ее на дневную поверхность.

Сегодня нефтяная и газовая отрасли являются высокотехнологичными. И об их значимости в современном мире говорить излишне. Такой очевидный прогресс не мог произойти без становления соответствующей науки и развития необходимой инженерии.

Поэтому такую науку справедливо называть нефтегазовой наукой. Под этим термином мы здесь подразумеваем все то, что связано только с изучением залежей нефти и газа, анализом, прогнозированием, регулированием процессов в продуктивных пластах при добыче нефти и газа, а также с повышением нефте-, газо-, конденсатоотдачи Недр. То есть не касаемся других разноплановых направлений, связанных с транспортом, переработкой, использованием продуктов переработки, нефтехимией и др.

В настоящее время нефтегазовая наука представляет собой иерархически выстроенную совокупность научных дисциплин. Это первая ее характерная особенность.

Вторая ее важнейшая особенность заключается в следующем. Развитие нефтегазовой науки в течение долгих лет было продиктовано «безобидными» классическими дифференциальными уравнениями многомерной многофазной фильтрации Маскета – Мереса (1936 г.). Анализ современной ситуации в теории и практике разработки месторождений нефти и газа показывает, что имеющие место упущения в этой родной для всех нас науке связаны с

- нарушением системности в иерархически выстроенной совокупности научных дисциплин, входящих в понятие «нефтегазовая наука»;
- развитием методологии исследований практически во всей совокупности научных дисциплин на основе уравнений Маскета – Мереса.

Кроме того, серьезная коррекция устоявшихся представлений напрашивается из приводимых результатов лабораторных экспериментов по вытеснению вязких нефтей разными агентами из моделей пластов разной длины.

Аналізу ситуации и выходу на более перспективные уровни развития нефтегазовой науки и практики посвящается настоящая статья.

Данная статья имеет отношение ко многим разделам нефтегазовой науки. Поэтому следовало бы делать ссылки на многих выдающихся ученых. Это, с одной стороны, непосильная задача. С другой стороны, авторы наверняка упустили бы ссылки на каких-то ученых, на какие-то публикации.

Поэтому авторы просят извинить их за отсутствие традиционных многочисленных ссылок на работы своих предшественников. Однако нам придется делать немало ссылок на свои публикации в связи с тематикой статьи.

### ***Структура нефтегазовой науки***

Структура нефтегазовой науки выкристаллизовывалась и развивалась в течение многих десятилетий. Она характеризуется следующими отличительными особенностями.

1. Нефтегазовая наука базируется на глубочайших знаниях фундаментальных наук – математики, физики, химии и геологии. Наша наука не является законодательницей для этих наук. Мы только используем их знания, умения, методологию исследований.

2. Структура нефтегазовой науки подчинена

- принципу системности,
- иерархичности своего строения.

Прародителями и системности, и иерархичности являются классические дифференциальные уравнения Маскета – Мереса [1]. Они широко известны в качестве самой распространенной модели black oil. Мы здесь не касаемся других моделей, которые так или иначе базируются на уравнениях Маскета – Мереса.

3. Структурная схема нефтегазовой науки приведена на рис. 1. Она отличается определенной условностью. Мы осознаем, что возможны иные комбинации сопредельных научных дисциплин и их количество. Однако это уже не так принципиально.

Отметим только, что на схеме рис. 1 присутствуют две пустые клеточки. О них будет сказано в дальнейшем.

Все было хорошо в начальных стадиях формирования нефтегазовой науки. В последнее время ситуация явно ухудшилась.

Во-первых, объем знаний, информации во всех научных дисциплинах стремительно нарастал.

Во-вторых, каждая научная дисциплина становилась самостоятельной. Тем более что в каждой из них стали появляться ученые экстра-класса. Они оказывались озабоченными решением задач и проблем своей научной дисциплины.

По указанным причинам стали нарушаться связи и взаимодействие между специалистами разных научных дисциплин. Как следствие, заметно сократилось взаимопонимание между сопредельными научными дисциплинами, как по горизонтали, так и по вертикали.

Озабоченность этой проблемой на Западе возникла давно. Поэтому стали формировать мультидисциплинарные группы для решения проблемных вопросов при разработке того или иного месторождения [2, 3]. Однако это не решает проблему системности в целом. Ибо каждый специалист привносит в группу свои знания и свои результаты. И никто не подвергает его результаты сомнению. Сегодня время требует, чтобы каждый специалист

- отлично знал свою специальность и
- хорошо ориентировался в сопредельных научных дисциплинах.

**Пример.** В начале этого века Центральная комиссия по разработке месторождений нефти и газа (ЦКР Роснедра) утвердила проектный документ по разработке одного морского нефтяного месторождения. Этот проект был создан консорциумом фирм, включающим в том числе известные западные компании. То есть проект создан группой специалистов на мультидисциплинарной основе.

К сожалению, при проведении прогнозных расчетов они использовали некорректно нормированные относительные фазовые проницаемости (ОФП) для нефти и воды, схематично изображенные на рис. 2. В результате прогноз накопленной добычи нефти из месторождения характеризовался верхней зависимостью на рис. 3. Пересчитанный нами прогноз добычи нефти на основе корректных ОФП (рис. 4) описывается нижней зависимостью на рис. 3. Пришлось немало потрудиться, чтобы найти технологические решения с целью исправления «патовой» ситуации.

Отсюда видна «цена вопроса» в потере взаимопонимания между специалистами в области физики нефтегазового пласта и специалистами в области 3D моделирования.

Первые из них нормировали фазовые проницаемости по эффективной проницаемости – проницаемости для нефти при остаточной водонасыщенности (рис. 2), а вторые – по абсолютной проницаемости (рис. 4). Такого рода некорректности встречаются и в западных публикациях.

О других подобных примерах рассогласования и недопонимания между специалистами говорится далее.

### **Концепции абсолютного и эффективного порового пространства**

Известно, что в уравнениях Маскета – Мереса базисными коэффициентами являются коэффициент абсолютной проницаемости по воздуху  $k_{абс}$  и коэффициент открытой пористости  $m_o$  (см. схему на рис. 5). Поэтому соответствующие представления о фильтрационных процессах в пласте авторами были названы концепцией абсолютного порового пространства (АПП). Как упоминалось ранее, именно концепция АПП предопределила методологии исследований практически во всех дисциплинах нефтегазовой науки.

Напомним, что уравнения Маскета – Мереса, например, в одномерном случае двухфазной фильтрации записываются в виде

$$\frac{\partial}{\partial x} \left( \frac{kk_H^*}{\mu_H} \rho_H \frac{\partial p_H}{\partial x} \right) = \frac{\partial}{\partial t} (m_o S_H \rho_H), \quad (1)$$

$$\frac{\partial}{\partial x} \left( \frac{kk_B^*}{\mu_B} \rho_B \frac{\partial p_B}{\partial x} \right) = \frac{\partial}{\partial t} (m_o S_B \rho_B). \quad (2)$$

Здесь  $k$  – абсолютная проницаемость по воздуху;  $m_o$  – коэффициент открытой пористости;  $k_H^*, k_B^*$  – относительные фазовые проницаемости по нефти и воде, нормируемые по  $k$ ;  $\rho_H, \rho_B, \mu_H, \mu_B$  – плотности и вязкости нефти и воды;  $S_H, S_B$  – коэффициенты насыщенности порового пространства нефтью и водой в долях от  $m_o$ ; давления в нефтяной фазе  $p_H$  и водяной фазе  $p_B$  связаны капиллярным давлением.

Анализ современного состояния теории и практике разработки месторождений нефти и газа показал, что неблагоприятная ситуация в них связана не только с нарушением системности в иерархии научных дисциплин. Другая, более важная причина, обусловлена «безобидными» дифференциальными уравнениями типа (1) и (2).

Начальное физическое основание к пересмотру исходных дифференциальных уравнений довольно простое. А именно: какое отношение к реальному пласту имеют коэффициенты абсолютной проницаемости по воздуху и открытой пористости?

Действительно, запасы нефти (газа), подвижная вода находятся не в открытом, а в эффективном поровом пространстве, с базисными коэффициентами пористости  $m_{эф}$ ,  $m_{эф} = m_o(1 - S_{во})$ ,  $S_{во}$  – остаточная (неснижаемая) водонасыщенность.

Очевидно, что фильтрация нефти (газа) происходит не при абсолютной проницаемости. То есть реалистичная запись уравнений многофазной фильтрации типа (1) и (2)

должна основываться на коэффициентах эффективной пористости  $m_{эф}$  и эффективной проницаемости  $k_{эф}$ . Под  $k_{эф}$  понимается фазовая проницаемость для нефти (газа) при остаточной водонасыщенности  $S_{во}$  (см. схему на рис. 6.) Если исходить из этих, пока формальных, соображений, то вместо системы (1)–(2) имеем следующую систему уравнений:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left( \frac{k_{эф} k_H^*}{\mu_H} \rho_H \frac{\partial p_H}{\partial x} \right) = \frac{\partial}{\partial t} (m_{эф} S_H \rho_H), \quad (3)$$

$$\frac{\partial}{\partial x} \left( \frac{k_{эф} k_B^*}{\mu_B} \rho_B \frac{\partial p_B}{\partial x} \right) = \frac{\partial}{\partial t} (m_{эф} S_B \rho_B). \quad (4)$$

Здесь относительные фазовые проницаемости по нефти и воде  $k_H^*$  и  $k_B^*$  нормируются по эффективной проницаемости  $k_{эф}$ ;  $S_H$  и  $S_B$  выражаются в долях от объема эффективного порового пространства, т. е. от коэффициента  $m_{эф}$ .

Пока можно отметить следующее. В таком виде внешняя форма уравнений (3)–(4), к счастью, совпадает с написанием уравнений (1)–(2). То есть не требуются изменения в алгоритмах решения 3D многофазных задач, реализованных в распространенных на практике программных продуктах. На соответствующих предположениях остановимся далее.

Однако заметно изменяется «начинка» этих уравнений. Ибо они нуждаются в иной исходной информации. Изменившиеся исходные уравнения и терминология позволили авторам все, что с ними связано, отнести к концепции эффективного порового пространства (ЭПП) [4, 5].

Прежде всего, изменяется форма кривых ОФП. Так, для системы нефть – вода ОФП имеют вид, изображенный на рис. 7.

В случае трехфазной фильтрации ОФП в системе газ – нефть (в присутствии остаточной водонасыщенности) характеризуются зависимостями, аналогичными представленным на рис. 8. Отметим, что максимальное значение ОФП для газа более 100% является корректным с физической точки зрения.

Целесообразность перехода к концепции ЭПП просматривается даже на следующих примерах.

Основываясь на различных предпосылках, Щелкачев В.Н. [6] и Jacob С.Е. [7] независимо друг от друга получили дифференциальное уравнение неустановившейся

фильтрации упругой жидкости в упругой пористой среде. Оно, согласно [6], записывается в осесимметричном случае следующим образом:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{1}{\chi} \frac{\partial p}{\partial t}. \quad (5)$$

Здесь  $p$  – давление,  $r$  – радиальная координата,  $t$  – время, а коэффициент пьезопроводности  $\chi$  определяется равенством

$$\chi = \frac{k}{\mu(\beta_c + m\beta_{ж})}, \quad (6)$$

где  $\mu$  – коэффициент динамической вязкости флюида,  $\beta_c$  и  $\beta_{ж}$  – коэффициенты упругоёмкости (сжимаемости) жидкости и пористой среды,  $m$  – коэффициент пористости.

До недавнего времени различные решения уравнения (5) в России использовались для интерпретации результатов исследований нефтяных скважин при однофазной фильтрации.

С позиций же концепции ЭПП здесь уместны следующие комментарии.

- Уравнение (5) справедливо для водоносного, а не для нефтяного пласта.
- По умолчанию под коэффициентом  $k$  в (6) понимается коэффициент абсолютной проницаемости, а под  $m$  – коэффициент открытой пористости.
- На самом же деле, если говорить о нефтяном пласте, то  $k$  – фазовая проницаемость для нефти при остаточной водонасыщенности, т.е. это  $k_{эф}$ .
- Если уравнение (5) использовать в нефтяной практике, то коэффициент  $\chi$  должен записываться в виде [4, 5]

$$\chi = \frac{k}{\mu(\beta_c + m_o(1 - S_{во})\beta_{н} + m_o S_{во}\beta_{в})} = \frac{k}{\mu(\beta_{с\ эф} + m_{эф}\beta_{н})}. \quad (7)$$

Здесь  $\beta_{н}, \beta_{в}$  – коэффициенты упругоёмкости нефти и воды,  $S_{во}$  – остаточная водонасыщенность, а  $\beta_{с\ эф}$  – коэффициент упругоёмкости эффективной пористой среды

$$\beta_{с\ эф} = \beta_c + (m_o - m_{эф})\beta_{в} = \beta_c + m_o S_{во}\beta_{в}. \quad (8)$$

Необходимость учета остаточной водонасыщенности усугубляется тем, что нередко она составляет до 50% порового объема. Важно также, что сжимаемость самого скелета породы может существенно меняться в присутствии связанной воды.

Нелишне заметить, что новая запись уравнения упругого режима возможна при следующем допущении. А именно при пренебрежении образованием подвижной воды

вследствие ее упругого расширения. При следовании же концепции АПП такого рода оговорка даже не возникала.

Другой пример связан с применением к нефтяным скважинам известной формулы Дюпюи. Часто не уточняется, что понимается под коэффициентом проницаемости, входящим в эту формулу. Однако эта величина есть не абсолютная проницаемость, а эффективная проницаемость для нефти, то есть фазовая проницаемость для нефти при остаточной водонасыщенности.

Еще один недостаток в записи формулы Дюпюи связан с отсутствием объемного коэффициента, необходимого для пересчета дебита нефти от пластовых условий к стандартным. Известно, что в ряде случаев эта величина доходит до 4 единиц. Кроме того, нередко забывается, что эта формула справедлива не для весового, а для объемного дебита.

Отмеченные упущения характерны не только для российской практики. Они имеют место и в зарубежных публикациях.

Перейдем теперь, через оговорку, к более серьезным последствиям воздействия концепции ЭПП на методологию сопредельных научных дисциплин [4, 5].

### ***Отступление***

Вследствие некоторых высказываний здесь и для последующего изложения хотелось бы обратить внимание на наличие расхождений в западной и российской терминологии. При этом некоторые из них трудно устранимы. В частности, поэтому при обсуждении западные специалисты никак не могут понять суть новой концепции ЭПП.

Так, в новой концепции ЭПП базисными в исходных дифференциальных уравнениях являются коэффициенты эффективной проницаемости и эффективной пористости. В нашем случае под коэффициентом эффективной проницаемости  $k_{эф}$  понимается фазовая проницаемость для нефти (газа) при остаточной водонасыщенности. В западной же терминологии (и в некоторых отечественных публикациях по физике пласта) под  $k_{эф}$  подразумевается фазовая проницаемость по нефти при произвольном значении водонасыщенности. Возможны и иные расхождения, о которых авторы могут даже не подозревать.



Кроме того, приходится слышать, что понятие эффективного порового пространства уже известно давно и оно использовалось в петрофизике. В этой связи целесообразно отметить следующие моменты.

- Уравнения Маскета – Мереса «приказывали» всем работать в рамках концепции АПП, то есть базироваться на коэффициентах  $k_{абс}$  и  $m_0$ . Тем не менее петрофизики для ряда задач использовали эффективную пористость  $m_{эф}$ . Ибо петрофизические зависимости различных величин в функции от  $m_{эф}$  характеризовались гораздо большими коэффициентами корреляции, чем при использовании  $m_0$ . Коэффициент  $k_{эф}$  в петрофизических исследованиях практически не применялся.

- При этом непосредственное использование  $m_{эф}$  было возможно только в рамках анализа результатов лабораторных исследований. А применительно к пласту переход к  $m_{эф}$  осуществлялся на основе корреляционных соотношений от  $m_0$ . Ибо интерпретация результатов ГИС была нацелена именно на нахождение распределения по разрезу значений  $m_0$  как первичного параметра. При последующем же геологическом и гидродинамическом моделировании, подсчете запасов осуществлялся обратный переход от  $m_{эф}$  к  $m_0$ .

- Приведенные доводы говорят об отсутствии полной идентичности прежних представлений с развиваемой новой концепцией ЭПП. Во-первых, понятие эффективной пористости так и не вошло в методологию интерпретации результатов ГИС (за исключением, разве что, метода ЯМР). Хотя приводимые далее ссылки показывают, что сегодня обоснованы соответствующие методологические подходы. Во-вторых, привлекательное для петрофизики понятие  $m_{эф}$  оставалось «незаконнорожденным» и маловостребованным в концепции АПП. Новая концепция ЭПП берет свое начало от уточненных исходных дифференциальных уравнений многомерной многофазной фильтрации. То есть параметры  $k_{эф}$  и  $m_{эф}$  теперь уже являются базисными коэффициентами, характеризующими продуктивный пласт.

### *Следствия в физике пласта*

В физике нефтегазового пласта огромный объем керновых исследований приходится на определения базисных коэффициентов  $k_{абс}$  и  $m_0$ . По отдельным

месторождениям России (и в мире) эти коэффициенты определяются для нескольких тысяч образцов. Эти образцы еще сначала надо выпилить, затем проэкстрагировать, просушить.

Указанные коэффициенты нужны концепции АПП. Однако они не требуются для концепции ЭПП. Так как они не информативны для реального пласта. Это связано с тем, что для фильтрующейся нефти безразлично, какими коэффициентами  $k_{абс}$  и  $m_0$  характеризуется ее пористая среда.

Другими словами, отпадает необходимость в бессмысленной, большой по объему работе. Зато возрастает роль жизненно важных исследований по определению  $k_{эф}$  и  $m_{эф}$ , ОФП, капиллярных давлений. Но уже в рамках концепции ЭПП.

В концепции ЭПП, в качестве экспресс-метода, возможна следующая облегченная процедура нахождения функций ОФП. Так, например, в случае двухфазной фильтрации можно обойтись простыми экспериментами по определению коэффициента вытеснения  $K_{выт}$ . В самом деле, величина  $C$  на оси абсцисс (рис. 7) по определению равна  $K_{выт}$ . Остается найти  $k_{эф}$  и проницаемость для воды при остаточной нефтенасыщенности, чтобы определиться с точками  $A$  и  $B$ .

Формы ОФП для нефти и воды в первом приближении можно задать теоретической зависимостью, например степенной функцией, с последующим их уточнением при адаптации модели к истории разработки.

Как будет следовать из дальнейшего, отмеченным исследованиям должны подвергаться, в том числе и прежде всего, низкопроницаемые коллектора. Это те породы (и их образцы), которые сегодня относят к неколлекторам.

### ***Петрофизика и ГИС***

Известно, что петрофизика – это связующее звено между физикой пласта и методологией интерпретации результатов ГИС. Коль скоро петрофизика обслуживает потребности концепции АПП, то она от физики пласта заимствовала коэффициенты  $k_{абс}$  и  $m_0$ . И эти параметры использовала в различных корреляционных соотношениях.

Так, на рис. 9 приводится типичная корреляционная зависимость  $\ln(k_{абс})$  от  $m_0$  по одному из месторождений России. Во-первых, здесь видно, что имеет место слабая корреляционная связь между рассматриваемыми параметрами. Если же отыскивается связь

между  $\ln(k_{эф})$  и  $m_{эф}$ , то коэффициент корреляции кратно возрастает. Это показано нами как на фактических данных, так и на данных специальных сопоставительных лабораторных экспериментов на синтетических сцементированных кернах [8].

В качестве примера на рис. 10 даются корреляционные зависимости между коэффициентом остаточной водонасыщенности и  $m_{эф}$ , которые определены и построены в рамках концепции ЭПП. Отсюда видно, что они характеризуются высокими значениями коэффициента корреляции.

Следовательно, петрофизические зависимости в рамках концепции ЭПП могут только повышать достоверность результатов интерпретации данных ГИС. С физической точки зрения так и должно быть. Ибо в концепции ЭПП неоднородность структуры порового пространства на микроуровне меньше, чем в случае концепции АПП.

Во-вторых, на примере корреляционной зависимости рис. 9 проиллюстрируем ситуацию с выделением неколлекторов. По данным опробований скважин и/или другим критериям обосновываются граничные значения для отсечки неколлекторов. Пока отметим лишь следующий момент. К неколлекторам на рис. 9 отнесены те породы, керновые образцы которых характеризуются совокупностью значений коэффициентов проницаемости и пористости в нижнем левом углу рис. 9. Хотя эти керны имеют, согласно результатам их исследований, вполне определенные (больше нуля) значения коэффициентов проницаемости и пористости. То есть, с одной стороны, абстрактный характер параметров концепции АПП не отражает реальное участие пород в фильтрационных процессах. С другой стороны, единожды выделенные неколлектора далее практически не исследуются и не учитываются при подсчете запасов, 3D компьютерном моделировании.

Ряд ученых-петрофизиков в России и за рубежом, как уже отмечалось, понимали, что коэффициенты  $k_{абс}$  и  $m_o$  не очень подходят для построения петрофизических зависимостей. Поэтому делались попытки использования значений  $m_{эф}$  и/или  $k_{эф}$  [9, 10]. Однако это был интуитивный выход (вообще говоря, недопустимый) за пределы господствующей концепции АПП. Появление же концепции ЭПП объективно заставляет петрофизиков работать с коэффициентами  $k_{эф}$  и  $m_{эф}$ .

Только недавно авторы, по причине наличия субъективных «железных занавесей» между сопредельными научными дисциплинами, узнали о фундаментальных результатах, полученных в работах [11, 12 и др.]. Во-первых, обоснованная в них петрофизическая мо-

дель именно с использованием нормированной эффективной пористости позволила достичь существенного повышения достоверности интерпретации данных ГИС. Во-вторых, при этом стандартный комплекс методов ГИС обеспечивает концепцию ЭПП важной для нее исходной информацией о параметрах эффективного порового пространства. Несмотря на уникальность этих исследований, мы не имеем возможности на них останавливаться. Тем более что можем отослать желающих к работам самих авторов [11, 12 и др.].

### ***3D геологическое моделирование***

Концепция АПП и нарушение системности в нефтегазовой науке привнесли в методологию построения 3D геологических моделей неестественное рукотворное понятие «неколлекторов». Концепция же ЭПП основывается, в частности, на результатах фундаментальных исследований [13]. Они подтверждают, что в природе отсутствуют неколлектора (непроницаемые горные породы).

Использование категории «коллектор-неколлектор» предопределило повсеместное создание нереалистичных 3D геологических моделей залежей с зонально-разобщенными и слоисто-неоднородными, расчлененными по вертикали коллекторами. Отягчающим фактом при построении геологической модели является то, что, определив положение «неколлектора» в разрезе скважины, в ряде случаев производят распространение этого «неколлектора» и на межскважинное пространство. Несмотря на то что «неколлектора» обладают, хотя и малыми по величине, пористостью и проницаемостью, эти параметры в 3D геологических моделях обнуляются.

После обнуления всего массива «неколлекторов» может происходить формирование протяженных искусственных экранов. Нередко, «для успокоения совести», такие «неколлектора» называют глинами. Другими словами, рукотворно исключаются какие-либо течения флюидов вдоль вертикальной координаты.

Интересно отметить следующее обстоятельство в пользу жизненности концепции ЭПП. Дело в том, что отдельные положения этой концепции уже высказывались специалистами и учеными. Однако это делалось на уровне интуитивных соображений, без единой направляющей идеи.

Так, в частности, обстояло дело с борьбой против «неколлекторов». Профессора З.С. Алиев, Б.Е. Сомов, А.А. Плотников ранее доказывали необходимость включения «неколлекторов» в 3D геологические модели залежей газа с им присущими значениями коллекторских свойств [14, 15].

В работе [16] авторы удовлетворительную адаптацию 3D пласта к фактическим данным разработки смогли обеспечить только после «отнятия» у сангапайских глин нулевой проницаемости.

Немаловажно отметить, что недавно к идее о неконструктивности понятия неколлекторов в 3D геологических моделях присоединился P.S. Ringrose [17], представитель западной науки.

Концепция ЭПП, устраняя понятие неколлекторов, настаивает на их тщательном изучении. Из дальнейшего изложения будет ясно, что это имеет принципиальное значение для методологии 3D гидродинамического моделирования и технологий разработки месторождений нефти и газа. Если говорить о конкретных параметрах рассматриваемых низкопроницаемых коллекторов, то важно знать их нефте-, газо-, водонасыщенность,  $k_{эф}$ ,  $m_{эф}$ , хотя бы коэффициент вытеснения, а также функции капиллярных давлений и соответственно – все петрофизические зависимости для целей ГИС.

Далеко не все породы, которые сейчас представляются неколлекторами, таковыми являются. Например, в США, Канаде разрабатываются месторождения газа с проницаемостью коллекторов до десятитысячной доли миллиарда [18, 19]. Уникальные исследования кернов горных пород при давлениях до 2000 ат и температурах до 600 °C позволили определять проницаемости до  $10^{-7}$  мДарси [13]. Результаты этих исследований относятся, в частности, к гранитам и базальтам.

Результаты обширных исследований в России и за ее пределами по дегазации Земли показывают, что она везде дышит [20]. То есть, вообще говоря, даже покрывки являются проницаемыми. Данная идея подтверждается и созданной конденсационной моделью формирования залежей нефти и газа и ее хорошей сходимостью с фактическими данными [21].

Значительным упущением современных 3D геологических моделей является проблема флюидалных контактов. Они, как правило, всегда рассматриваются в качестве горизонтальных. Хотя давно известно, что наличие естественного фильтрационного потока пластовой воды приводит к искривлению флюидалных контактов [22–26].

В качестве примера актуальности проблемы на рис. 11 приводится схема флюидалных контактов по одному из месторождений Западной Сибири. Из схемы видно, что на левом крыле структуры имеет место искривленный газоводяной контакт. Так может быть.

Вся нефть потоком воды смыта на правое крыло ловушки. Очевидно, что это важно знать для поисковых целей. Газонефтяной контакт здесь является горизонтальным. Правильно. Имеет место искривленная поверхность водонефтяного контакта (ВНК). Это тоже верно.

Однако затем авторы приводимой схемы по результатам опробования рисуют горизонтальный ВНК. Этого не может быть. Ибо ВНК может иметь одну из форм, нарисованных пунктирными линиями. Следовательно, авторы схемы не учли значительные запасы нефти. Поэтому обоснованная система разработки по числу, типу и местоположению скважин оказалась неадекватной реальной геологической ситуации.

Имеющиеся аналитические и численные решения для трассировки искривленных флюидальных контактов [22–26] не пригодны для целей 3D компьютерного моделирования. Ибо в этих работах соответствующие задачи решаются в одномерной гидравлической постановке.

Алгоритмы учета искривленных флюидальных контактов в 3D пространстве излагаются в [5].

Другая проблема с флюидальными контактами, по крайней мере в России, состоит в том, что при обосновании отметок ВНК и газоводяного контакта (ГВК) приоритет отдается результатам опробования скважин. К чему это приводит, красноречиво говорит рис. 12 [27]. Данный пример относится к одному из месторождений Западной Сибири.

Здесь искривленный ВНК получен по результатам разновременных опробований разведочных скважин разными специалистами. Последующее бурение двух скважин с выполнением по ним поинтервальных замеров давления (пластоиспытателем типа MDT) позволило идентифицировать отметку зеркала свободной воды (ЗСВ) (рис. 12). Соответствующая горизонтальная линия на профильном разрезе характеризует уточненную по месторождению поверхность ЗСВ. При этом положение общепринятого ВНК, при любой его конфигурации, обычно объясняют со ссылкой на изменчивость пород в пространстве. Конфигурация ЗСВ такого субъективизма не допускает. Его искривление возможно лишь вследствие влияния естественного фильтрационного потока воды.

Цена вопроса? Дополнительный прирост запасов за счет уточнения 3D геологической модели в рассмотренном случае составил около 20%. Поэтому авторы настоящей статьи решительно восстают против приоритетного использования данных опробований

скважин при построении 3D моделей пластов и подсчете запасов. Дополнительный аргумент будет приведен в дальнейшем.

Например, о конфигурации флюидалных контактов можно дать следующее однозначное утверждение: все флюидалные контакты в залежах нефти и газа в отложениях сеномана Западной Сибири являются искривленными. И таковыми они должны рассматриваться по причине наличия мощного водонапорного бассейна и естественного регионального фильтрационного потока воды.

Нелишне привести еще пару примеров из практики нефтедобычи. Так, авторы [28] показывают, что после бурения скважин на переходную зону при их опробовании были получены притоки необводненной нефти.

Произвольность ситуации с флюидалными контактами видна и из работы [29]. Ее авторы приводят примеры, когда горизонтальные скважины, пробуренные ниже утвержденной отметки ВНК, имели начальную обводненность всего в 10–12%.

### ***О запасах нефти и газа***

Запасы нефти и газа являются ключевым фактором для каждого месторождения и страны в целом. Поэтому теорией и практикой подсчета запасов занимались и занимаются сотни исследователей. Ими опубликованы тысячи статей и книг.

#### *Традиционные представления*

Здесь и далее мы практически не касаемся категоричности запасов. Отметим только, что любая категоричность запасов характеризует степень изученности залежей нефти и газа.

Практика 3D компьютерного моделирования и разработки месторождений нефти и газа приводит к необходимости категоричность запасов дополнить идеей структуризации запасов. Что это? Это «внутренняя сущность» запасов. Это, образно говоря, их фамилия и имя. И не только.

Современная методология объемного метода подсчета запасов природных углеводородов в России хорошо отражена в комплексном труде [30]. Согласно традиционным представлениям, структура запасов нефти и газа схематично отражается на рис. 13.

#### *Недостатки традиционного подхода*

Говоря о запасах нефти (газа), специалисты в качестве синонимов употребляют термины – «геологические», «балансовые» запасы. Однако под

- геологическими теперь следует понимать все запасы нефти в пласте – образно говоря, «до последней молекулы»,

- балансовыми будем понимать запасы, получаемые из геологических запасов на основе отсечек «неколлекторов» по граничным значениям пористости, проницаемости, нефтенасыщенности, данным опробования скважин [30, 31].

Именно запасы нефти, понимаемые как балансовые, сегодня учитываются в Госбалансе России в качестве геологических. Что касается «Методических указаний...» [30], то они на самом деле посвящены определению не геологических, а балансовых запасов.

Разницу между геологическими и балансовыми запасами составляют забалансовые запасы. На эти запасы, в силу их природы (трудноизвлекаемости), можно бы не обращать внимания. Однако теория и практика в области 3D компьютерного моделирования не позволяют сегодня пренебрегать ими. И этот факт нельзя игнорировать. Ибо от степени достоверности построения 3D геологических и, соответственно, 3D гидродинамических моделей зависит степень обоснованности рекомендуемой системы разработки, извлекаемых запасов и критерия эффективности разработки – коэффициента извлечения нефти (КИН), а также экономического критерия NPV.

Учитывая вышесказанное, авторы считают целесообразной следующую структуризацию запасов нефти, изображенную на рис. 14.

Данная структуризация запасов не имеет прямого отношения к оценке их коммерческой значимости. Ее цель – поднять уровень 3D компьютерного моделирования и нефтегазового недропользования.

#### *Обоснование предлагаемой структуризации*

Из приведенной схемы на рис. 14 видно, что геологические и балансовые запасы не отождествляются, а рассматриваются в качестве самостоятельных. Например, по экспертной оценке проф. Р.Х. Муслимова [32] разница между геологическими и балансовыми запасами для Ромашкинского месторождения сегодня составляет более 700 млн т. Эту цифру вполне можно включить в «цену вопроса».

Рис. 15 и 16 заимствованы из статьи [33]. Рис. 15 демонстрирует представление о строении пласта с традиционных позиций, которое когда-то (в 50-х годах) было создано на основе завышенных граничных значений пористости, проницаемости и коэффициента нефтенасыщенности.



Пересмотр граничных значений кондиционности запасов выразился в переводе ряда неколлекторов в коллектора. Именно это отражено на рис. 16 и объясняет природу прироста запасов по Ромашкинскому месторождению на 700 млн т.

Нет сомнений в том, что и в незакрашенных прослоях на рис. 16 содержатся забалансовые запасы нефти, которые также участвуют в разработке и их надо учитывать при 3D моделировании.

С позиций концепции ЭПП официальные данные о КИН по Ромашкинскому месторождению являются завышенными. Во-первых, не учитывается выявленный прирост балансовых запасов. Во-вторых, не учитывается добыча нефти из части забалансовых запасов. Другими словами, не мал потенциал данного месторождения с точки зрения прироста извлекаемых запасов при адекватной модернизации сложившейся системы разработки.

Приведенный пример не единственный. Аналогична ситуация на многих месторождениях России и мира. Данный тезис станет более понятным из последующего изложения.

Например, относительно месторождения, профильный разрез которого приведен на рис. 12, можно напомнить следующее.

Прирост геологических запасов по нему за счет корректного учета переходных зон составляет 20%, плюс к этому добавляются запасы в неколлекторах в размере 15%. Здесь речь идет о месторождении с уникальными запасами нефти. Поэтому за данными процентами стоят весьма значительные абсолютные величины геологических и извлекаемых запасов нефти.

В указанных приростах геологических запасов не малой будет доля и балансовых запасов. Для такого утверждения есть следующие основания. Как будет сказано далее, концепция ЭПП позволяет конструировать такие технологии разработки, при которых забалансовые запасы «вынужденно» активизируются.

Теперь коснемся восполняемости запасов. Вопрос о восполняемости запасов нефти именно в последние годы обретает серьезную научную основу. Если ранее публиковавшиеся данные о чрезмерно высоких КИН [34] отрицались оппонентами со ссылками на неточности подсчета запасов, то сегодня на это другая точка зрения.

Научно доказанными являются факты восполнения запасов нефти на Ромашкинском месторождении [32]. При разработке Шебелинского газоконденсатного

месторождения рубеж газоотдачи в 100% пройден давно, а добыча газа продолжается (рис. 17, согласно [35]). Более подробная информация излагается в [5]. С точки зрения восполнения запасов разработка месторождений нефти, например, в режиме перекомпенсации отбора жидкости закачиваемой водой предотвращает притоки глубинных углеводородов. В дальнейшем системы размещения добывающих и нагнетательных скважин, а также режимы их эксплуатации следует обосновывать исходя из учета зон притока глубинных углеводородов.

Серьезной основой для проблемы восполнения запасов углеводородов является созданная и обоснованная в последние годы Галактоцентрическая парадигма [36]. Она дала мощные импульсы в понимании многих проблемных вопросов древнейших наук на Земле – астрономии и геологии.

Так или иначе, сегодня в балансе запасов нефти и газа нельзя пренебрегать имеющимися место притоками глубинных углеводородов. Таких примеров немало. Однако недропользователи в России нередко не заинтересованы в их публикации, чтобы не было обвинения в разработке месторождения при низком КИН. Поэтому их устраивают утвержденные ГКЗ (Государственной комиссией по запасам) балансовые запасы.

Анализ состояния запасов нефти (газа) в соответствии с данными контроля за процессом разработки залежи позволяет оценивать техногенные приток или отток нефти. Как ни странно, техногенно ушедшую нефть не следует минусовать из балансовых запасов при оценке КИН. С тем чтобы не создавать видимость достижения высоких значений данного показателя. Наоборот, техногенно притекшую нефть целесообразно учитывать в балансовых запасах.

Техногенные запасы со знаком плюс или минус не редки в практике добычи нефти и газа [37]. Однако эта тематика непопулярна. Тем не менее такие запасы должны быть предметом анализа и контроля.

В качестве примера на рис. 18 приводится один из типичных случаев техногенно изменяемых запасов [38]. Здесь в нижнем пласте на одном из объектов началось создание подземного газохранилища (ПХГ). Вследствие геологических и техногенных причин в верхнем пласте сформировалась искусственная техногенная залежь газа.

Наибольшие возражения у наших коллег связаны именно с категорией техногенно изменяемых запасов. Со своей стороны, авторы не могут вместить соответствующую сте-

пень недопонимания. Ибо такая категория если не на каждом, то на каждом втором месторождении имеет место по следующим причинам.

Во-первых, многие залежи нефти представлены многослойными коллекторами с различающимися коллекторскими свойствами. Тем не менее редко бурится своя сетка скважин на каждый прослой. В эксплуатационные объекты часто включают ряд пластов. При этом следствием концепции ЭПП является признание следующего факта. А именно, что реальные пласты обычно имеют существенно более высокую связь по вертикали, чем принято представлять в рамках существующих 3D геологических и гидродинамических моделей. Другое дело, что интенсивность межпластовых перетоков бывает разной.

Иначе говоря, межпластовые перетоки и есть одна из причин образования техногенно изменяемых запасов. И если данное обстоятельство не учитывать, то создается искаженное представление о степени эффективности реализуемых систем разработки с соответствующими последствиями.

Во-вторых. К сожалению, нередки случаи негерметичности скважин. В результате имеют место слабо контролируемые утечки, например, газа в атмосферу, в выше залегающие продуктивные или водоносные пласты [39]. Особо острой является эта проблема на ПХГ, где призабойная зона скважин испытывает частые знакопеременные нагрузки.

Извлекаемые запасы. Казалось бы, нефть, прошедшая через замерное устройство, не нуждается в комментариях. Однако сегодня это уже не так. Теоретикам и практикам нефтедобычи теперь будет небезынтересно знать составные части извлеченных запасов. Ибо они уже не только часть балансовых запасов. Такое знание позволит обосновывать и принимать соответствующие адекватные технологические решения.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. *Muskat M., Meres M.W.* The flow of heterogeneous fluids through porous media // *Phys.*, Vol. 7, Sept. 1936. P. 346–363.
2. *Reservoir management* / Ed. G. Thakur. 1998. 200 p. (Reprint SPE ser.; N 48).
3. *Cosentino L.* Integrated reservoir studies. Paris: TECHNIP ed., 2001. 311 p.
4. *Закиров С.Н., Закиров Э.С., Индрупский И.М.* Новые представления в 3D геологическом и гидродинамическом моделировании // *Нефт. хоз-во.* 2006. №1. С. 34–41.
5. *Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С.* и др. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа: Часть 2. М.; Ижевск: Ин-т компьютер. исслед., 2009. 484 с.

6. *Щелкачев В.Н.* Основные уравнения движения упругой жидкости в упругой пористой среде // Докл. АН СССР. 1946. Т. 52, № 2.
7. *Jacob C.E.* On the flow of water in an elastic artesian aquifer // Trans. Amer. Geophys. Union. 1940.
8. *Индрупский И.М., Закиров Э.С., Муртазалиев А.Ш., Файзрахманов Р.Р.* Исследования кернов на основе концепций абсолютного и эффективного порового пространства // Недропользование – XXI век. 2009. № 2. С. 74–76.
9. *Тиаб Дж., Доналдсон Эрл.Ч.* Петрофизика: Теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов: Пер. с англ. М: ЗАО «Премииум Инжиниринг», 2009. 868 с. (Промышленный инжиниринг)
10. *Гудок Н.С., Богданович Н.Н., Мартынов В.Г.* Определение физических свойств нефтенасыщающих пластов. М.: ООО «Недра-бизнесцентр», 2007. 592 с.
11. *Кожевников Д.А.* Петрофизическая инвариантность гранулярных коллекторов // Геофизика. 2001. № 4. С. 31–37.
12. *Кожевников Д.А., Коваленко К.В., Арсибеков А.А.* Инвариантность петрофизических связей в адаптивной интерпретации ГИС // Каротажник. 2009. Вып. 7. С. 69–86.
13. *Шмонов В.М., Витовта В.М., Жариков А.В.* Флюидная проницаемость пород земной коры. М.: Науч. мир, 2002. 216 с.
14. *Алиев З.С., Сомов Б.Е., Рогачев С.А.* Обоснование и выбор оптимальной конструкции горизонтальных газовых скважин. М.: Техника, 2001. 95 с.
15. *Плотников А.А.* Дифференциация запасов в неоднородных коллекторах. М., 2003. 290 с.
16. *Архипов С.В., Черемисин Н.А., Климов А.А.* Влияние характера распространения глин сангопайской свиты на разработку месторождения // Нефт. хоз-во. 2003. № 6. С. 56–60.
17. *Ringrose P.S.* Total-property modeling: dispelling the net-to-gross myth // SPE Res. Eval.&Eng. Oct. 2008, Vol. 11, N 5. P. 276–290.
18. *Bennion D.B., Tomas F.B., Schulseister B.E., Sumani M.* Determination of the effective in-situ gas permeability in subnormally water-saturated tight gas reservoirs // JCPT. 2004. N 10. P. 27–32.
19. *Holditch S.A.* Tight gas sands // JPT. 2006. N 6. P. 86-93.

20. Труды Всероссийской конференции «Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть, газ и их парагенезы», Москва, ИПНГ РАН, 22–25 апр. 2008. М.: ГЕОС, 2008. 622 с.
21. *Баталин О.Ю., Вафина Н.Г.* Конденсационная модель образования залежей нефти и газа. М.: Наука, 2008. 248 с.
22. *Савченко В.П.* Смещение газовых и нефтяных залежей // Нефт. хоз-во. 1952. № 12. С. 22–26; 1953. № 1. С. 36–41.
23. *Hubbert M.K.* Entrapment of petroleum under hydrodynamic conditions // Proc. Amer. Assoc. Petrol. Cong. Mexico City. 1953. Vol. 37. P. 1954–2026.
24. *Чарный И.А., Томельгас В.А.* О смещении газовых и нефтяных месторождений в потоке пластовых вод // Добыча нефти. М., 1967. С. 38–68.
25. *Плотников А.А.* Условия формирования гидродинамических ловушек газа. М.: Недра, 1976. 150 с.
26. *Гутников А.И., Жолдасов А., Закиров С.Н.* и др. Взаимодействие залежей газа и нефти с пластовыми водами / Под общ. ред. С.Н. Закирова. М.: Недра, 1991. 189 с.
27. *Ендалова Ю.В., Закиров И.С., Корабельников А.И., Иванцов Н.Н.* Корректное построение 3D геологической модели и подсчет запасов // Нефт. хоз-во. 2009. № 11. С. 100–109.
28. *Мамлеев Р.Ш., Тимонин В.И.* Результаты испытания «переходной зоны» на Павловской и Зеленогорской площадях // Геология нефти и газа. 1960. № 4. С. 38–41.
29. *Хисамов Р.С., Нуриев И.А., Султанов А.С.* и др. Обобщение результатов эксплуатации горизонтальных скважин месторождений ОАО «Татнефть» // Нефт. хоз-во. 2009. № 7. С. 30–33.
30. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемными методами / Под ред. В.И. Петерсилье и др. М.; Тверь: ВНИИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003. 262 с.
31. *Worthington P.F., Cosentino L.* The role of cutoffs in integrated reservoir studies // SPE Res. Eval.&Eng. Aug. 2005. P. 276–290.
32. *Муслимов Р.Х.* Новый взгляд на перспективы развития супергигантского Ромашкинского нефтяного месторождения // Геология нефти и газа. 2007. № 1. С. 3–12.
33. *Муслимов Р.Х.* Методы повышения эффективности разработки нефтяных месторождений на поздней стадии // Нефт. хоз-во. 2008. №3. С. 30–34.

34. *Овнатов Б.М., Каранетов К.А.* Нефтеотдача при разработке нефтяных месторождений. М.: Недра, 1970. 336 с.
35. *Баренбаум А.А., Закиров С.Н., Закиров Э.С., Индрупский И.М., Лукманов А.Р.* Интенсификация притока глубинных углеводородов // Докл. РАН. 2006. Т. 406. № 2. С. 221–224.
36. *Баренбаум А.А.* Галактоцентрическая парадигма в геологии и астрономии. М.: ЛИБРОКОМ, 2010. 544 с.
37. *Зативалов Н.П.* Нефтегазовая парадигма XXI века // Нефт. хоз-во. 2008. № 1. С. 30–31.
38. *Арутюнов А.Е., Королев Д.С., Бузинов С.Н., Лобанова А.Н.* Распределение объемов газа в подземных газохранилищах // Газовая пром-сть. 2007. № 8. С. 70–73.
39. *Райкевич С.И.* Обеспечение надежности и высокой продуктивности газовых скважин. М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2007. 247 с.

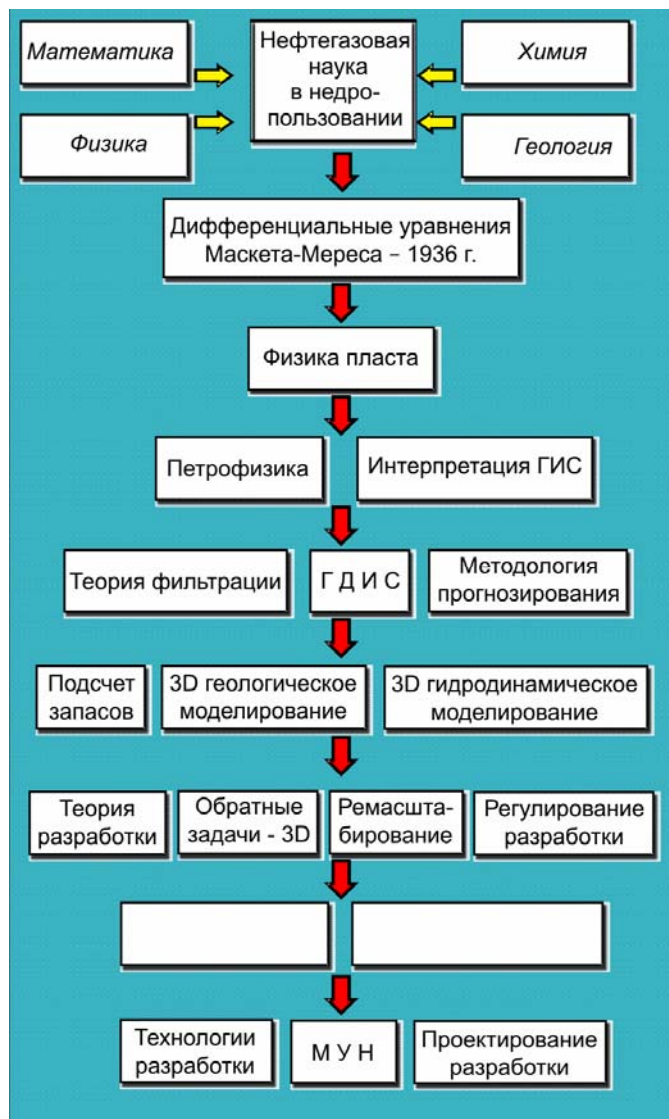


Рис. 1. Современная иерархическая структура нефтегазовой науки на основе уравнений Маскета – Мереса

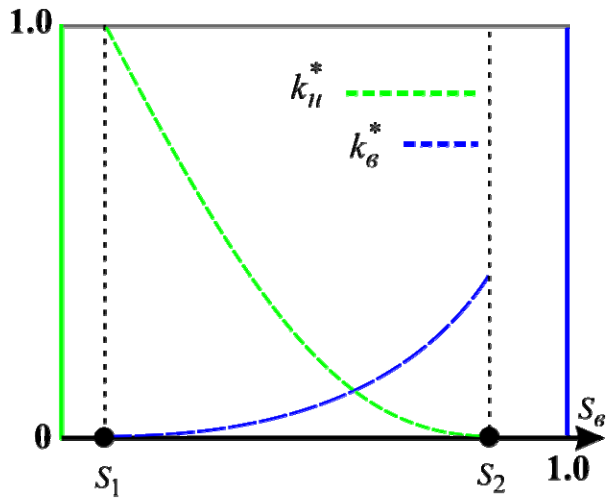


Рис. 2. Некорректные ОПП в 3D модели

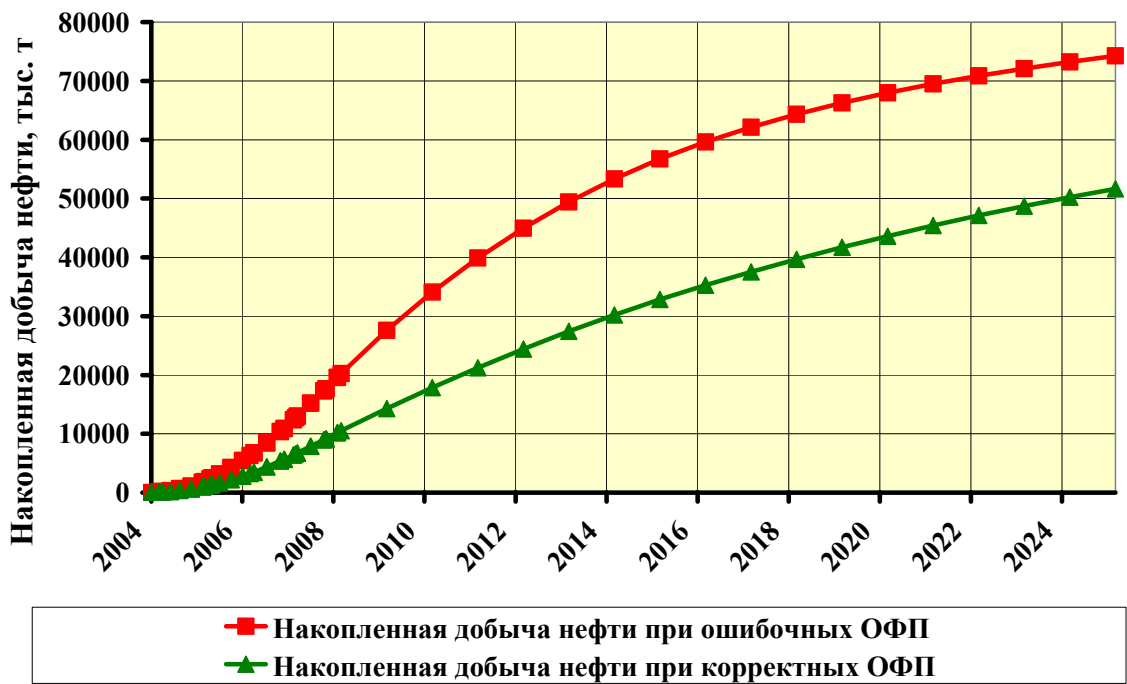


Рис. 3. Прогнозные динамики добычи нефти при ошибочной и корректной нормировках ОПП



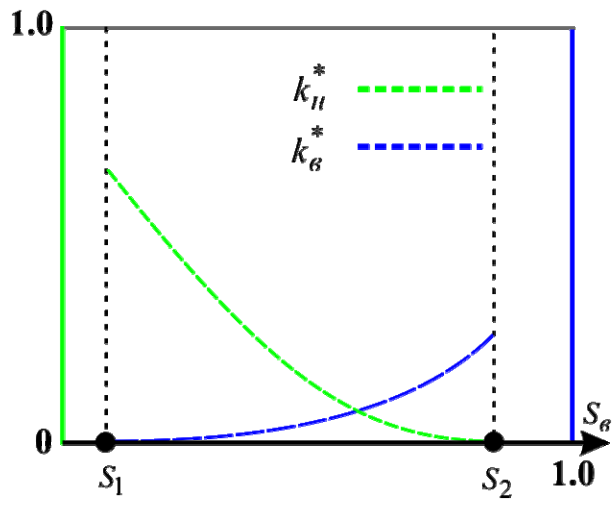


Рис. 4. Корректные ОФП в 3D гидродинамической модели

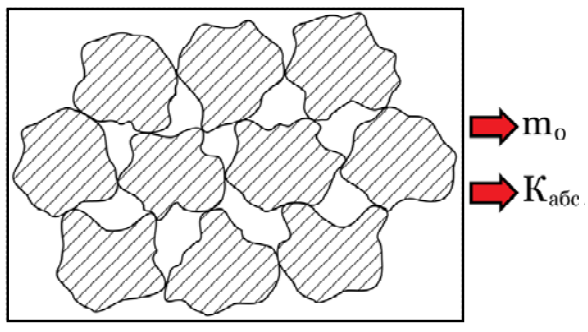


Рис. 5. Схема базисной структуры порового пространства согласно концепции АПП

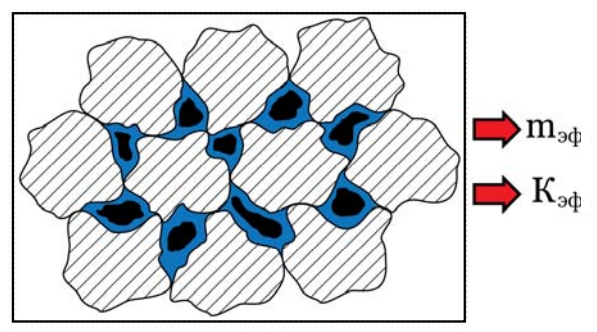


Рис. 6. Схема реальной структуры продуктивного коллектора

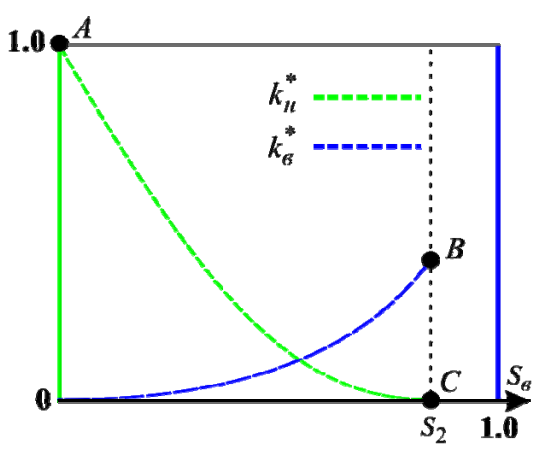


Рис. 7. Зависимости ОФП для нефти и воды согласно концепции АПП

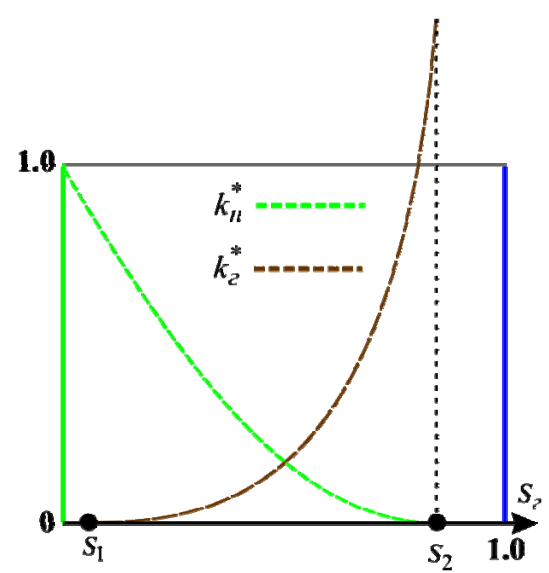


Рис. 8. Кривые ОФП в системе нефть – газ согласно концепции АПП

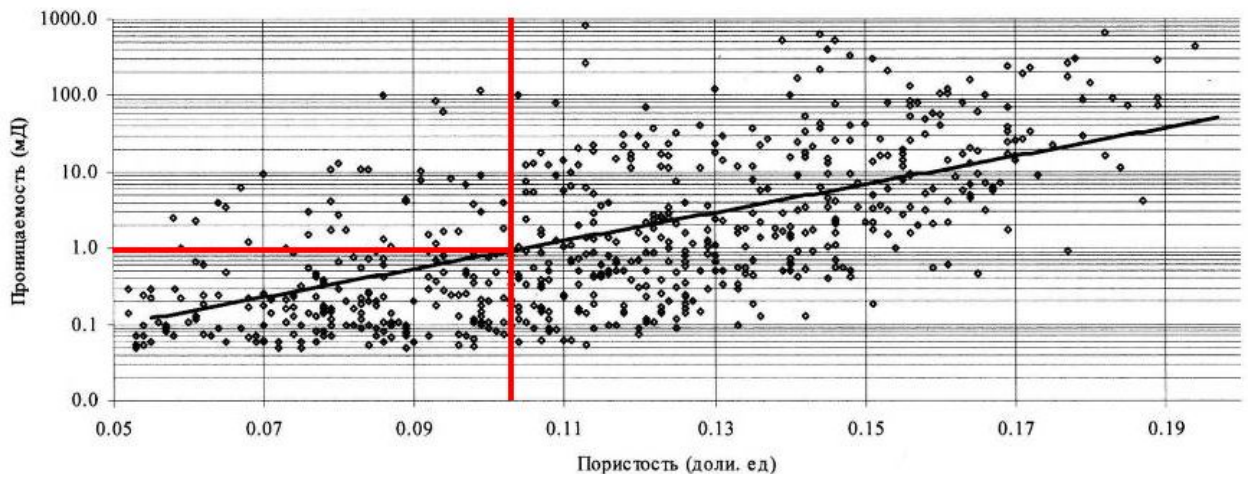


Рис. 9. Оценка взаимозависимости пористости и проницаемости по совокупной выборке образцов

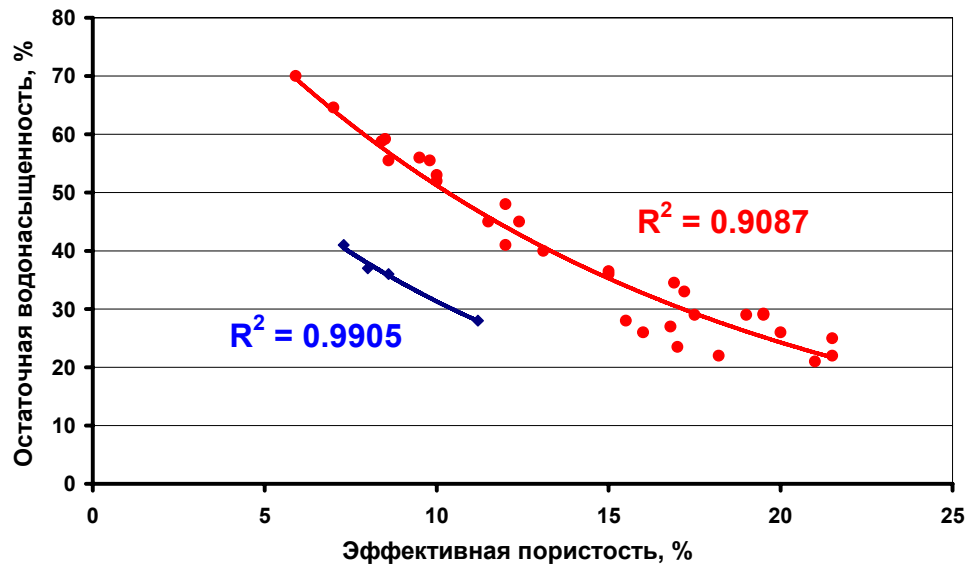


Рис. 10. Сопоставление значений коэффициентов остаточной водонасыщенности и эффективной пористости для двух групп образцов

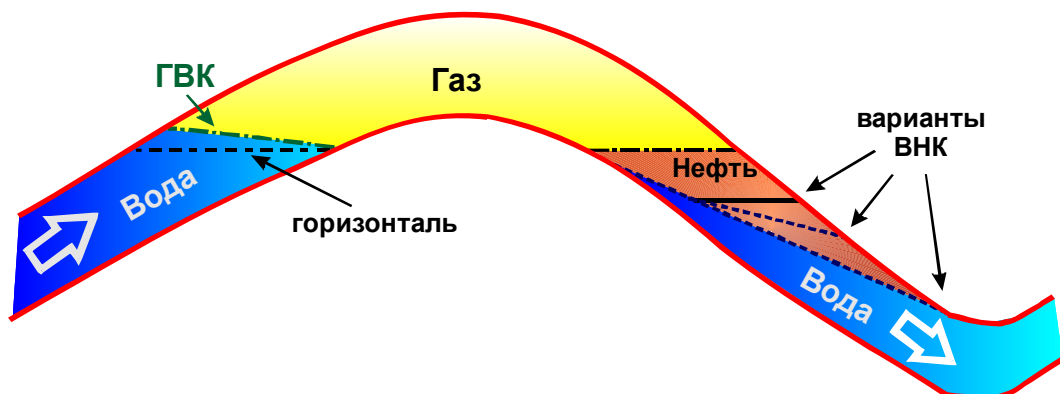


Рис. 11. Искривление флюидальных контактов для одного из месторождений Западной Сибири

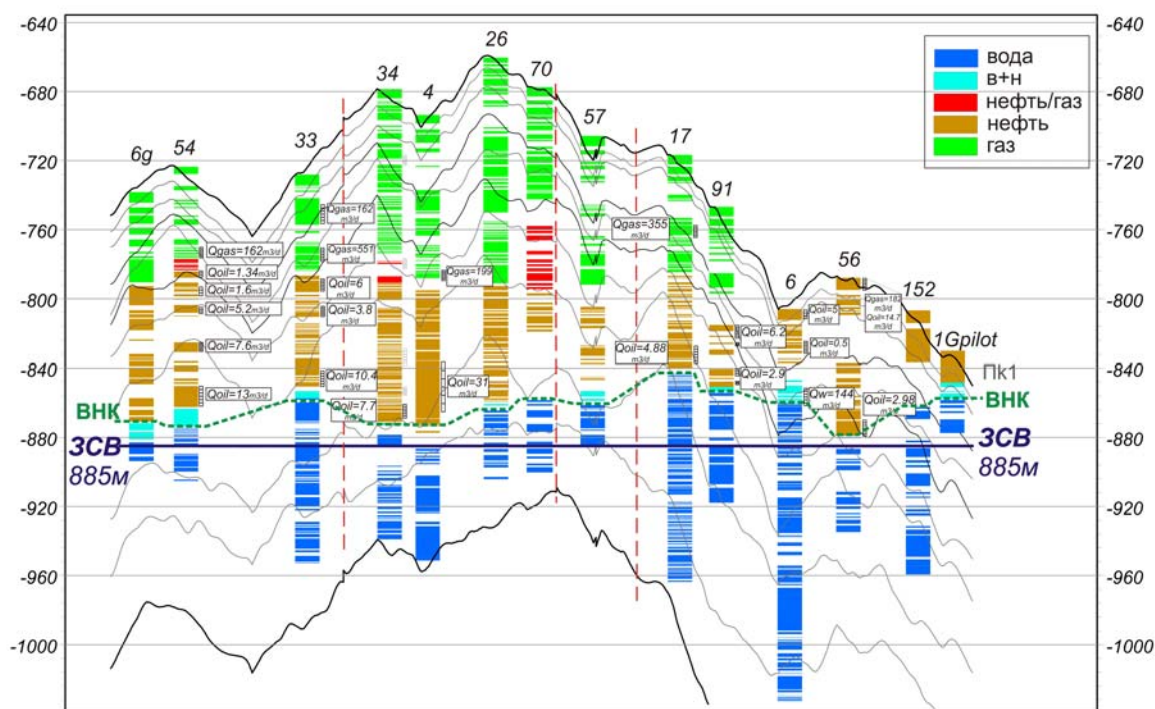


Рис. 12. К определению уровней флюидальных контактов

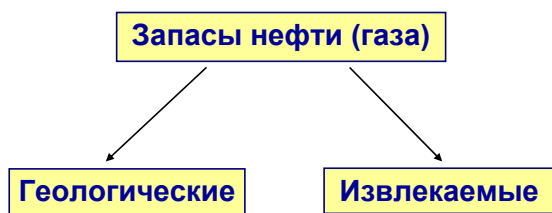


Рис. 13. Традиционная структуризация запасов

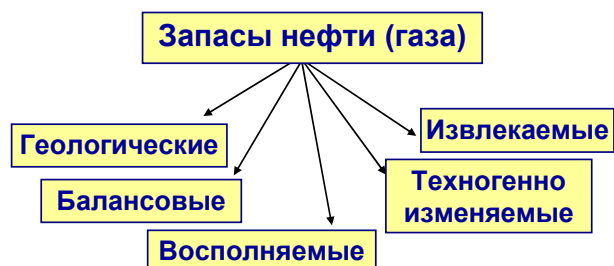


Рис. 14. Предлагаемая структуризация запасов

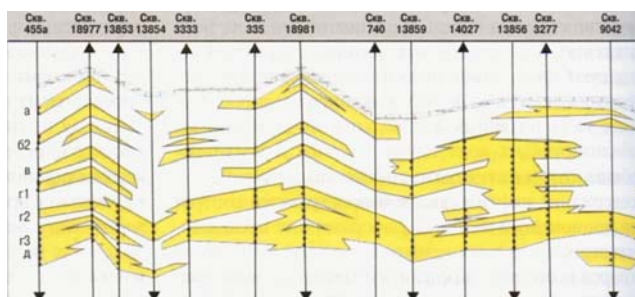


Рис. 15. Геологический профиль с выделением коллекторов согласно утвержденным кондиционным значениям пористости и проницаемости

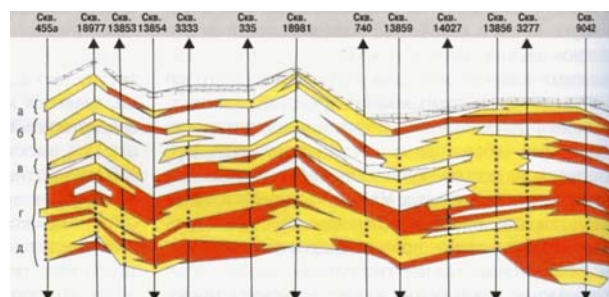


Рис. 16. Геологический профиль с выделением коллекторов согласно уточненным кондиционным значениям параметров

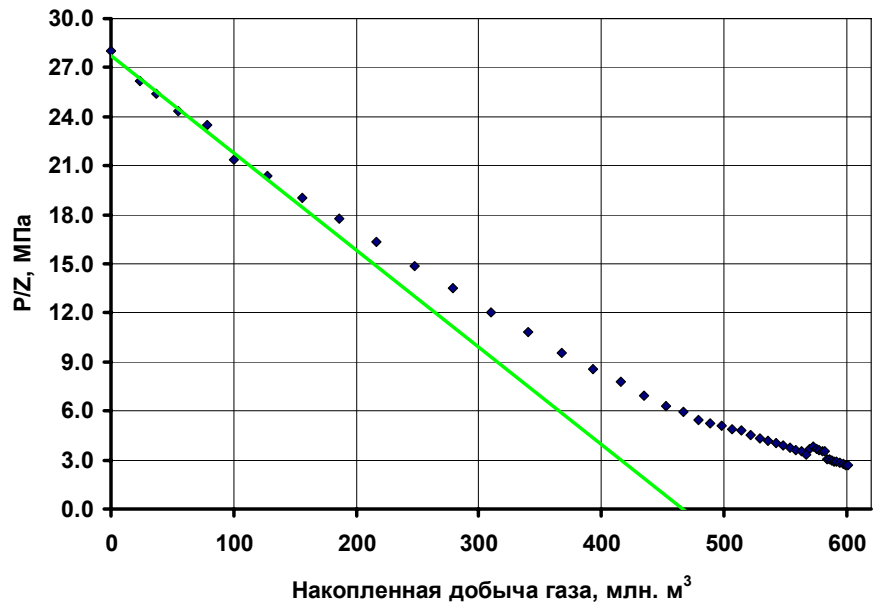


Рис. 17. Зависимость приведенного среднего пластового давления от объема накопленной добычи газа

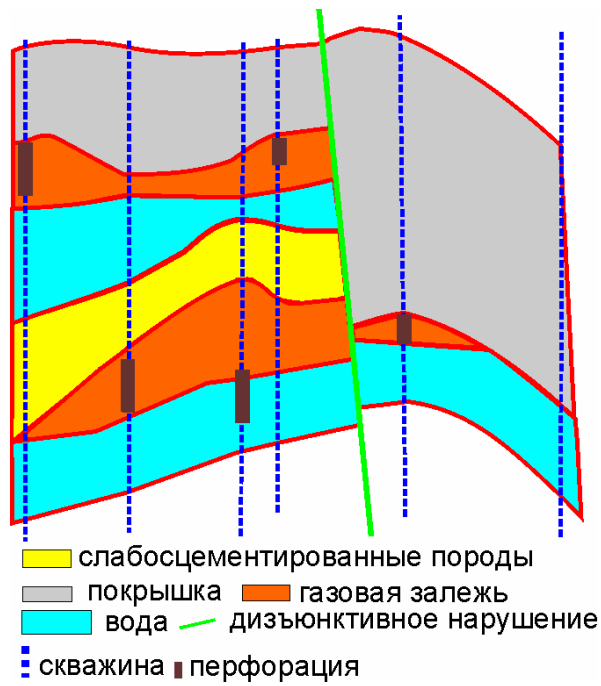


Рис. 18. Пример образования техногенной залежи газа (ПХГ)