

ОАО НПП ВНИИГИС
РОО «Ядерно-Геофизическое Общество»

**АППАРАТУРНО-МЕТОДИЧЕСКИЕ КОМПЛЕКСЫ
ДЛЯ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ
НЕФТЕГАЗОВЫХ И РУДНЫХ СКВАЖИН**



СПОСОБЫ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА И ДОСТОВЕРНОСТИ ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ ЗАВИСИМОСТЕЙ, ИСПОЛЬЗУЮЩИХСЯ ПРИ ПОДСЧЕТЕ ЗАПАСОВ И СОСТАВЛЕНИИ ПРОЕКТНЫХ ДОКУМЕНТОВ

Зубков М.Ю.
(ООО «ЗапСибГЦ», г. Тюмень)

Аннотация. На основе анализа некоторых часто используемых петрофизических зависимостей предложены критерии для оценки степени их достоверности, используя которые удалось обосновать способы повышения их качества. Даны определения понятий геометрического и гидравлического радиуса пор. Предложен способ повышения качества и достоверности результатов определения различных типов вод, содержащихся в поровом пространстве пород-коллекторов, с помощью метода ЯМР. Предложены определение термина «остаточная водонасыщенность» и способ корректного ее определения лабораторными методами. Рассмотрены возможности профилографа при изучении продуктивных тонкослоистых разрезов. Предложено унифицировать геометрические размеры большеразмерного керна для проведения на нем петрофизических исследований.

Введение

При подсчете запасов углеводородов (УВ) и составлением ТЭО КИН в пределах того или иного месторождения или лицензионного участка используются различные петрофизические зависимости, на основе которых определяются граничные значения коллекторских свойств продуктивных пластов, а также исходные данные, необходимые для интерпретации результатов ГИС. Однако далеко не всегда удается получить кондиционные зависимости между интересующими петрофизическими параметрами и, соответственно, определить необходимые граничные значения рассматриваемых параметров.

С целью демонстрации возможных способов повышения качества и достоверности петрофизических зависимостей, получаемых для продуктивных отложений различного возраста, использованы результаты комплексных литолого-петрофизических исследований образцов керна, отобранных из скважин, расположенных в пределах Сургутского и Красноленинского сводов, а также некоторые теоретические полуэмпирические зависимости [2, 13-15, 17, 21].

Результаты анализа петрофизических зависимостей и их обсуждение

Рассмотрим простейшие петрофизические связи, построенные на основе изучения коллекторских свойств пород-коллекторов.

Зависимости между коллекторскими свойствами условно подразделим на два типа: функциональные и нефункциональные. В зависимостях перво-

го типа аргумент и функция связаны между собой вполне определенным однозначным способом, формализованным тем или иным уравнением. К этому типу зависимостей можно отнести фундаментальную петрофизическую зависимость между пористостью и плотностью:

$$\sigma_{об} = \sigma_{мин}(1-Kп), \quad (1)$$

где $\sigma_{об}$ и $\sigma_{мин}$ – объемная и минеральная плотности, а $Kп$ – открытая пористость, выраженная в данном уравнении в долях единицы.

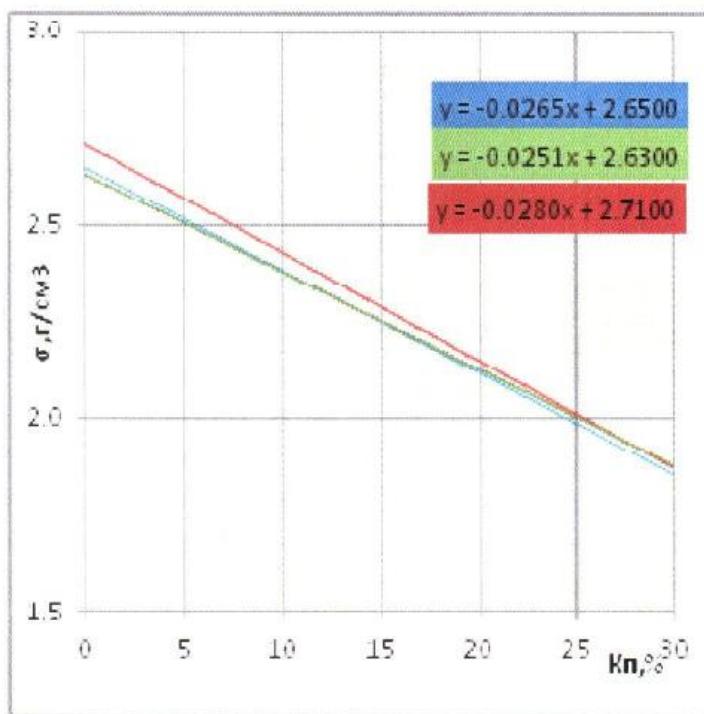


Рис. 1. Зависимость объемной плотности от пористости

Следует заметить, что широко употребляемый многими специалистами термин «минералогическая» плотность является не совсем правильным с лингвистической точки зрения. Более корректно использовать термин «минеральная плотность» или «плотность матрицы». Действительно, кроме минералов в состав пород часто входит органическое вещество в виде битума, керогена, угля и т.п., которые не являются минералами, поэтому правильнее говорить о плотности матрицы, подразумевая под этим термином все компоненты (минеральные и органические).

Рассмотрим обсуждаемую функциональную зависимость более подробно. Если бы порода была сложена одним минералом, например, кварцем, то уравнение, связывающее объемную плотность такой породы и ее пористость, имело бы вид: $\sigma_{об} = -0.0265Kп + 2.650$, при условии, что пористость измеряется в процентах, а плотность – в $г/см^3$ (рис. 1). Благодаря тому, что рассматриваемая зависимость является функциональной, легко проверить качество и достоверность полученной зависимости. Действительно, при зна-

чении пористости, равном нулю, мы получим минеральную плотность, равную плотности минерала кварца, а именно – $2.65 \text{ г}/\text{см}^3$, а при значении пористости, равном 100 %, минеральная плотность обратится в нуль (рис. 1). Рассмотренный вариант назовем «идеальным», так как в этом случае расчетная минеральная плотность, полученная при условии, что пористость равна нулю, действительно, соответствует плотности кварца.

На самом деле породы состоят из нескольких минералов, а также большей или меньшей примеси органического вещества, поэтому их минеральная плотность (σ_{\min} в уравнении (1)) не является константой. Кроме того, пористость пород зависит также от содержания в них цемента. Наиболее часто встречаемый вариант – это песчаники и/или алевролиты с карбонатным цементом, содержание которого обратно пропорционально величине их пористости. Поскольку минералогическая плотность карбонатного цемента заметно выше, чем основных породообразующих минералов, представленных обычно кварцем и полевыми шпатами, то с ростом его концентрации будет закономерно увеличиваться минеральная плотность и уменьшаться открытая пористость, поэтому в этом случае зависимость между объемной плотностью и открытой пористостью будет иной, например, такой: $\sigma_{об} = -0.0280K_p + 2.71$. В этом случае расчетная минеральная плотность при условии $K_p = 0$, будет равна $2.71 \text{ г}/\text{см}^3$, а при $K_p = 100 \%$, $\sigma_{об} = -0.09 \text{ г}/\text{см}^3$. Поскольку при значении пористости, равном 100 % объемная плотность должна быть равной нулю и в принципе не должна иметь отрицательных значений, то можно заключить, что обсуждаемая зависимость дает завышенное значение средней плотности, поэтому ее можно назвать «завышенной» (см. рис. 1). Отметим, что большинство получаемых петрофизиками зависимостей «пористость – плотность» относятся именно к этому классу.

Рассмотрим теперь ту же зависимость для пород, в которых уменьшение пористости сопряжено с ростом в их составе доли углисто-глинистого материала. В этом случае между плотностью и пористостью может быть установлена зависимость, описываемая, например, следующим уравнением: $\sigma_{об} = -0.0251K_p + 2.63$. Тогда при $K_p = 0$ мы получим среднюю минеральную плотность, равную $2.63 \text{ г}/\text{см}^3$, а при $K_p = 100 \%$, $\sigma_{об} = 0.12 \text{ г}/\text{см}^3$. Исходя из уравнения (1) при $K_p = 1$ (K_p измеряется в долях единицы), объемная плотность должна быть равна нулю. Следовательно, полученная нами зависимость дает заниженное среднее значение минеральной плотности и этот тип зависимостей можно назвать «заниженной» (см. рис. 1).

Таким образом, степень идеальности рассматриваемой зависимости можно легко оценить по значениям коэффициентов, присутствующих в обсуждаемом уравнении – свободного и стоящего перед аргументом. Если пористость в уравнении, связывающем $\sigma_{об}$ и K_p , выражена в процентах, то при умножении коэффициента, стоящего перед K_p , на 100 его абсолютное значение должно быть равно величине свободного коэффициента, как в первом из рассмотренных выше примеров (идеальном). В этом случае полученная

расчетная средняя величина минеральной плотности породы-коллектора будет соответствовать его реальному значению.

Если же после умножения на 100 этот коэффициент оказывается больше по величине, чем свободный член уравнения, то средняя расчетная величина σ_{\min} является завышенной, а в том случае, когда после умножения на 100 этот коэффициент оказывается меньше по величине, чем свободный член уравнения, то полученная средняя расчетная величина σ_{\min} является заниженной.

Таким образом, по величине разницы между рассматриваемыми коэффициентами можно оценить качество и достоверность полученной зависимости – чем значительнее величина этой разницы, причем хоть со знаком плюс, хоть со знаком минус, тем хуже качество этой зависимости.

Чтобы повысить качество и достоверность определения величины минеральной плотности собственно пород-коллекторов следует уменьшить диапазон изменения пористости, исключив из зависимости песчаники и алевролиты с карбонатным и глинистым или углисто-глинистым материалом, а также глинисто-слюдистые алевролиты и алевритисто-слюдистые глины, так как минеральная плотность глинистых, слюдистых минералов и особенно хлорита значительно отличается (более высокими значениями) от минеральной плотности кварц-полевошпатовой обломочной части грануллярных пород-коллекторов. Для пород с повышенным содержанием глинистого, глинисто-угллистого или карбонатного цемента необходимо построить самостоятельные зависимости «плотность – пористость». Понятно, что из-за поликомпонентного состава пород-коллекторов, построить идеальную зависимость пористость-плотность невозможно, но описанный выше алгоритм поможет быстро оценить качество и достоверность зависимости пористость-плотность, полученной для того или иного продуктивного пласта.

Следующая функциональная зависимость – «эффективная пористость ($K_{\text{П}_{\text{ЭФ}}}$) - водоудерживающая способность ($K_{\text{ВС}}$)» используется реже, чем рассмотренная выше, однако с ее помощью можно оценить на сколько качественно выполнены определения $K_{\text{ВС}}$. Эти петрофизические параметры связаны уравнением:

$$K_{\text{П}_{\text{ЭФ}}} = K_{\text{П}}(1-K_{\text{ВС}}), \quad (2)$$

в котором $K_{\text{П}_{\text{ЭФ}}}$ – коэффициент эффективной пористости (может быть представлен в долях единицы, либо в процентах), а $K_{\text{ВС}}$ – коэффициент водоудерживающей способности, выраженный в этом уравнении в долях единицы.

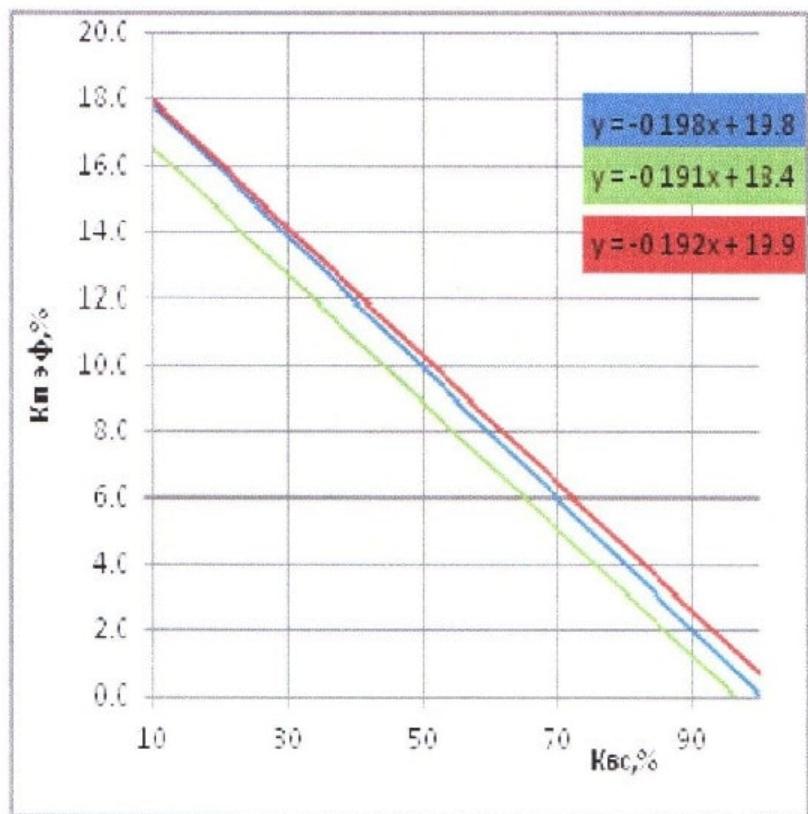


Рис. 2. Зависимость эффективной пористости от водоудерживающей способности

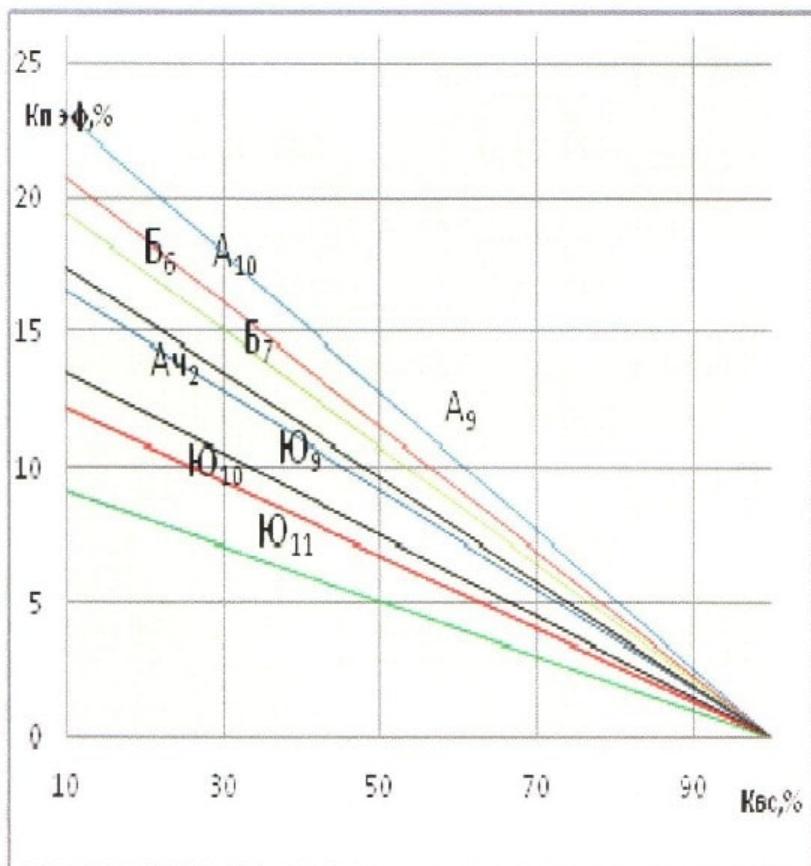


Рис. 3. Генерализованные зависимости эффективной пористости от водоудерживающей способности для пластов различного возраста

По аналогии с предыдущей зависимостью рассмотрим три возможных варианта. Первый – идеальный, который будет характеризовать идеальную связь между рассматриваемыми петрофизическими параметрами, описываемую, например, уравнением: $K_{\text{п,ф}} = -0.198K_{\text{вс}} + 0.198$ (рис. 2). Поскольку $K_{\text{вс}}$ не бывает равной нулю, то $K_{\text{п}}$ не может быть равным $K_{\text{п,ф}}$, поэтому это значение $K_{\text{вс}}$ нам не поможет в оценке качества полученной зависимости. Другое дело, когда величина $K_{\text{вс}}$ принимает значение, равное 1. В этом случае $K_{\text{п,ф}}$ по определению должен быть равным нулю. Действительно, в соответствии с приведенным выше уравнением, при $K_{\text{вс}} = 1$, $K_{\text{п,ф}}$ принимает нулевое значение, следовательно, между ними, действительно, существует идеальная зависимость.

В случае, когда между обсуждаемыми параметрами существует, например, такая зависимость: $K_{\text{п,ф}} = -0.192K_{\text{вс}} + 0.199$, то при значении $K_{\text{вс}}$, равном 1, $K_{\text{п,ф}} = 0.07$ (см. рис. 2). Поскольку в этой точке графика, как уже говорилось выше, значение $K_{\text{п,ф}}$ должно быть равно 0, то очевидно, что мы получили завышенные значения эффективной пористости, поэтому этот тип зависимости можно отнести к классу завышенных.

Если же зависимость между $K_{\text{п,ф}}$ и $K_{\text{вс}}$ имеет, например, вид: $K_{\text{п,ф}} = -0.191K_{\text{вс}} + 0.184$, то при значении $K_{\text{вс}}$, равном 1, мы получим $K_{\text{п,ф}}$, равный -0.007, то есть заниженные значения $K_{\text{п,ф}}$ (см. рис. 2). Поэтому этот тип зависимостей назовем заниженными.

Таким образом, используя предложенный простейший алгоритм для проверки качества выполненных определений $K_{\text{вс}}$ легко оценить степень их достоверности. Отметим, что завышенные зависимости встречаются крайне редко, но, тем не менее, получение таких зависимостей должно насторожить специалистов, проводящих исследования, которым следует проверить свою методику определения $K_{\text{вс}}$. Гораздо чаще встречаются заниженные зависимости. Получение таких зависимостей обычно свидетельствует о недопасыщении образцов водой в процессе их подготовки к эксперименту или «пересушивании» в центрифуге в процессе получения значений $K_{\text{вс}}$.

Поскольку с ростом глубины залегания продуктивных отложений они подвергаются все более и более высоким литостатическим нагрузкам, то их открытая пористость, соответственно, закономерно уменьшается, а поскольку $K_{\text{п,ф}}$ функционально связан с $K_{\text{п}}$, то и его значения также снижаются с увеличением глубины залегания пластов. Поэтому на графике $K_{\text{п,ф}} = f(K_{\text{вс}})$ зависимости между этими параметрами закономерно выполняются при переходе от верхних пластов к нижним горизонтам (рис. 3). Если в пределах одного месторождения или лицензионного участка наблюдается нарушение отмеченной закономерности, то это может свидетельствовать об эпигенетических наложенных процессах, связанных, например, с тектоническими зонами разуплотнения или, наоборот, сжатия, а также о наложенном гидротермальном воздействии на породы-коллекторы, сопровождающим тектонические движения [9-12].

Перейдем к рассмотрению «не функциональных зависимостей». Довольно часто рассматривается связь между пористостью и проницаемостью (Кпр) гранулярных пород-коллекторов, которая является ярким примером не функциональной зависимости. Существует масса работ, вышедших как у нас, так и за рубежом, в которых содержатся попытки установления связей между Кп и Кпр, однако общего уравнения даже только для класса гранулярных коллекторов на эмпирическом уровне вывести так и не удалось. Действительно, для создания такого уравнения необходимо учесть массу факторов, которые невозможно формализовать с помощью математических уравнений, включающих палеогеографические условия, в которых проходило отложение гранулярных коллекторов, источники исходного обломочного материала, из которого они образовались, и от которых будут зависеть, в свою очередь, вещественный и гранулометрический составы осадка, степень его сортировки, форма зерен, тип и состав цемента, текстурные особенности (наличие и форма слоистости, толщина и выдержанность прослоев), степень и характер сначала диа-, а затем катагенеза (то есть термодинамические условия, существовавшие в осадке в процессе его погружения и уплотнения), влияние тектонических напряжений, вызывающих сжатие или разуплотнение осадка, наконец, наложенные гидротермальные процессы, сопровождающие тектонические движения, которые способны ускорить постепенное перерождение собственно гранулярного вида коллектора в трещинный и/или трещинно-кавернозный типы.

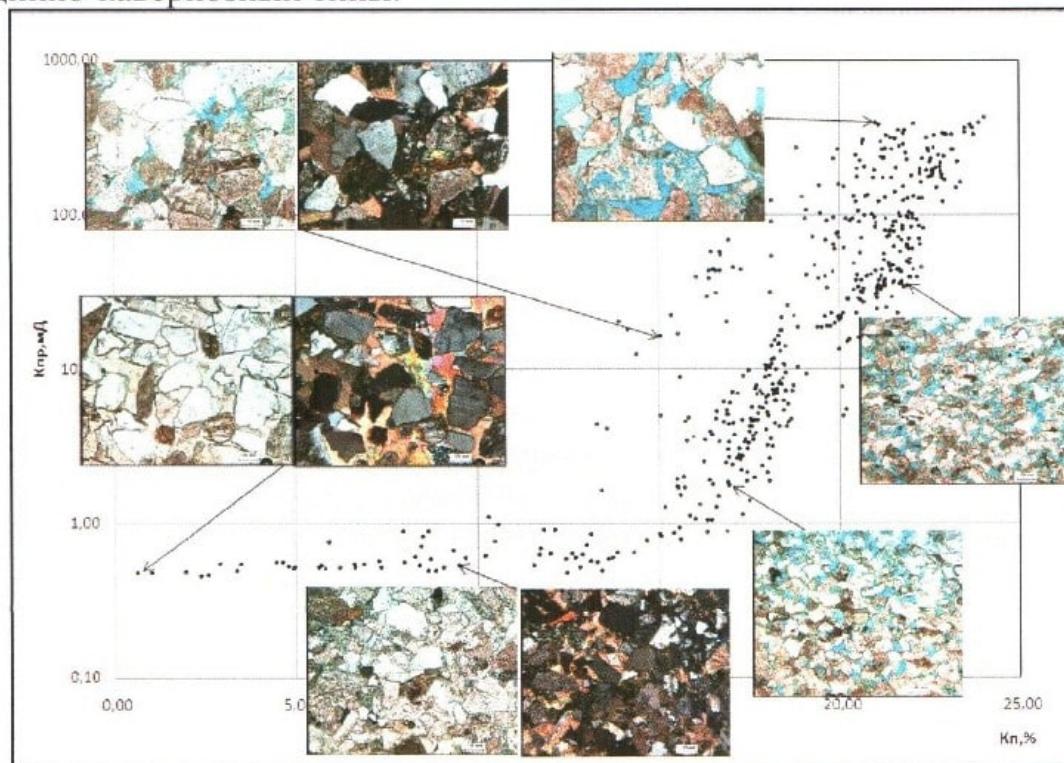


Рис. 4. Зависимость абсолютной проницаемости от пористости для образцов, отобранных из пластов различного возраста (в виде врезок приведены фотографии петрографических шлифов образцов с различными фильтрационно - емкостными свойствами), пояснения в тексте.

Рассмотрим в качестве примера зависимость Кп-Кпр, построенную по результатам определения коллекторских свойств образцов, отобранных из разновозрастных продуктивных отложений от АС до АЧ₂ Сургутского и пластов от ЮК_{2.9} до ЮК₁₀ Красноленинского сводов (рис. 4). На рисунке выделяются две основные группы точек, одна из которых соответствует породам, не являющимся коллекторами (их пористость изменяется примерно от 0.5 до 15 % и проницаемость от сотых долей до 1 мД), а вторая, напротив, представлена породами-коллекторами (их пористость, обычно превышает 15 % и достигает почти 25 %, а проницаемость изменяется от более 1 мД до почти 500 мД). Для «нижней» группы точек, относящихся к не коллекторам зависимость между обсуждаемыми параметрами отсутствует, а для «верхней» намечается очень слабая прямо пропорциональная связь (см. рис. 4).

Анализ прозрачных петрографических шлифов, прокрашенных голубой смолой, показал, что самые высокопроницаемые и пористые образцы (обладающие Кп 24-25 % и Кпр 350-450 мД) представлены мелко-среднезернистыми песчаниками, вероятно отобранными из зоны разуплотнения, причем подвергшихся гидротермальному растворению и выщелачиванию неустойчивых обломочных зерен, представленных преимущественно кислыми плагиоклазами, что привело к формированию дополнительной емкости вторичного (гидротермального) происхождения (врезка 1 на рис. 4). Породы, обладающие приблизительно такой же пористостью (около 22 %), что и рассмотренные выше, но имеющие проницаемость почти на порядок ниже, представлены слюдистыми крупнозернистыми алевролитами (см. врезку 2 на рис. 4).

Снижение пористости и проницаемости в образцах из средней части рассматриваемой зависимости обусловлено появлением в их составе контактного и порового карбонатного цемента (см. врезку 3 на рис. 4). Низкие фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) ачимовских отложений обусловлены их преимущественно алевритовым составом и высоким содержанием в них глинисто-карбонатного цемента (см. врезки 3 и 4, соответственно, на рис. 4).

Породы с самыми низкими ФЕС представлены песчано-алевритовыми разновидностями с высоким содержанием (до 40-45 %) в них карбонатного цемента порового до базального типа (см. врезку 5 на рис. 4).

Таким образом, если для наиболее проницаемой и пористой группы образцов (имеющих Кп > 15 % и Кпр > 1 мД) мысленно провести линию тренда, то над ней окажутся песчаники с массивной текстурой, невысоким содержанием карбонатного и глинистого цемента, а также отобранные из зоны разуплотнения (часто с наложенной гидротермальной проработкой), иногда содержащие микротрешины. Под линией тренда расположатся более алевритистые и глинистые песчаники и алевролиты, часто с эпигенетическим глинистым и карбонатным цементом, а также алевролиты и песчаники, отобранные из зон тектонического сжатия. Кроме того, в эту группу образцов часто попадают цилиндры, выскрепленные перпендикулярно по отноше-

нию к слоистости, которые ошибочно могут быть включены в рассматриваемую зависимость.

Рассмотрим причины, по которым происходит резкое уменьшение проницаемости при переходе от песчаников к алевролитам. Несложно показать, что если представить простейшую (идеальную) модель гранулярного коллектора в виде шаров одного радиуса, уложенных самым плотным образом (гексагональный тип упаковки), то радиусы каналов, расположенных между ними будут примерно в 6 раз меньше радиусов этих шаров. Тогда в крупнозернистых алевролитах средний радиус пор будет примерно равен 4 мкм, а в мелкозернистом песчанике – 15 мкм. Поскольку проницаемость коллектора пропорциональна квадрату радиуса поровых каналов, присутствующих в нем, то по грубым оценкам проницаемость мелкозернистого песчаника должна быть приблизительно в 14 раз выше, чем у крупнозернистого алевролита, то есть примерно на порядок, о чём говорилось выше при сравнении проницаемостей песчаников и алевролитов (см. врезки 1 и 2 на рис. 4).

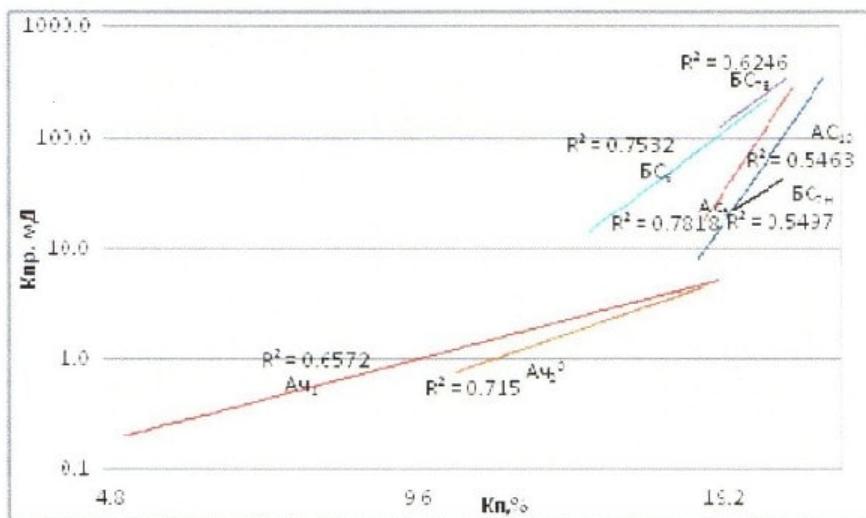


Рис. 5. Линии трендов, отражающие зависимости проницаемости от пористости для продуктивных пластов различного возраста

Если всю вторую группу точек, отвечающих породам коллекторам, присутствующую на рис. 4 разбить по их принадлежности к различным пластам, то можно получить линии тренда для каждого из пластов (рис. 5). Полученные линии тренда распались на две группы. Одна из них относится к верхним, с более высокими ФЕС пластам (группы пластов АС и БС), а во вторую попали породы ачимовской пачки (см. рис. 5).

Чтобы получить более качественные зависимости между Кп и Кпр для образцов, отобранных из пласта БС₇ их пришлось разбить на две группы – одну с более высокими и другую, наоборот, с более низкими значениями ФЕС (см. рис. 5). Выделение двух групп точек объясняется тем, что образцы, относящиеся к первой группе точек, отобраны из верхней части пласта

(на рисунке обозначены как БС_{7в}) и представлены хорошо отсортированными мелко-среднезернистыми песчаниками, а вторые – подняты из нижней части того же пласта (на рисунке обозначены как БС_{7н}) и являются менее сортированными мелкозернистыми песчаниками с большей долей глинисто-алевритового материала. Указанные закономерности изменения гранулометрического состава и степени сортировки зерен в пласте БС₇ может свидетельствовать об их принадлежности к барьерным барам, для которых характерно укрупнение терригенного материала и повышение его сортированности по направлению снизу вверх.

Для ачимовских отложений характер рассматриваемых зависимостей Кпр-Кп заметно отличается от верхних продуктивных пластов гораздо более пологим расположением линий трендов (см. рис. 5). Отмеченные особенности этих трендов объясняются несколькими основными причинами. Во-первых, значительной глубиной залегания рассматриваемых отложений, а значит сильным их уплотнением под действием высокого литостатического давления, существующего на этих глубинах. Во-вторых, особенностями их гранулометрического состава – рассматриваемые отложения относятся к слабо сортированным преимущественно крупнозернистым песчанистым алевролитам и алевритистым мелкозернистым песчаникам с высоким содержанием глинистого и карбонатного цемента, а также многочисленными глинисто-слюдистыми прослойками. В-третьих, они подверглись интенсивным эпигенетическим преобразованиям, выразившимся в аргиллизации и карбонатизации неустойчивых обломочных зерен, что, в конечном счете, увеличило долю эпигенетического цемента в них.

Нижнеурские отложения (пласт ЮК₁₀) также подверглись интенсивным эпигенетическим (гидротермальным) преобразованиям [9-12], выразившимся в аргиллизации неустойчивых минеральных зерен. Но основные изменения коснулись кварцевых зерен, являющихся главным породообразующим обломочным материалом рассматриваемых продуктивных отложений. Под действием гидротермальных растворов кварц растворялся в местах соприкосновения обломочных зерен, где отмечалось максимальное давление на их контактах и переотлагался на свободных гранях кварцевых зерен, что приводило к формированию регенерационных граней и как следствие к конформно-регенерационному типу контактов между кварцевыми зернами. В зонах интенсивного уплотнения осадков формировались породы, напоминающие кварциты с кремнистым типом цемента и мозаичной микротекструктурой, о чем более подробно будет сказано ниже. Именно по этим причинам между пористостью и проницаемостью рассматриваемых отложений установить значимую зависимость не удалось.

Следовательно, чтобы получить значимые зависимости между пористостью и проницаемостью необходимо использовать коллекции образцов, отобранных не только из одного пласта, но и из одной и той же фациальной зоны, подвергшихся одинаковым эпигенетическим изменениям.

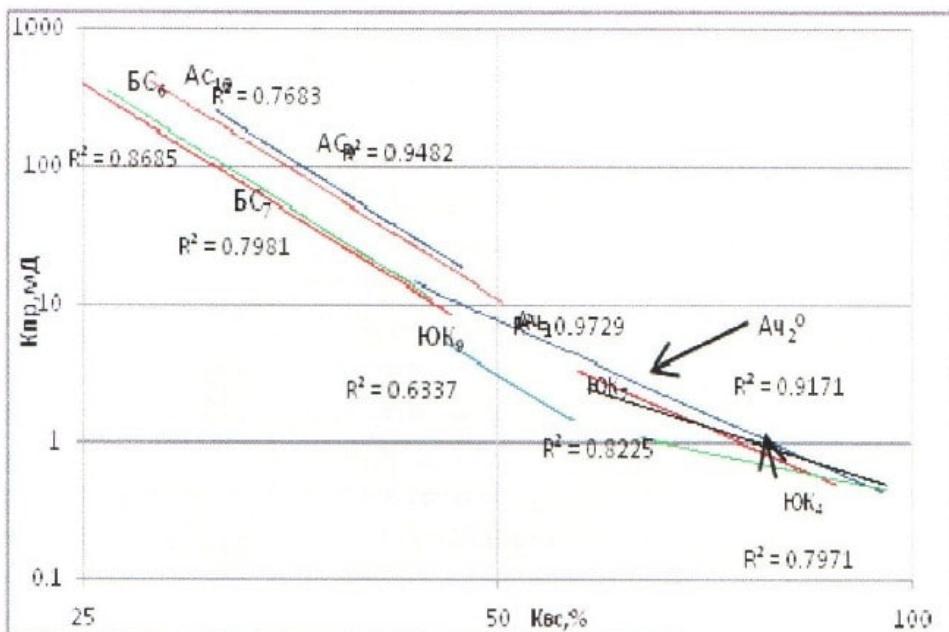


Рис. 6. Линии трендов, отражающие зависимости проницаемости от водоудерживающей способности для продуктивных пластов различного возраста

Следующая не функциональная зависимость, которую часто используют петрофизики, связывает Кп с Квс (рис. 6). На рассматриваемой зависимости, как и на предыдущей, можно выделить две группы пластов с различным наклоном линий трендов. К первой группе относятся самые молодые отложения (пласти группы АС и БС), а ко второй – более древние (ачимовские и юрские осадки). Причем наблюдается закономерное смещение линий тренда при переходе от первой группы ко второй в направлении все больших значений Квс (см. рис. 6). Рост значений Квс в указанном направлении объясняется закономерным изменением структуры порового пространства пород, связанным, как уже отмечалось выше с их уплотнением, особенностями гранулометрического и минерального состава, степенью сортировки, наличием глинистого и/или карбонатного цемента, а также эпигенетическими преобразованиями отложений.

На рассматриваемом рисунке отмечается для каждой из двух выделенных групп пластов закономерное увеличение значений Квс при одинаковой проницаемости для более молодых отложений по сравнению с более древними (см. рис. 6). Этот феномен называют «созреванием» осадков.

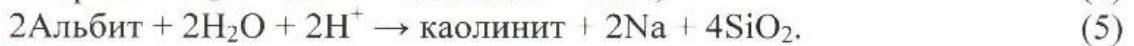
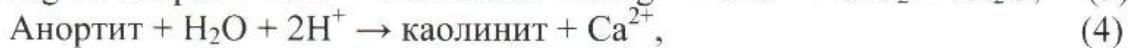
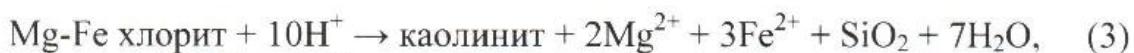
Геология (и в ее составе петрофизика), как и биология, являются в значительной степени описательными науками, поэтому закономерности, устанавливаемые для объектов, относящихся к этим наукам, формализуются с большим трудом или вовсе не поддаются формализации, поэтому появляются близкие по значению термины, как и приведенный выше термин «созревание» (далее он будет использоваться без кавычек). Но если по отношению к живым объектам, которые изучает биология, значение термина созревание

более ли менее понятно, то в отношении неживых (геологических) объектов, таких как осадочные породы, значение этого термина требует объяснения.

Специалисты, готовящие литолого-петрофизические разделы в подсчеты запасов по гранулярным коллекторам давно заметили, что граничные значения коллекторских свойств, при переходе от молодых отложений к более древним, все время закономерно изменяются. Причем, если по мере увеличения возраста отложений граничные значения пористости и проницаемости уменьшаются, то величина K_{cs} , напротив, увеличивается. Эти закономерные изменения граничных значений коллекторских свойств обусловлены процессом созревания гранулярных осадков. В чем проявляется этот процесс?

По мере прогрессивного погружения осадочной толщи и роста литостатического давления, а также пластовой температуры обломочные зерна минералов и глинистого цемента попадают в новые термодинамические условия, в которых некоторые из них становятся неустойчивыми. Кроме того, огромная удельная поверхность обломочных зерен, особенно самых мелких гранулометрических фракций, включая, в первую очередь, глинистые минералы, делает их неустойчивыми с термодинамической точки зрения и чтобы ее уменьшить обломочные зерна начинают ограняться и увеличиваться в размерах. Последнее справедливо, главным образом по отношению к обломочным зернам кварца и щелочным полевым шпатам, а также глинистым минералам, из которых наиболее устойчивым становится каолинит (диккит) и гидрослюдя. Для глинистых минералов, как и для обломочной части, сохраняется та же закономерность, а именно, по мере ужесточения термобарических условий, наблюдается увеличение размеров их кристаллов и, соответственно, уменьшение свободной (поверхностной) энергии. Однако, в случае резких кратковременных изменений термодинамических условий, существовавших в пласте, например, вследствие быстрого падения пластового давления, сопровождающегося уменьшением температуры, возможно выделение многочисленных мелкокристаллических агрегатов кварца, альбита и каолинита, но такие случаи являются скорее исключением, чем правилом.

Наиболее интенсивное преобразование гранулярных коллекторов происходит в активных тектонических зонах, где тектонические движения сопровождаются воздействием на осадки гидротермальных флюидов, имеющих низкую минерализацию и кислый состав [4-6], что наиболее ярко проявилось в базальных отложениях шеркалинской свиты в пределах Красноленинского свода [10, 11]. Созревание осадков (в том числе и под действием кислых гидротерм) приводит к протеканию следующих основных реакций:



Таким образом, в процессе созревания гранулярных коллекторов, проходит прогрессивное образование эпигенетического порового каолинита (диккита), причем, наибольшую буферную емкость по отношению к кислым гидротермам имеет хлорит (как пленочный аутигенный, так и аллотигенный обломочный). Кроме того, в поровый раствор поступают двух и одновалентные катионы, которые в нем накапливаются. Если в поровой воде в достаточной концентрации присутствуют карбонат-ионы, то при достижении произведения растворимости карбонатных минералов становится возможным образование эпигенетических поровых карбонатов, представленных кальцитом, доломитом, сидеритом или их твердыми растворами. Кроме катионов, в процессе созревания осадков, в соответствии с приведенными выше уравнениями (3-5), в поровую воду поступает кремнезем (за исключением реакции кислотного гидролиза с участием аортита), который (кремнезем) обычно отлагается на поверхности кварцевых зерен, придавая им совершенную кристаллографическую огранку, либо из него вырастают новообразованные мелкие кристаллы кварца, либо, наконец, как в случае описанного выше резкого падения порового давления и температуры, он может выделиться в виде микрозернистой практически не ограниченной массы мелких зерен в структурной форме халцедона [11].

Таким образом, созревание гранулярных коллекторов выражается в постепенном уменьшении их поверхностной энергии вследствие покрытия обломочных зерен регенерированными гранями, исчезновением неустойчивых обломочных зерен и глинистых минералов и появлением вместо них хорошо окристаллизованных и более крупных кристаллов минералов, в том числе и глинистых, устойчивых в новых термодинамических условиях. В результате этого величина K_{Cs} пород коллекторов уменьшается, несмотря на снижение их пористости и проницаемости.

После ужесточения требований ГКЗ РФ к качеству исходной петрофизической информации, в частности, к определению коллекторских, электрических и других свойств коллекторов в условиях, моделирующих пластовые (ниже для краткости, просто пластовые), возникла необходимость установления связей между этими свойствами, полученными в атмосферных и пластовых условиях. Действительно, подавляющее большинство обсуждаемых зависимостей было получено в атмосферных условиях и, чтобы перевести их в пластовые, необходимо установить величины поправок, сравнивая одни и те же параметры, определенные в атмосферных и пластовых условиях.

Зависимости между пористостью и проницаемостью, определенными в пластовых и атмосферных условиях всегда весьма надежны и имеют высокие коэффициенты корреляции, поэтому мы рассматривать их не будем. Отметим лишь, что максимальными различиями пористости и проницаемости, определенными в атмосферных и пластовых условиях, характеризуются трещиноватые образцы, а также образцы с высокой долей глинисто-слюдистого материала, часто сконцентрированного в виде тонких прослойков. Забегая вперед, отметим, что значения K_p , полученные в пластовых ус-

ловиях, используются при построении зависимости Рп-Кп в пластовых условиях, поэтому обсуждаемая зависимость, полученная для пластовых условий, на одних и тех же образцах, что и в атмосферных, всегда немного сдвинута влево (в сторону меньших значений Кп) по отношению к таковой, построенной для атмосферных условий (рис. 7).

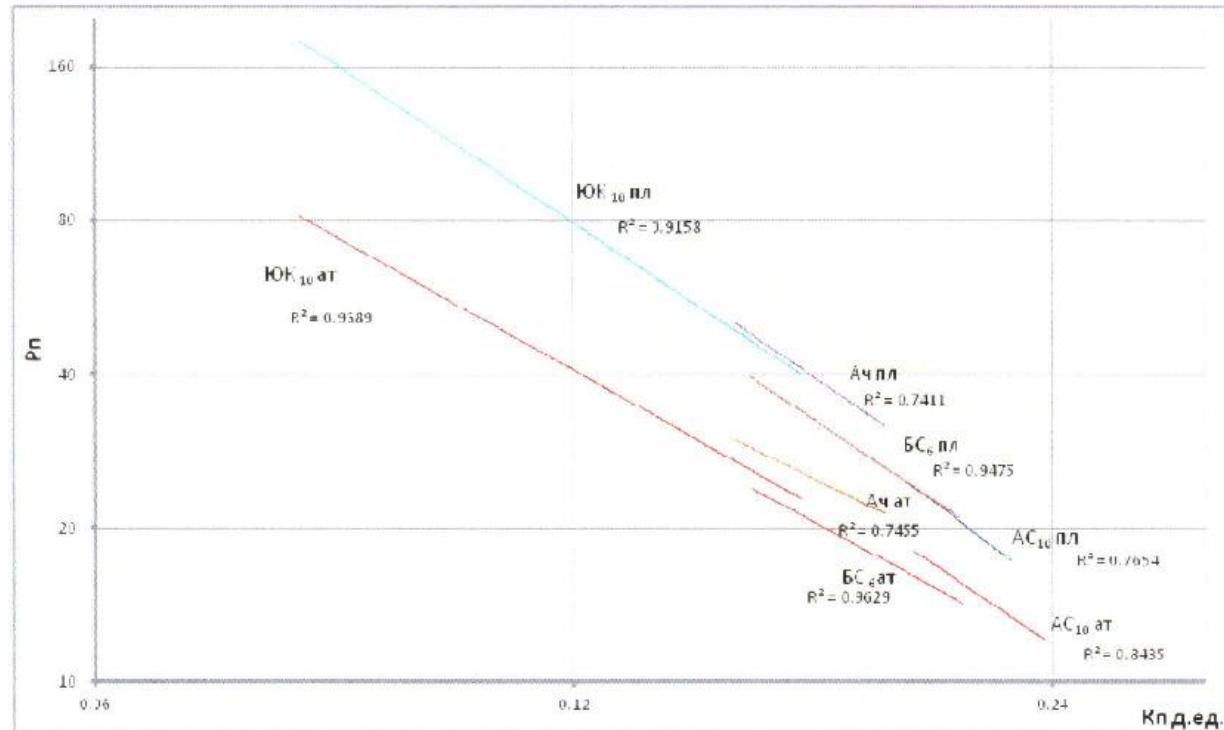


Рис. 7. Линии трендов, отражающие зависимость параметра пористости от пористости, полученные в атмосферных (ат) и пластовых (пл) условиях для пластов различного возраста

При исследовании электрических свойств в пластовых условиях обычно ограничиваются построением зависимости параметра пористости (R_p) – пористость (K_p) или $R_h = f(K_p)$. Получить связь параметра насыщения (R_h) с водонасыщенностью (K_v), используя то же лабораторное оборудование, гораздо сложнее, что связано с особенностями технического характера, которые мы здесь обсуждать не будем, поэтому обычно принимают, что зависимость $R_h = f(K_v)$ и в атмосферных и в пластовых условиях одинаковы, хотя, как мы увидим ниже, это совсем не так.

Рассматриваемые зависимости можно по формальным признакам отнести к полуфункциональным. Действительно, и R_p и R_h не связаны прямую, соответственно, с K_p и K_v , а рассчитываются опосредованно через значения сопротивлений в различной степени нефте- и водонасыщенных образцов пород. Тем не менее, качество получаемых связей можно проверить по одной крайней точке рассматриваемых зависимостей, когда величина аргумента принимает значение, равное 100 % или 1, если она выражается в ее долях. Например, при пористости, равной 1 удельное сопротивление водо-

насыщенного пласта становится равным удельному сопротивлению поровой воды и R_p , соответственно, обращается в единицу. При пористости, равной нулю, R_p должен быть равен отношению удельного сопротивления монолитной породы, не содержащей в себе каких бы то ни было пустот, к удельному сопротивлению воды. Понятно, что удельное сопротивление монолитной породы нам не известно по объективным причинам, поэтому значение R_p в точке, где $K_p = 0$ экспериментально определить невозможно, можно лишь оценить его расчетным способом через удельные сопротивления минералов, слагающих породу.

То же самое, справедливо и по отношению к зависимости $R_h = fK_v$. Действительно, при 100 % водонасыщенности породы числитель и знаменатель уравнения, с помощью которого определяется R_h , принимают одно и то же значение, поэтому R_h в этой точке равен 1. Определить значение R_h при величине K_v , равной нулю экспериментально возможно, но этого ни кто не делает, поскольку в породе всегда присутствует связанная вода и это значение R_h (при $K_v = 0$) представляет лишь теоретический интерес.

Сопоставление зависимостей R_p-K_p , полученных в атмосферных и пластовых условиях показало, что параметр пористости в пластовых условиях всегда имеет более высокие значения, чем тот же параметр, определенный в атмосферных условиях (см. рис. 7). Следует обратить внимание и на тот немаловажный факт, что чем глубже залегает пласт, тем значительнее различия между величинами R_p , определенными в атмосферных и пластовых условиях. Кроме того, по мере перехода к все более глубоко залегающим пластам отмечается постепенное смещение рассматриваемых зависимостей влево, то есть в сторону меньших значений пористости, что объясняется ростом степени уплотнения пород по мере увеличения глубины их залегания (см. рис. 7). Отмеченные закономерности объясняются очень просто – при моделировании пластовых условий увеличивается эффективное давление на образцы, причем, чем глубже они залегали в пластовых условиях, тем значительнее величина их всестороннего сжатия в эксперименте. Сжатие образцов ведет к уменьшению диаметров токопроводящих каналов, заполненных поровой водой, что в свою очередь увеличивает их удельное сопротивление, и как следствие вызывает рост значений R_p , вычисленных для пластовых условий. По этой причине структурный показатель (m) в известном уравнении $R_p = a_m(K_p)^{-m}$ для пластовых условий всегда выше, чем такой для атмосферных условий.

Как уже отмечалось выше, рассматриваемая зависимость при значении K_p равном 1 должна проходить через это значение, то есть коэффициент перед аргументом (a_m) должен быть равен единице. Поэтому зависимость, в которой a_m равен единице (как в уравнении Арчи) мы назовем идеальной. Однако на практике этот коэффициент может быть как больше, так и меньше единицы. Причины этих отклонений в известном смысле аналогичны тем, что были рассмотрены нами выше при анализе зависимости плотности от пористости. Если снижение пористости вызвано появлением в порах пес-

чаников карбонатного цемента, то зависимость Рп-Кп начинает подниматься вверх, и мы получим завышенную разновидность этой зависимости. В этом типе зависимостей коэффициент a_m меньше единицы. Напротив, в том случае, когда пористость песчаников уменьшается вследствие роста содержания в их поровом пространстве глинистых минералов, наблюдается снижение (выполаживание) обсуждаемой зависимости (коэффициент a_m больше единицы) и в результате мы имеем заниженный тип зависимости. В этом типе зависимостей коэффициент перед аргументом больше единицы.

Таким образом, чем больше отличие коэффициента перед аргументом в рассматриваемой зависимости от единицы и чем ниже коэффициент корреляции этой зависимости, тем более «пестрый» литологический состав имеют образцы, с использованием результатов исследований которых построена эта зависимость. Из сказанного следует, что обсуждаемую зависимость следует строить с использованием образцов, имеющих как можно более однородный литологический состав.

Выше уже отмечалось, что получение зависимости $R_h = f(K_v)$ для пластовых условий заметно сложнее по техническим причинам, чем только что рассмотренной зависимости R_p-K_p , поэтому ее редко строят. Как и в рассмотренных выше зависимостях R_p-K_p среди зависимостей R_h-K_v можно выделить идеальные, у которых коэффициент перед аргументом (a_n) в известной формуле $R_h = a_n(K_v)^{-n}$ равен единице, завышенные, когда этот коэффициент меньше единицы и заниженные, в случае превышения значений этого коэффициента единицы.

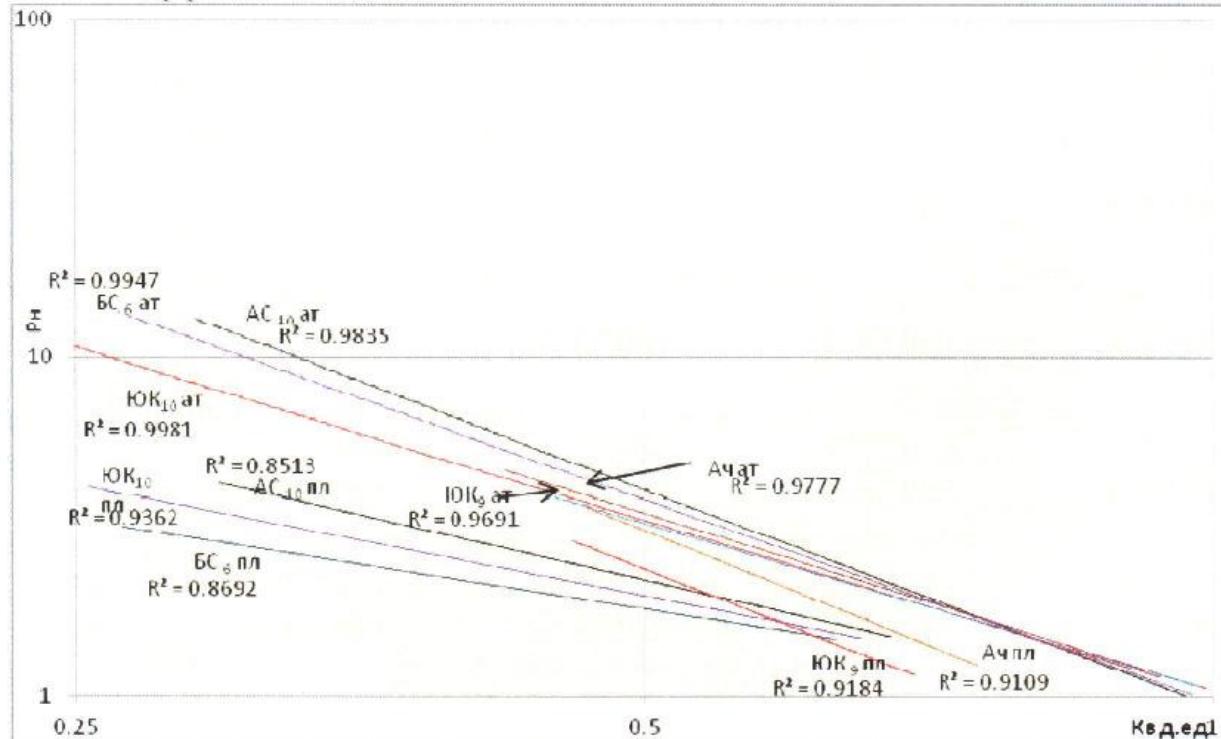


Рис. 8. Линии трендов, отражающие зависимости параметра насыщения от водонасыщенности, полученные в атмосферных (ат) и пластовых (пл) условиях для пластов различного возраста

Сопоставление зависимостей Рн-Кв, полученных для пластовых и атмосферных условий для разновозрастных пластов показало, что в пластовых условиях обсуждаемые зависимости лежат ниже, чем таковые, полученные для атмосферных условий (рис. 8). Причин такого расположения зависимостей несколько. Во-первых, при моделировании пластовых условий, образец сжимается под действием всестороннего эффективного давления, что приводит, как уже говорилось выше к пережимам каналов, по которым распространяется электрический ток, поэтому удельное сопротивление водонасыщенной породы увеличивается, а раз эта величина стоит в знаменателе, то величина Рн уменьшается. Во-вторых, распределение нефти или керосина и воды в поровом пространстве образца в пластовых условиях отличается от такового, в атмосферных, где вместо нефти или керосина второй фазой является воздух. Действительно, в атмосферных условиях величины поверхностного натяжения на границах между всеми фазами и, особенно, между воздухом и водой значительно отличаются от тех же значений между водой и керосином в пластовых условиях, причем с ростом температуры величина поверхностного натяжения на границе между водой и керосином уменьшается. В-третьих, в атмосферных условиях зависимость Рн-Кв строится по результатам процесса дренирования, а в пластовых – часто по результатам процесса принудительной капиллярной пропитки.

Очевидно, что с целью повышения достоверности получаемых результатов обсуждаемую зависимость для пластовых условий также следует получать методом дренирования, а не капиллярной пропитки и по возможности с использованием «живой» нефти, чтобы избежать погрешностей, связанных с различиями в величинах поверхностных натяжений на границах фаз, насыщающих поровое пространство пород коллекторов.

Зависимости Рн-Кв, полученные в атмосферных условиях, близки к идеальным, а те же зависимости, определенные в пластовых условиях, относятся к классу завышенных (см. рис. 8). Для зависимостей, полученных в пластовых условиях, по мере ухудшения ФЕС образцов, наблюдается закономерное уменьшение величины коэффициента a_n , стоящего перед аргументом, и рост показателя степени аргумента (n), который обычно называется показателем смачиваемости. Особенно хорошо это видно на примере ачимовских отложений и пласта ЮК₉ (см. рис. 8).

При подсчете запасов большое значение имеет корректное определение характера насыщенности пород-коллекторов, а также граничного значения водонасыщенности (Kv^{rp}), по величине которого определяется принадлежность рассматриваемой породы к коллекторам или, напротив, к не коллекторам. Часто с этой целью используются результаты экспериментов по определению относительных фазовых проницаемостей (ОФП), для чего строят зависимости Кп-Кв (рис. 9, 10).

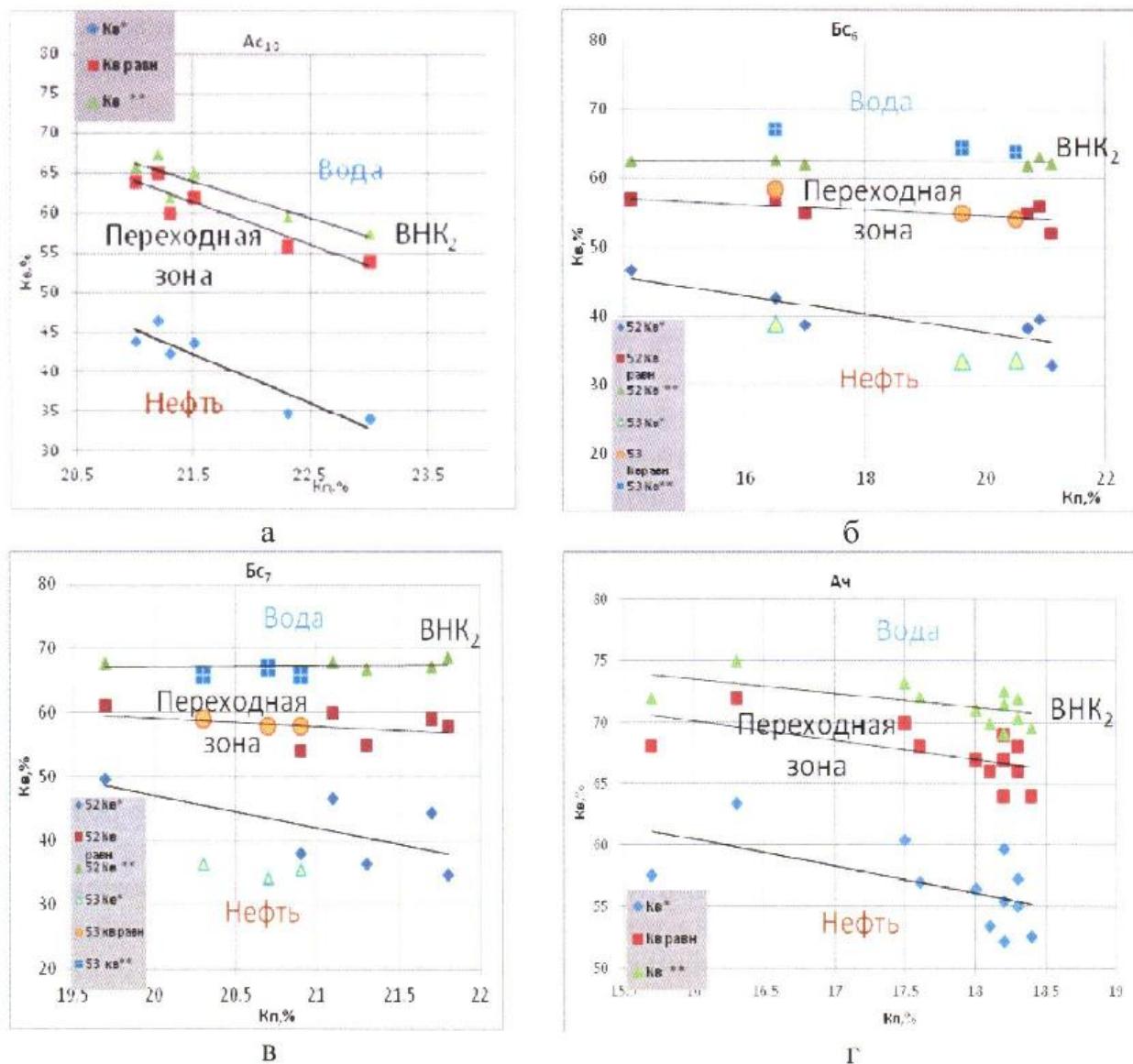


Рис. 9. Зависимости водонасыщенности от пористости для неокомских пластов, построенные по результатам определения ОФП: а- пласт AC_{10} , б- пласт BC_6 , в-пласт BC_7 , г- пласт ACh

С формальной точки зрения значение Kw^{gr} должно находиться в точке пересечения трех линий: Kw^* , $Kw_{равн.}$ и Kw^{**} , где Kw^* - критическое значение водонасыщенности, при превышении величины которого в добываемом продукте появляется вода, $Kw_{равн.}$ – значение водонасыщенности при котором фазовые проницаемости по нефти и воде имеют одинаковые значения и Kw^{**} - значение водонасыщенности при котором в добываемом продукте присутствует только вода, а вся оставшаяся в пласте нефть является неподвижной или остаточной. По Кнутсену [25] эта величина водонасыщенности соответствует BHK_2 , тогда как BHK_1 по его представлению находится ниже - в чисто водоносной части пласта (без остаточной нефти).

На практике получить точку пересечения линий тренда рассматриваемых значений Kw в зависимости от Kp получить довольно сложно. Дело в том, что обычно эксперименты по определению ОФП проводят на наиболее

высокопроницаемых образцах, поэтому положение линий тренда обсуждаемых величин K_v при низких значениях K_p (близких к K_p^{rp}) не известны. Простая экстраполяция данных, полученных на самых проницаемых и пористых образцах, дает явно ошибочные данные с нереальными с физической точки зрения величинами K_v^{rp} и, соответственно, K_p^{rp} (см. рис. 9). Действительно, диапазон изменения значений пористости образцов, использовавшихся в моделях пластов, часто составляет всего 2-3 %, в лучшем случае 7-8 % (см. рис. 9, 10). Вероятно, при уменьшении пористости и по мере приближения ее значений к величине K_p^{rp} прямолинейность линии тренда нарушается и происходит опережающий рост значений K_v и, в первую очередь, K_v^* .



Рис. 10. Зависимость водонасыщенности от пористости для юрских пластов, построенные по результатам определения ОФП: а- пласти ЮК₂₋₉; б- пласт ЮК₁₀

Действительно, на полученных зависимостях линия тренда, отвечающая K_v^{**} обычно лежит субгоризонтально, либо имеет очень слабый наклон, то есть значения K_v^{**} очень слабо зависят от величины пористости образцов. Линия тренда величины $K_v^{равн}$ тоже слабо зависит от величины K_p , но все же, наблюдается закономерное уменьшение ее значений с ростом K_p . Наибольшим изменениям подвержены значения K_v^* - происходит довольно быстрое увеличение этого параметра по мере уменьшения K_p (см. рис. 9). Кроме заметного увеличения значений K_v^* с уменьшением пористости наблюдаются гораздо большие по величине вариации этого параметра по сравнению с $K_v^{равн}$ и K_v^{**} . Эти вариации объясняются особенностями гранулометрического состава образцов, степенью их сортировки, а также типом и содержанием в них цемента. Так две точки, расположенные значительно ниже линии тренда K_v^* и соответствующие образцам, отобранным из пласта БС₇ представлены мелко-среднезернистыми песчаниками с небольшим содержанием карбонатного цемента (1-2 %), а остальные – это мелко-зернистые песчаники, причем без карбонатного, но с более высоким содержанием глинистого цемента (см. рис. 9 в).

Наибольший разброс значений Кв и, соответственно, наименее надежные линии тренда на графиках, связывающих Кв и Кп, получены для образцов, отобранных из ачимовских отложений (см. рис. 9 г). Значительные вариации величин Кв и особенно Кв* объясняются их неоднородным вещественным составом, различной степенью сортировки, типом и содержанием цемента. Так образцы, с минимальными значениями Кв* характеризуются меньшим по сравнению с другими образцами содержанием глинистого цемента и мелкоалевритовой фракции, хотя карбонатный цемент в них часто присутствует, правда в небольшом количестве – 1.1-1.7 %.

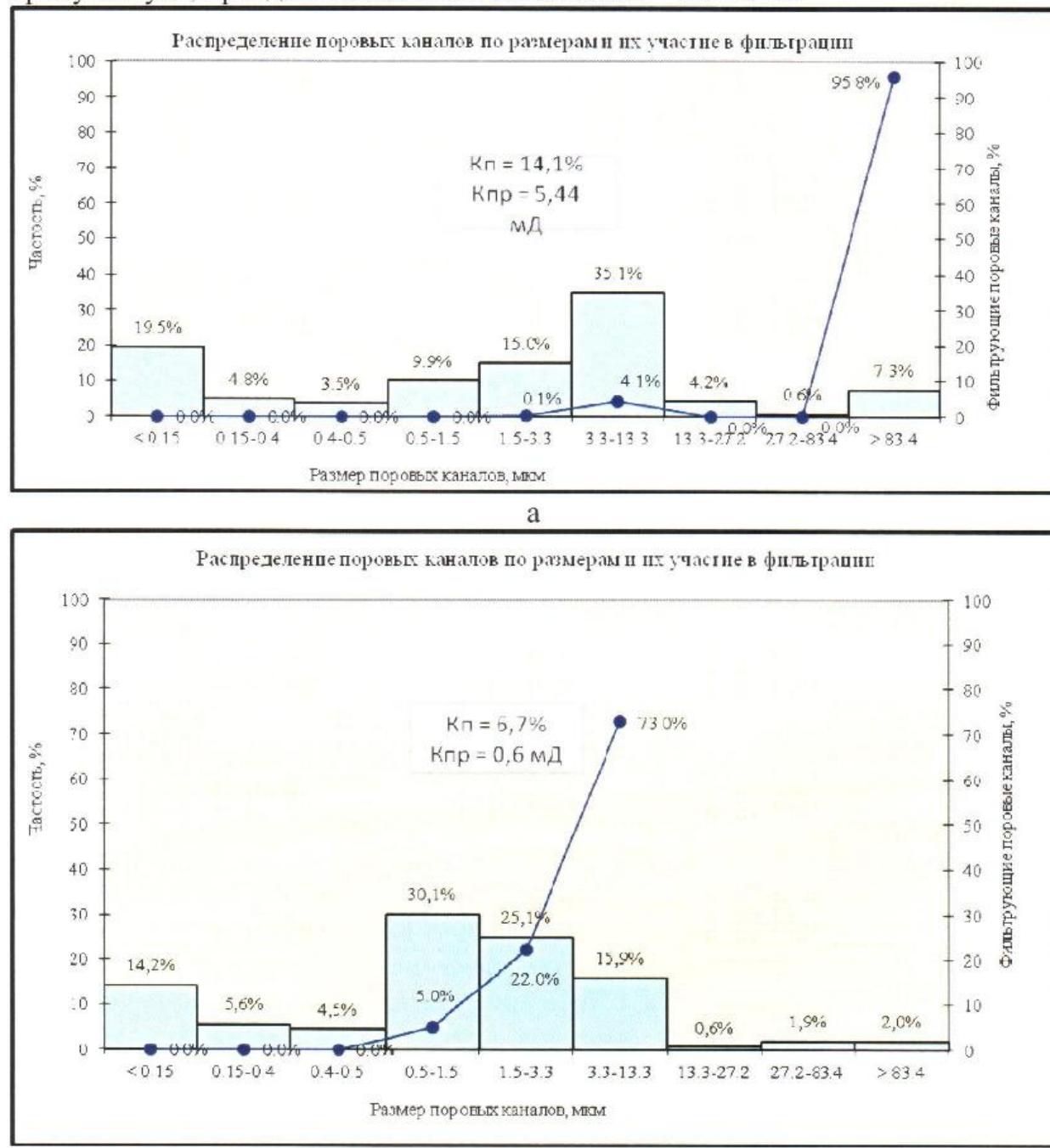


Рис. 11. Распределение пор и соединяющих их каналов по размерам и их вклад в фильтрацию в преимущественно гидрофильном образце (а) и образце с промежуточной смачиваемостью (б)

Необычные результаты при сопоставлении Кп и Кв получены для нижнеюрских отложений (пласт ЮК₁₀), характеризующихся низкими ФЕС (рис. 10 б). Здесь выделяются две группы образцов. Одна, более многочисленная группа, имеет преимущественно гидрофильный характер смачиваемости поверхности минеральных зерен ($M = 0.6\text{-}0.7$), для них характерны более высокие значения ФЕС, вторая группа образцов, в которую входят всего два образца, характеризуется промежуточным типом смачиваемости ($M = 0.5$). То, что рассматриваемые образцы гидрофобизированы хорошо видно на обсуждаемом графике, где, по сравнению с ранее рассмотренными зависимостями для гидрофильных отложений, расстояние между линиями тренда для $K_{\text{в равн}}$ и $K_{\text{в**}}$ значительно меньше. Причем минимальную величину это расстояние имеет в наиболее гидрофобизированных двух образцах, имеющих самую низкую пористость (см. рис. 10).

Рассмотрим, чем обусловлены выявленные различия этих двух групп образцов между собой. Анализ структуры порового пространства образцов из первой группы образцов (с более высокими ФЕС и преимущественно гидрофильным типом смачиваемости) показал, что в них присутствует небольшое количество пор, соединенных довольно крупными каналами, имеющими радиус более 83 мкм, по которым преимущественно осуществляется фильтрация флюидов (рис. 11 а). Основную долю порового объема (около 60 %) составляют поры, соединенные каналами среднего размера (от 1.5 до 13 мкм). Самые мелкие поры, в которых содержится связанная вода (для упрощения процедуры сопоставления с другими образцами условно примем, что ей соответствуют поры, соединенные каналами, имеющими радиус менее 0.5 мкм) составляют около трети всего объема пустот, присутствующих в образце (см. рис. 11 а).

В образцах из второй группы (с низкими ФЕС и промежуточным типом смачиваемости), пор, соединенных крупными каналами, практически нет, поэтому основная фильтрация флюидов осуществляется по каналам, имеющим средние размеры (см. рис. 11 б). Характерной особенностью рассматриваемых образцов является низкое содержание в них пор и каналов, имеющих самые маленькие размеры, в которых присутствует связанная вода. Доля этих пустот не достигает и четверти от общего объема пор, присутствующих в рассматриваемых образцах (см. рис. 11 б).

На фотографиях, полученных с помощью оптического и электронного микроскопов хорошо видна структура порового пространства и минеральный состав обломочной и цементирующей частей образцов из первой и второй групп пород-коллекторов (рис. 12 и 13).

В образцах из первой группы присутствуют довольно крупные сообщающиеся поры, большинство из которых заполнено эпигенетическим каолинитом и которые на снимке имеют характерный бледно-голубой цвет (см. рис. 12 а). Открытые «чистые» поры, свободные от глинистого материала, обладают более сочным темно-голубым цветом (см. рис. 12 а). На снимках

надежно диагностируются основные породообразующие минералы, представленные кварцем и мусковитом (см. рис. 12 а, б, в).

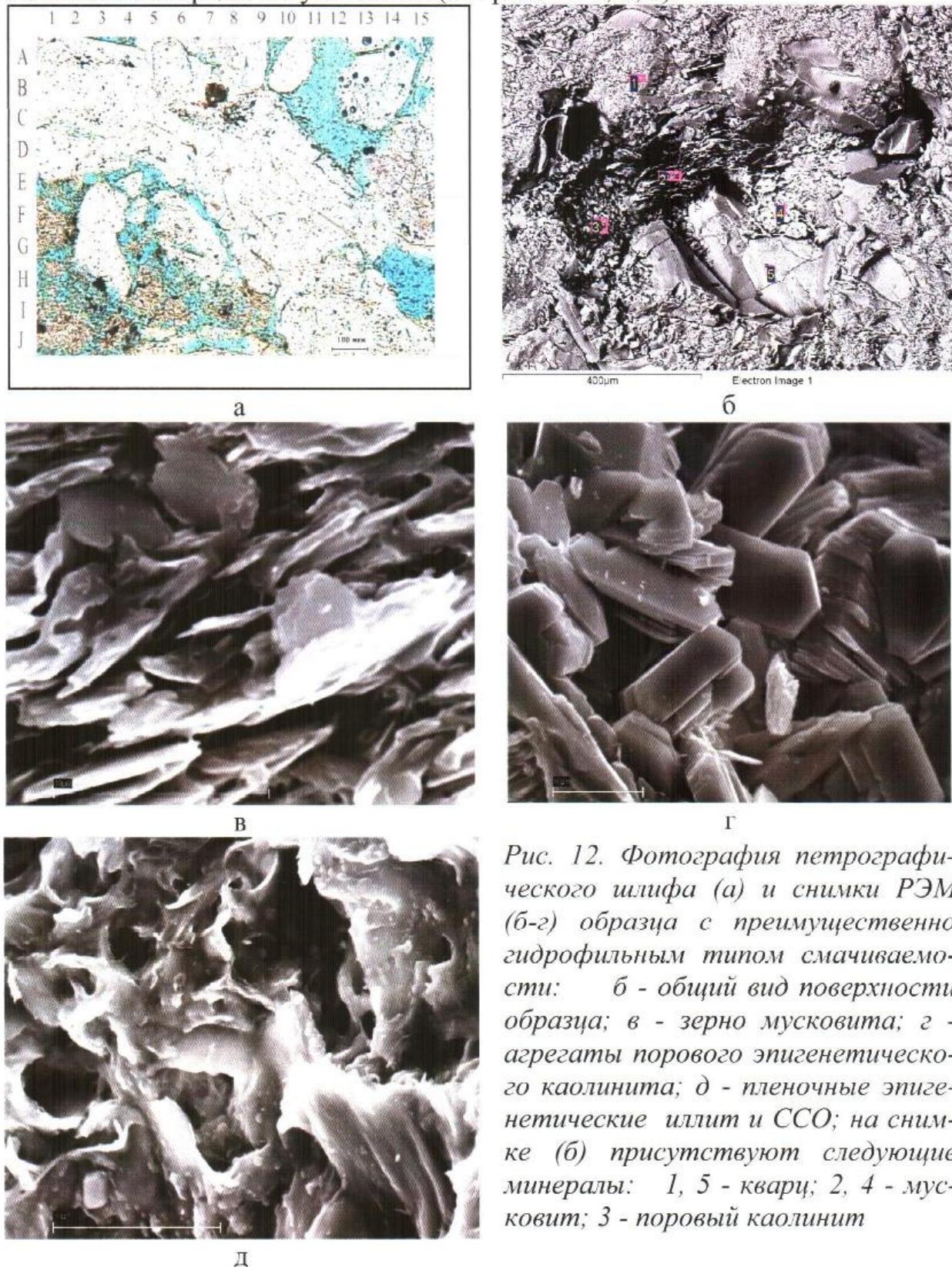


Рис. 12. Фотография петрографического шлифа (а) и снимки РЭМ (б-г) образца с преимущественно гидрофильным типом смачиваемости: б - общий вид поверхности образца; в - зерно мусковита; г - агрегаты порового эпигенетического каолинита; д - пленочные эпигенетические иллит и ССО; на снимке (б) присутствуют следующие минералы: 1, 5 - кварц; 2, 4 - мусковит; 3 - поровый каолинит

Эпигенетический глинистый цемент порового и пленочного типа представлены, соответственно, «крупнокристаллическим» каолинитом (диккитом), а также смешанослойными образованиями (ССО) на основе гидрослю-

ды и монтмориллонита с небольшой долей набухающего компонента (10-15 %) и гидрослюдой (см. рис. 12 г, д). На снимках, сделанных с помощью растрового электронного микроскопа (РЭМ) легко определить размеры микропор, присутствующих в обломках мусковита – от 0.1 до 1.2 мкм, между агрегатами каолинита (диккита) – от 0.6 до 4 мкм и между чешуйками гидрослюды и ССО – от 0.2 до 5 мкм (см. рис. 12 в-д). Таким образом, как это ни удивительно, самые мелкие щелевидные микропоры присутствуют именно в обломках слюд. Гидрослюда и ССО имеют очень широкий диапазон изменения размеров пор, причем своей формой они совсем не похожи на таковые в обломках мусковита (см. рис. 12 в, г). Пластинчатые кристаллы каолинита и/или диккита плотно прилегают друг к другу, поэтому между ними практически отсутствуют щелевидные микропоры, похожие на те, что присутствуют между чешуйками мусковита, но между их агрегатами, часто имеющими буклетовидную форму, присутствуют многочисленные поры указанных выше размеров (см. рис. 12 г).

Таким образом, микропоры, содержащиеся в образцах из рассматриваемой первой группы образцов, присутствуют, главным образом, в пространстве между чешуйками терригенных слюд и в пленочной гидрослюдде, а также ССО (см. рис. 12 в, д). Поры, отмечаемые между агрегатами эпигенетического каолинита, попадают в разряд средних по размерам, доля которых составляет около 60 % от всего порового пространства присутствующего в этих образцах (см. рис. 11 а). Таким образом, основной объем пор, содержащихся в рассматриваемых образцах, представлен порами, расположеными между агрегатами эпигенетического порового каолинита и/или диккита (см. рис. 12 а, б, г).

Особенности структуры порового пространства второй группы образцов обусловлены тем, что они отобраны из зоны интенсивного тектонического сжатия, о чем свидетельствует их низкая пористость (6.2-6.7 %) и интенсивная микротрещиноватость обломочных зерен (см. рис. 13 а). Поры, присутствующие в образцах часто имеют крупные размеры, причем большинство из них (обычно самые крупные) практически полностью заполнены многочисленными агрегатами эпигенетического порового каолинита и/или диккита, поверхность которых покрыта пленками битума, придающими этим участкам в шлифах буроватый оттенок (см. рис. 13 а). Присутствие пленочного битума на поверхности каолинитовых агрегатов и, вероятно, на поверхности минеральных зерен, обуславливает повышенную гидрофобность рассматриваемых пород, о чем упоминалось выше. Зерна обломков кварца, окружающих открытые поры, регенерированы, на их поверхности отсутствуют эпигенетические глинистые минералы, что, наряду с гидрофобизацией, обусловленной наличием тонких пленок битума на поверхности минеральных зерен и эпигенетических глинистых минералов, объясняет низкое содержание в рассматриваемых породах микропор и, соответственно, связанной воды (см. рис. 11 б). Связанная вода в рассматриваемых образцах присутствует, главным образом, в обломках мусковита, в интерстициях ме-

жду его чешуйками. Если половину расстояния между соседними чешуйками условно принять равным радиусу (плоских) пор, то, как видно на снимке РЭМ, это расстояние изменяется в пределах от 0.14 до 1.5 мк (рис. 13 в).

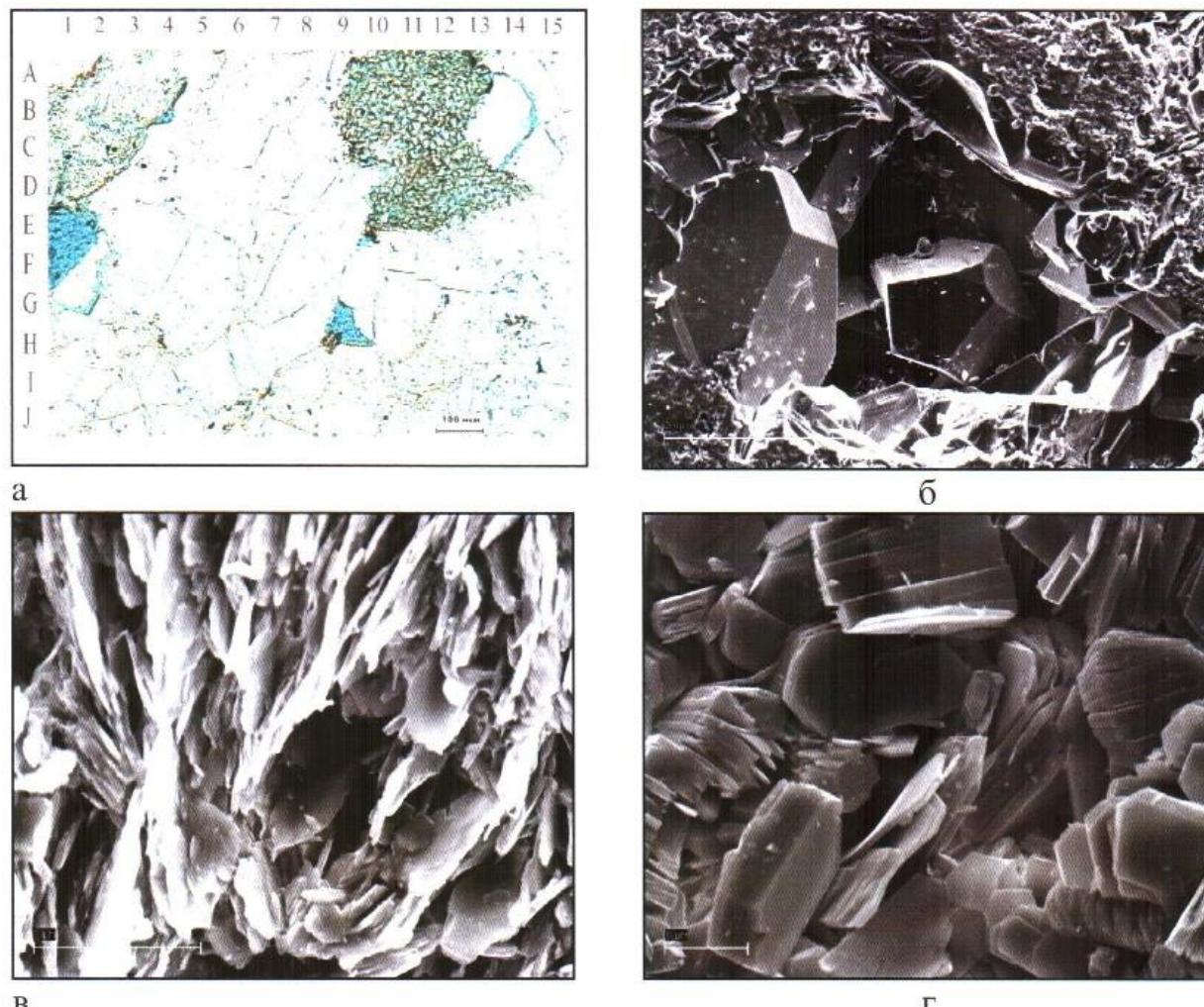


Рис. 13. Фотография петрографического шлифа (а), и снимки РЭМ (б-г) образца с промежуточным типом смачиваемости: б - общий вид поверхности образца; в - фрагмент обломка мусковита; г - агрегаты эпигенетического порового каолинита, пояснения в тексте

Эпигенетическая гидрослюдя и ССО в этом типе образцов практически полностью отсутствуют. Из эпигенетических минералов присутствуют лишь многочисленные буклетовидные агрегаты порового каолинита и/или диккита, местами покрытые тонкими пленками битума. Микропоры, присутствующие между агрегатами каолинита и/или диккита, имеют радиусы примерно от 1.5 до 3.5 мк (см. рис. 13 г). Следовательно, основная часть пор среднего размера, присутствующих в этой группе образцов, представлена именно этими порами, находящимися между агрегатами эпигенетического каолинита и/или диккита (см. рис. 11 б и рис. 13 г).

В настоящее время широкое распространение получил метод ядерно-магнитного каротажа (ЯМК), с помощью которого пытаются решать широкий круг задач, связанных с определением пористости пород-коллекторов, распределением в них пор по размерам, оценкой характера насыщения, фазового состояния флюидов, а также компонентного и группового состава нефти, содержащейся в коллекторе [1, 3, 24]. Однако, петрофизическое обеспечение этого метода явно отстает из-за ограниченного количества приборов (ЯМР-релаксометров) в профильных лабораториях, а главное из-за отсутствия их методического и математического обеспечения. Для настройки ЯМР-релаксометров обычно используют образцы с известной структурой порового пространства, для чего используется метод капиллярометрии путем определения в образцах конкретных значений K_v , начиная со 100 % водонасыщенности и до K_{vc} или K_{vo} , последовательно снимая кривые релаксации при каждом фиксированном значении K_v [1, 3, 24]. На основе полученных данных путем обработки релаксационной кривой получают зависимость времени поперечной релаксации (T_2) - пористость, на которой каждому интервалу T_2 по данным капиллярометрии ставят в соответствие определенные размеры пор и их содержание в образце [1, 3, 24].

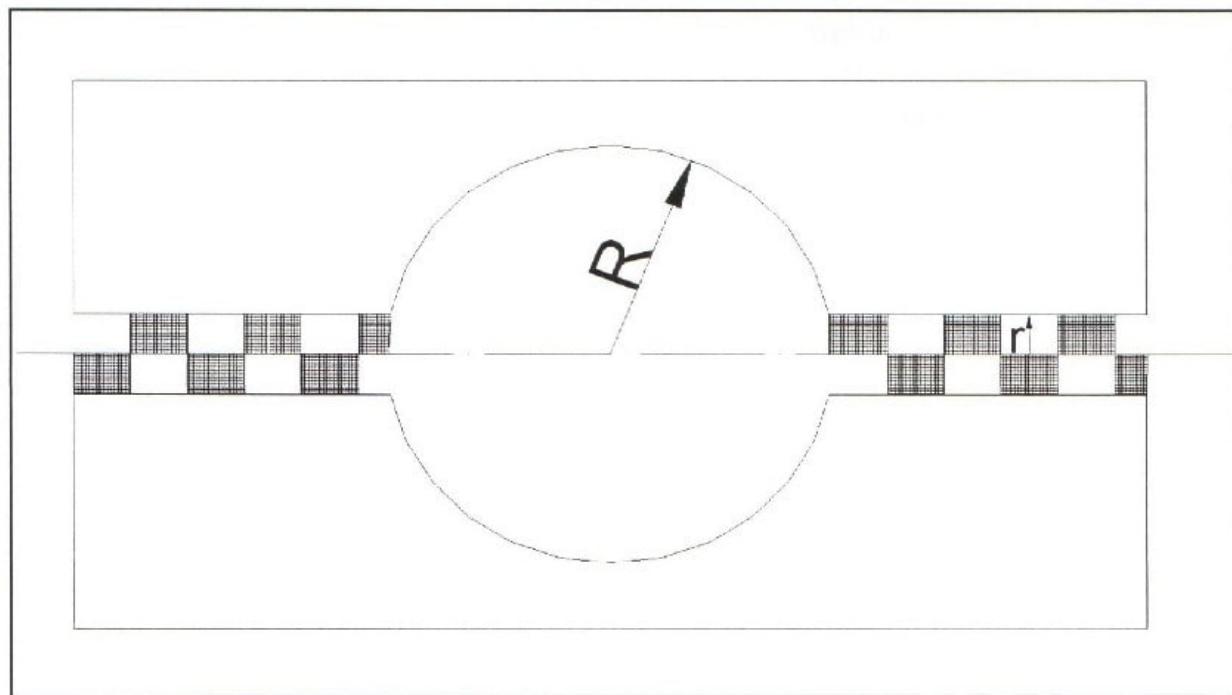


Рис. 14. Сопоставление геометрического (R) и гидравлических (r_1 и r_2) радиусов пор, определенных, соответственно прямым (с помощью микроскопа) и косвенным (по величине P_k) методами; объемы пор и чистых каналов (а) и пор и каналов, заполненных каолинитом (б) будут почти одинаковыми, однако и чистых каналов (а) и пор и каналов, заполненных каолинитом (б) будут почти одинаковыми, однако

Однако описанная выше процедура, применяемая специалистами для интерпретации результатов изучения структуры порового пространства образцов с помощью ЯМР-релаксометров, является некорректной. Чтобы разобраться, в чем тут дело, необходимо уточнить, что мы понимаем под терминами «распределение пор по размерам» и «структура порового пространства». Чтобы это сделать, введем два понятия размера пор. Во-первых, собственно геометрические размеры, то есть размеры пор, которые мы можем определить, используя какой либо из прямых методов, например, с помощью оптического микроскопа в прокрашенных петрографических шлифах, либо насыщенные люминофором образцы керна, применяя растровый электронный микроскоп. Во-вторых, гидравлические размеры пор, которые определяются косвенным (расчетным) методом с использованием, например, капиллярометрических методов (с помощью центрифуги или собственно капиллярометра). В последнем случае определяются размеры не пор, а соединяющих их каналов, по которым происходит фильтрация флюида при достижении того или иного капиллярного давления (P_k), под действием которого осуществляется перемещение этого флюида. Поэтому объем жидкости, вытесняемой при каждом определенном значении P_k , соответствует суммарному объему пор и соединяющих их каналов, по которым осуществляется фильтрация, причем расчет радиуса «пор» осуществляется по известной формуле Лапласа $r = 2\sigma \cos\theta / P_k$, на самом деле дает нам радиус каналов, а не пор (рис. 14). Действительно, эти различия легко установить, сравнив размеры пор, которые хорошо видны на фотографиях шлифов и снимках поверхности образцов, полученных с помощью РЭМ и рассчитанных по данным капиллярометрии (см. рис. 11, 12 а, б, 13 а, б). По результатам капиллярометрических исследований основная часть пор имеет размеры 1.5-13.5 мкм (гидравлический радиус пор или вернее каналов), а на фотографиях прозрачных петрографических шлифов и снимках, полученных с помощью РЭМ, радиусы пор варьируют в пределах 50-150 мкм (геометрический радиус пор). Иными словами гидравлический радиус может на порядок и более отличаться от геометрического в меньшую сторону. Обратим внимание еще раз на то, что объем пор гораздо больше объема каналов, соединяющих их, поэтому при анализе распределения пор по размерам капиллярометрическим способом мы получаем суммарный объем и каналов и соединяемых ими пор, причем по данным этого метода весь объем порового пространства имеет гидравлический радиус, равный радиусу капилляров, а не пор (см. рис. 14). Собственно сами поры, при изучении структуры порового пространства этим методом «исчезают» из порового пространства и в результате мы получаем распределение не пор, а каналов по их размерам, соединяющих собственно, сами поры.

По физической сути метод ЯМР-релаксометрии отражает геометрические, а не гидравлические размеры пор, присутствующих в исследуемых образцах [1, 3, 24], поэтому настраивать этот метод по данным капиллярометрии категорически нельзя. Из-за непонимания описанных нами выше разли-

чий между геометрическими и гидравлическими размерами пор специалисты, занимающиеся интерпретацией данных, полученных с помощью ЯМР-релаксометров, дают ложную картину распределения пор по размерам, используя для этого время поперечной релаксации T_2 , настроенное по данным капилляриметрии.

Таким образом, для настройки результатов обработки времени поперечной релаксации T_2 и получения качественных и достоверных результатов, необходимо использовать данные изучения распределения пор по геометрическим размерам, например, на основе анализа размеров пор в прозрачных петрографических шлифах или если есть возможность, то по данным РЭМ, используя для этого программу обработки видеоизображений.

Следующим очень важным параметром, используемом при подсчете запасов является остаточная водонасыщенность (K_{vo}) [2, 5-7, 13, 14, 17, 18, 20, 23]. Однако до настоящего времени так и нет общепринятого понимания этого термина, что ведет к получению неоднозначных и некорректных результатов при подготовке проектных документов.

Существует несколько способов определения K_{vo} , которые подразделяются на прямые и косвенные. К прямым методам относится по существу один способ – определение водонасыщенности герметизированных образцов, отобранных из нефтяной зоны залежи при бурении скважины с использованием бурового раствора на нефтяной основе. По понятным причинам этот способ используется крайне редко и далеко не на каждом месторождении и тем более не для каждого продуктивного пласта.

Гораздо чаще и в больших объемах применяются косвенные методы определения K_{vo} , среди которых наибольшее распространение получил способ оценки K_{vo} по величине капиллярного давления (P_k) с использованием или центрифуги или капилляриметра. Именно этот способ оценки K_{vo} рассмотрим более подробно.

Для этого проанализируем существующие представления о том, что представляет собой остаточная вода и остаточная водонасыщенность.

В геологическом словаре дается следующее определение термина «вода остаточная» - «вода свободная или связанная, локально сохранившаяся в порах коллектора после того, как он был заполнен нефтью и (или) газом». Там же дается определение «водонасыщенности остаточной (коэффициент остаточной водонасыщенности)», как «отношение объема остаточной воды в горной породе к объему ее открытого пустотного пространства, в долях единицы или %» [5].

В словаре по геологии нефти и газа приводится точно такое же определение понятия «вода остаточная» [22].

Ш.К. Гиматудинов дает ей следующее определение – «воду, оставшуюся со времени образования залежи, называют остаточной» [6]. В этой же работе он утверждает: «вода, первоначально заполнившая породу, не могла быть удалена полностью из пласта при образовании залежи. Часть ее

осталась в виде погребенной воды» [6]. Мы видим, что, судя по данным им определениям, остаточная и погребенная вода – суть одно и то же.

Им в этой же работе выделяются следующие виды остаточной воды:

1) капиллярно связанные воды – содержащаяся в узких капиллярных каналах, где интенсивно проявляются капиллярные силы;

2) адсорбционная вода – удерживаемая молекулярными силами у поверхности твердого тела и прочно связанная с частицами пористой среды; при этом молекулы адсорбированной воды ориентированы (свойства адсорбированной воды сильно отличаются от свойств свободной);

3) пленочная вода, покрывающая гидрофильные участки твердой фазы;

4) свободная вода, удерживаемая капиллярными силами в дисперсной структуре (ограничивается менисками на поверхностях раздела вода-нефть, вода-газ).

В самом тексте он зачастую термины «остаточная вода» и «связанная вода» использует как синонимы [6].

В учебнике В.М. Добрынина с соавторами дается следующее определение остаточной воды: «Суммарное содержание в породе капиллярно-удерживаемой и физически связанный воды определяют как остаточную воду, характеризуя содержание ее в объеме пор пород коэффициентом остаточного водонасыщения» [7].

Чтобы понять, что собой представляет остаточная вода в соответствии с данным определением, нам необходимо уточнить, что такое «капиллярно-удерживаемая» и «физически связанные воды».

Авторы [7] дают следующие определения для этих типов вод:

«Капиллярно-удерживаемая вода» - характерна для пор, радиус которых составляет 30-300 нм, а также для углов пор, приуроченных к стыкам между зернами, образующими скелет породы и туниковых пор. Капиллярно-удерживаемая вода по своим свойствам не отличается от свободной воды. В порах указанного размера – субкапиллярах – ее удерживает капиллярное давление» [7].

«Физически связанные воды» - практически целиком заполняет объем капилляров с радиусом $r < 20-30$ нм, причем капилляры с $r < 1.5-2.0$ нм заполнены в основном прочно связанный водой» [7].

Часто в качестве аналога термина «остаточная вода» используется термин «связанная вода». У последнего термина также существует несколько определений.

Так в геологическом словаре дается следующее определение этого термина: «Вода связанные - пластовая вода, обволакивающая поверхность пор и насыщающая мельчайшие капиллярные каналы в нефтеносном пласте, но удерживаемая молекулярно-поверхностными силами от участия в общем движении пластовой жидкости к добывающим скважинам...» [5].

В словаре по геологии нефти и газа находим следующее определение связанный воды: «Вода связанные (физически связанные) – подземная вода, удерживаемая у стенок пустот горных пород электромолекулярными сила-

ми, превосходящими силу тяжести и капиллярные силы; вода связанные не обладает основными свойствами жидкой воды. Может быть удалена высушиванием породы (при 105-110 °C) и отжатием (>300-500 МПа). Различаются 2 разновидности: вода прочно связанная (иначе гигроскопическая, адсорбированная) не способная к перемещению без нагревания или уплотнения породы; и вода рыхло связанная, обволакивающая частицы породы пленкой разной толщины и перемещающейся вдоль пленки к участкам с ее меньшей толщиной; вода связанные может отжиматься в проницаемые породы из глинистых пород» [22].

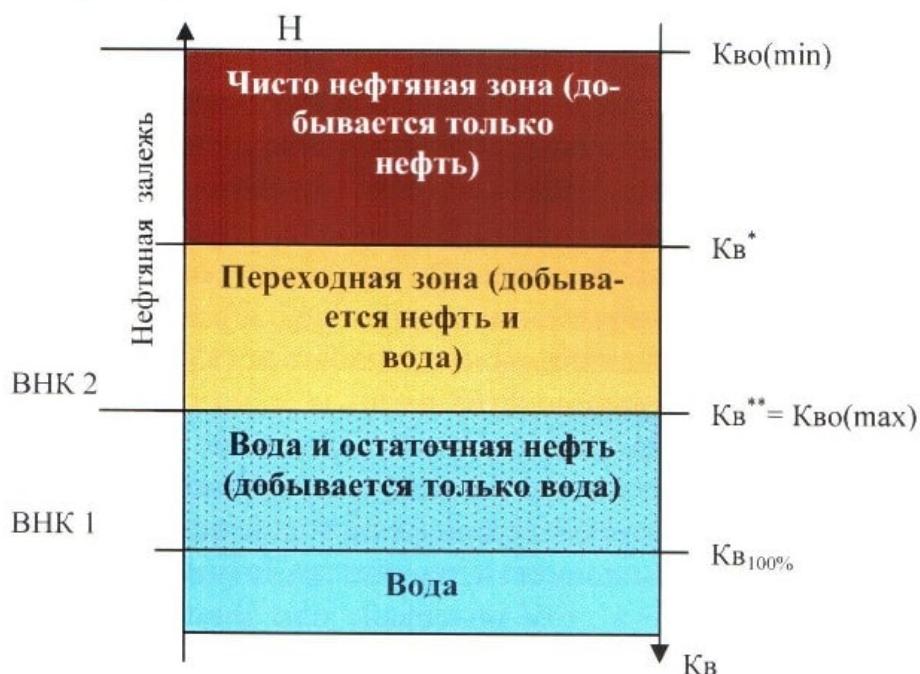


Рис. 15. Разрез модели нефтяной залежи.

Условные обозначения: H – высота залежи; Kv – водонасыщенность; $Kvo(min)$ – минимальная остаточная водонасыщенность; $Kvo(max)$ – максимальная остаточная водонасыщенность; Kv^* - критическое значение водонасыщенности; Kv^{**} - граничное значение водонасыщенности; $Kv_{100\%}$ - 100% водонасыщенность («зеркало воды»)

В «Методических рекомендациях по подсчету геологических запасов...» отсутствует определение термина «остаточная вода», но в качестве его аналога применяется другой термин – «неснижаемая водонасыщенность» [20]. В существующей специальной справочной литературе этот термин отсутствует [5, 22]. Однако можно догадаться, что имеется ввиду значение Kv при очень высоких значениях капиллярного давления (Pk). Более детально к обсуждению значения этого термина мы вернемся позже.

Можно было бы продолжить цитирование определений типов вод, присутствующих в породе-коллекторе, данных различными авторами, однако, как мы видим, в этом нет никакого смысла, так как все эти типы вод не-

возможно отличить друг от друга на практике из-за неопределенности условий их существования и способов разделения друг от друга, а также умозрительности рассмотренных выше классификаций остаточной воды и отсутствия понятного физического смысла, заключенного в этом термине.

Наиболее простым, понятным и отвечающим сути термина «остаточная вода» является по нашему мнению следующее ее определение: остаточная вода - это вода, оставшаяся в углеводородной залежи после ее формирования. Однако это короткое определение остаточной воды требует некоторых дополнительных разъяснений. Прежде чем их обсудить, рассмотрим модель разреза нефтяной залежи (рис. 15).

В разрезе модели нефтяной залежи выделяются две зоны: чисто нефтяная, расположенная в самой верхней ее части, из которой добывается только одна фаза - нефть и присутствующая под ней переходная зона, из которой добываются две фазы – нефть и вода (см. рис. 15). Верхней границей залежи является ее контакт с перекрывающим ее флюидоупором, где в коллекторе отмечается максимальное по величине Рк и, соответственно, минимальное значение Кво, которое мы обозначим как $K_{vo(min)}$. Границей между этими двумя зонами является значение водонасыщенности (K_v), равное K_v^* (критическая величина водонасыщенности, начиная с которой в добываемом продукте, как уже отмечалось выше, появляются первые капли воды).

Под нефтяной залежью находится зона с остаточной нефтью, границей между которыми является второй водонефтяной контакт (BHK_2). Ему соответствует значение водонасыщенности, равное граничному (K_v^{**}). Действительно, несмотря на то, что в этом интервале или зоне присутствует остаточная нефть, из него добывается только вода. Ниже, на уровне, соответствующем $K_v = 100\%$, расположен первый водонефтяной контакт (BHK_1), отвечающий «зеркалу» воды или $P_k = 0$, из которого по определению получают чистую воду. Первым эти два уровня BHK , выделил С. Ф. Кнутсен [25].

Таким образом, если принять предложенное нами определение остаточной воды (K_{vo}), то получается, что ее величина может изменяться от K_v^{**} на уровне BHK_2 и до $K_{vo(min)}$ в самой верхней (апикальной) части залежи (см. рис. 15).

Очевидно, что в подавляющем большинстве случаев все упомянутые нами выше, а также другие (не цитированные нами) специалисты, занимающиеся петрофизическими исследованиями керна, молчаливо полагают или подразумевают под термином «остаточная вода» именно минимальную величину K_{vo} , обозначенную нами выше как $K_{vo(min)}$. При проведении подсчета запасов необходимо знать не только величину $K_{vo(min)}$, но иметь полную характеристику или знать характер изменения значений K_v (в данном случае K_{vo}) от самой верхней точки залежи до ее подошвы, то есть от $K_{vo(min)}$ до K_v^{**} (см. рис. 15).

Действительно, в соответствии с принятым нами определением остаточной воды на каждом уровне залежи K_{vo} будет иметь соответствующее значение, уменьшающееся в направлении снизу вверх, которое обычно на-

зывается просто Кв. По этой причине вполне логично значение Кв** называть максимально возможной величиной Кво или Кво_(max).

Здесь уместно сделать некоторые пояснения в отношении терминов Кв и Кво.

Используя понятийную базу, применяемую в теории множеств, можно принять что Кв представляет собой главное множество (его величина изменяется от 0 до 100% или от 0 до 1). Кво является его подмножеством, так как его значения могут изменяться в интервале от Кво_(max) (Кв**) до Кво_(min), то есть они меньше 100% (или 1, если измерения проводятся в ее долях), но больше 0.

В настоящее время существует масса спекуляций по вопросу определения Кво или в соответствии с принятой нами терминологией, Кво_(min). Счастливые обладатели высокоскоростных центрифуг или капиллярометров, позволяющих создавать очень высокие значения Рк утверждают, что чем при более высоких значениях Рк определяются Кво, тем более достоверные значения этого параметра получаются. А так ли это на самом деле?

Чтобы ответить на этот вопрос рассмотрим зависимости, существующие между Кв (Кво), Рк и высотой углеводородных залежей (h):

$$Кво = f(P_{k_{пл}}) = f\{gh(\rho_b - \rho_n)\}, \quad (6)$$

где: g – ускорение свободного падения, h – высота углеводородной залежи, ρ_b и ρ_n – плотности пластовой воды и нефти, соответственно.

Между Рк и высотой залежи существует следующая простая связь:

$$P_{k_{пл}} = gh(\rho_b - \rho_n), \quad (7)$$

Однако определяемая с ее помощью величина Рк_{пл} соответствует пластовым условиям (на границе между пластовой нефтью и водой), а в лаборатории определяется величина Рк на границе между водой и воздухом, причем при комнатной температуре.

Поэтому, чтобы результаты определения Рк, полученные в лабораторных условиях (Рк_{лаб}), привести к пластовым условиям, необходимо использовать следующую зависимость:

$$P_{k_{лаб}} = \{h(\rho_b - \rho_n)\sigma_{вг}\}/10 \sigma_{вн}, \quad (8)$$

где $\sigma_{вг}$ и $\sigma_{вн}$ – величины поверхностного натяжения на границах вода-газ (лабораторные условия) и вода-нефть (пластовые условия), соответственно.

Понятно, что как всякая модель, так и принятая нами имеет свои ограничения. Главным ее ограничением является вынужденно принятное предположение, что величина краевого угла смачивания и, соответственно, его косинуса и в пластовых и в лабораторных условиях одинаковы.

Величина поверхностного натяжения на границе вода-газ ($\sigma_{вг}$) при комнатной температуре и атмосферном давлении составляет около 72 дин/см [2, 4, 6, 13, 16-19, 21]. Определить величину поверхностного натяже-

ния на границе пластовая нефть-вода ($\sigma_{\text{нв}}$) гораздо сложнее. Поэтому остановимся на рассмотрении закономерностей поведения этого параметра более подробно.

Величина ($\sigma_{\text{нв}}$) зависит от многих факторов, главными из которых являются групповой и углеводородный составы нефти, химический состав и минерализация пластовой воды, температура, давление, содержание газа в нефти и воде. Поэтому надежнее всего определять величину $\sigma_{\text{нв}}$ напрямую в условиях, моделирующих пластовые [17]. Однако, к сожалению, это далеко не всегда возможно, что объясняется необходимостью проведения дорогостоящих экспериментов с участием пластовых флюидов или их рекомбинированных проб [17].

Нами было ранее показано, что для оценки характера распределения нефти и воды по высоте залежи нежелательно использовать некоторое среднее значение $\sigma_{\text{нв}}$ из-за больших ошибок при расчете величин капиллярных давлений с использованием формулы (3) [17]. Действительно, значения $\sigma_{\text{нв}}$, определенные для пластовой нефти, отобранный из различных продуктивных пластов некоторых месторождений Западной Сибири, изменяются в пределах от 24.5 до 44.5 дин/см, то есть почти в два раза [17].

Поэтому для получения некоторых оценочных значений $\sigma_{\text{нв}}$ для нефти и газа, имеющих различную плотность и, соответственно, различные углеводородный и групповой составы, рассмотрим закономерности изменения $\sigma_{\text{нв}}$ в зависимости от состава и свойств этих нафтидов, а также Р-Т условий.

Известно, что увеличение пластового давления ведет к уменьшению величины поверхностного натяжения на границе нефть-газ ($\sigma_{\text{нг}}$). Эта закономерность объясняется тем, что с ростом давления возрастает растворимость газа в нефти, а нефти в газе, что, в конечном счете, приводит к уменьшению суммарной свободной поверхностной энергии фаз [6, 16]. Чем выше растворимость газа с увеличением давления, тем интенсивнее уменьшается величина $\sigma_{\text{нг}}$ с ростом Р_{пл} [6, 16].

Для $\sigma_{\text{нв}}$ зависимость от давления не такая однозначная. Это объясняется несколькими основными причинами.

Во-первых, в присутствии газа, с ростом давления он растворяется как в нефти, так и в воде, причем, легкие газы, особенно метан, гораздо лучше растворяются в нефти, чем в воде, что ведет к увеличению в ее составе неполярных УВ, поэтому до момента насыщения нефти газом с ростом давления будет наблюдаться увеличение величины $\sigma_{\text{нв}}$ [6]. После того, как нефть насытилась газом, дальнейший рост давления слабо влияет на изменение величины $\sigma_{\text{нв}}$, причем часто наблюдается небольшое уменьшение ее величины, что, вероятно, объясняется продолжающимся растворением газа в воде и ростом концентрации в ней неполярных УВ. По этой причине $\sigma_{\text{нв}}$ дегазированной малополярной нефти на границе с водой в пределах давлений, существующих на промыслах, мало зависит от температуры и давления [6].

Установленное в работе [17] уменьшение величины $\sigma_{\text{нв}}$ с ростом температуры при постоянном давлении объясняется описанным выше феноменом.

ном, а именно – уменьшением растворимости в нефти (и в гораздо меньшей степени в воде) неполярных газообразных УВ.

Во-вторых, при наличии в нефти водорастворимых полярных компонентов $\sigma_{\text{нв}}$ может увеличиваться с ростом температуры и давления вследствие их «экстракции» из нефти и перехода в воду в растворенном виде [6].

В-третьих, многочисленными исследованиями доказано, что при прочих равных условиях, величина $\sigma_{\text{нв}}$ зависит от содержания в нефти поверхностно-активных веществ (ПАВ), которыми чаще всего являются смолы, асфальтены и нафтеновые кислоты [4, 19]. Поскольку нефти Западно-Сибирских месторождений практически не содержат нафтеновые кислоты, то основными концентраторами ПАВ в них являются смолы и асфальтены.

Действительно, сопоставление величины $\sigma_{\text{нв}}$ и суммарного содержания смол и асфальтенов позволило нам установить надежную обратно пропорциональную зависимость между ними [17]. Поэтому, если имеются результаты исследований группового состава пластовой нефти, то можно с достаточно высокой степенью достоверности прогнозировать величину $\sigma_{\text{нв}}$. Следует обратить внимание на тот факт, что ПАВ, входящие в состав смол и асфальтенов, связаны с металлопорфириновыми комплексами, с которыми у $\sigma_{\text{нв}}$ отмечается гораздо более тесная связь, чем собственно со смолами и асфальтенами [19].

Используя рассмотренные выше самые общие закономерности в изменении $\sigma_{\text{нв}}$ в зависимости от состава нефти и термодинамических условий, существующих в пласте, попытаемся обосновать значения $\sigma_{\text{нв}}$ для трех типов нефти (тяжелой, средней и легкой), имеющих плотности, соответственно, $0.9 \text{ г}/\text{см}^3$, $0.8 \text{ г}/\text{см}^3$ и $0.7 \text{ г}/\text{см}^3$, а также «жирного» газа, обладающего плотностью $0.3 \text{ г}/\text{см}^3$.

Хорошо известно, что между плотностью нефти и содержанием в ней гетеросоединений существует надежная прямо пропорциональная связь. В свою очередь, как отмечалось выше, между ними и $\sigma_{\text{нв}}$ существует обратно пропорциональная зависимость [17]. Кроме того, чем плотнее нефть, тем меньше в ее составе неполярных легких УВ, присутствие которых увеличивает величину $\sigma_{\text{нв}}$. Поэтому можно допустить, что самая плотная нефть обладает самой низкой величиной $\sigma_{\text{нв}}$, которую для оценочных расчетов можно принять равной $25 \text{ дин}/\text{см}$.

Средняя нефть содержит меньше в своем составе гетеросоединений и, напротив, в ней присутствует больше легких алканов и других неполярных УВ, поэтому поверхностное натяжение такой нефти на границе с водой будет выше. Для оценочных расчетов примем $\sigma_{\text{нв}}$ равной $35 \text{ дин}/\text{см}$.

Легкая нефть характеризуется еще меньшим содержанием смол и асфальтенов в ее составе, а содержание легких неполярных УВ в ней выше, чем в средней и тем более тяжелой нефти, поэтому величина ее поверхностного натяжения на границе с пластовой водой будет еще выше. Для оценочных расчетов примем ее равной $45 \text{ дин}/\text{см}$.

В жирном газе гетеросоединения вообще отсутствуют, а основными его компонентами являются легкие алканы, среди которых преобладает метан и его ближайшие гомологи, поэтому следует ожидать, что величина $\sigma_{\text{нв}}$ в этом случае будет иметь максимальные значения, например, 55 дин/см.

Еще раз подчеркнем, что принятые значения $\sigma_{\text{нв}}$ для нафтидов, имеющих различную плотность, являются приблизительными, принятыми лишь для проведения оценочных расчетов капиллярного давления в зависимости от высоты залежи. Нами по объективным причинам не учитываются поправки, связанные с термодинамическими условиями, существующими в том или ином продуктивном пласте.

Таким образом, для выбранных нафтидов получим следующие зависимости капиллярного давления, определенного в лабораторных условиях ($P_{\text{лаб}}$), от высоты залежи (h):

$$P_{\text{лаб(т.н)}} = 0.029h, \quad (9)$$

где $P_{\text{лаб(т.н)}}$ – капиллярное давление, полученное в лабораторных условиях, для тяжелой нефти.

Для нефти, имеющей среднюю плотность, получим:

$$P_{\text{лаб(ср.н)}} = 0.041h, \quad (10)$$

где $P_{\text{лаб(ср.н)}}$ – капиллярное давление, полученное в лабораторных условиях, для средней нефти.

Для легкой нефти получим:

$$P_{\text{лаб(л.н)}} = 0.048h, \quad (11)$$

где $P_{\text{лаб(л.н)}}$ – капиллярное давление, полученное в лабораторных условиях, для легкой нефти.

Для жирного газа получим:

$$P_{\text{лаб(ж.г)}} = 0.092h, \quad (12)$$

где $P_{\text{лаб(ж.г)}}$ – капиллярное давление, полученное в лабораторных условиях, для жирного газа.

Для наглядности полученные зависимости приведены на графике (рис. 16). На нем хорошо видно, что при одинаковой высоте залежи минимальные значения $P_{\text{к}}$ характерны для тяжелой нефти, затем следует средняя нефть, потом легкая и самая большая величина $P_{\text{к}}$ для той же высоты залежи отмечается в залежи «жирного» газа (см. рис. 16).

Из полученных зависимостей легко определить пределы $P_{\text{лаб}}$, которые необходимо моделировать в лабораторных условиях. Поскольку высоты залежей нефти и газа в Западно-Сибирском нефтегазоносном бассейне в среднем изменяются от 10-15 до 100-150 м, то для тяжелой нефти это будет соответствовать интервалам изменений $P_{\text{лаб}}$ от 0.29-0.43 до 2.9-4.3 атм. Для нефти со средней плотностью в лабораторных условиях необходимо создавать $P_{\text{лаб}}$ в интервалах от 0.41-0.62 до 4.1-6.2 атм и для легкой нефти тот же параметр должен варьировать в пределах от 0.48-0.72 до 4.8-7.2 атм (см. рис. 16).

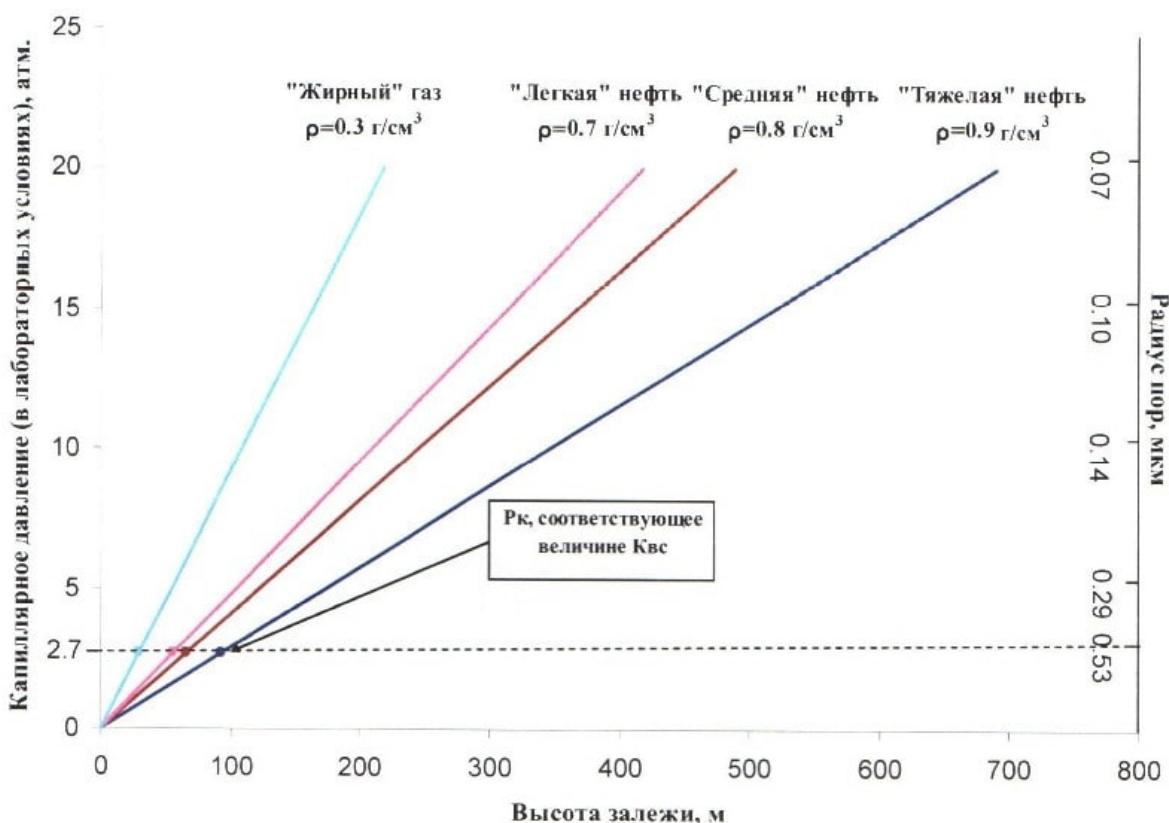


Рис. 16. Оценка величины капиллярного давления от высоты углеводородной залежи и соответствующего ему радиуса каналов пор, определенных в лабораторных условиях для нафтидов с различной плотностью

Самые высокие значения $P_{k, \text{лаб}}$ необходимо создавать при моделировании пластовых условий в газовых залежах. Так для последних в том же интервале значений высот залежей (от 10-15 до 100-150 м) $P_{k, \text{лаб}}$ будет варьироваться от 0.92-1.36 до 9.2-13.6 атм.

Таким образом, для получения $K_{bc(\min)}$ с использованием капиллярического метода для нефтяных залежей достаточно в лабораторных условиях создавать капиллярные давления (в зависимости от плотности нефти) порядка 5-7 атм. Лишь для газовых залежей для определения $K_{bc(\min)}$ потребуется создать в лабораторных условиях P_k порядка 14 атм.

Поэтому для определения величины $K_{bc(\min)}$, существующих в Западно-Сибирском нефтегазоносном бассейне, совсем не обязательно использовать суперскоростные центрифуги или капилляриметры, позволяющие создавать сверхвысокие давления.

При подсчете запасов углеводородов, особенно старых месторождений, часто вместо значения K_{bc} используются значения коэффициента водоудерживающей способности или K_{bc} , предложенного в середине 70-х годов прошлого века В.Н. Корчемкиным (СибНИИНП, г. Тюмень). Этот параметр определяется при стандартной скорости вращения ротора центрифуги (5000 об/мин), что примерно соответствует величине капиллярного давления, рав-

ного 2.7 атм. Эта величина скорости вращения центрифуги была обоснована им опытным путем для экспериментального определения K_{vo} путем сопоставления значений K_v при различных скоростях вращения ротора со значениями K_{vo} , определенными прямым методом (по Заксу) на образцах керна, отобранных из чисто нефтяной зоны из скважин, пробуренных с использованием бурового раствора на нефтяной основе.

Поскольку получаемые с помощью описанной методики значения K_v являлись косвенными, и получались при одной и той же величине R_k , то им был предложен термин K_{vc} , чтобы не путать его с величиной K_{vo} .

Так как объем значений K_{vc} очень велик, и они часто используются при подсчете запасов наряду и вместо $K_{vo(min)}$, то представляется интересным сопоставить их между собой.

Условия определения водоудерживающей способности (K_{vc}) по методике, предложенной В.Н. Корчемкиным, как отмечалось выше, соответствуют величине $R_{k,lab}$, равной 2.7 атм. Интересно оценить какой высоте залежи соответствует эта величина $R_{k,lab}$.

Для тяжелой нефти эта величина $R_{k,lab}$ соответствует залежи высотой около 93 м (см. рис. 2). Для залежи средней нефти такое значение $R_{k,lab}$ будет отмечаться на высоте около 66 м. Для залежи легкой нефти – на высоте 56 м и для залежи жирного газа на высоте 29 м (см. рис. 16).

Таким образом, значения K_{vc} для нефтяных залежей средней и легкой нефти, имеющих среднюю мощность (55-66 м) практически совпадает с величиной $K_{vo(min)}$, а для тяжелой нефти соответствует $K_{vo(min)}$ в условиях достаточно мощной залежи (93 м). Лишь для газовых залежей полученные значения $K_{vo(min)}$ будут явно заниженными.

На том же рисунке справа приведена ось, на которой отложены значения радиусов пор и соединяющих их каналов, по значениям которых в соответствии с данными, приведенными в работе [7], можно оценить интервал величин R_k , при которых в них может присутствовать «капиллярно-связанная вода». Этот интервал R_k оказывается очень широким и захватывает значения от 5 до 50 атм (см. рис. 2). Очевидно, что полученные нами данные об интервале R_k , которому соответствует «капиллярно-связанная вода», не имеют ни какой практической ценности. «Физически связанная вода» находится в капиллярах, из которых она может быть вытеснена лишь при значениях R_k более 50-70 атм, а «прочно связанную воду» можно отжать из капилляров лишь при значениях R_k , составляющих более 800-1000 атм(!) [7]. Таким образом, «физически связанная вода», а тем более «прочно связанная вода» гарантированно остаются в составе $K_{vo(min)}$, а потому нет ни какого практического смысла в их выделении в качестве отдельных разновидностей, поскольку вряд ли можно найти залежи, имеющие мощность порядка 2500 и более метров.

В заключение еще раз обратим внимание на то, что термины «связанная вода» и тем более - «неснижаемая водонасыщенность» нельзя использовать как синонимы или аналогичные по смыслу по отношению к термину

«остаточная вода». Поскольку в соответствии с приведенным нами определением остаточной воды, связанная вода может являться лишь ее частью, причем, которую (эту часть) невозможно определить каким либо стандартным экспериментальным способом. Термин «неснижаемая водонасыщенность» вообще является излишним, так как не имеет ясного физического смысла. Своим появлением он обязан коллекторам с высокими фильтрационно-емкостными свойствами (с проницаемостью более 300-500 мД), у которых капиллярные кривые уже при невысоких значениях Рк (порядка 1.5-2.0 атм) после почти горизонтального участка круто поднимаются вверх и кажется, что вот-вот будет достигнуто некоторое предельное значение Kv. Однако, как показывает опыт с дальнейшим ростом Рк отмечается пусть очень небольшое, но вполне значимое уменьшение величины Kv, которому не видно конца. У плохих коллекторов (имеющих проницаемость 3-5 мД) горизонтальный участок капиллярной кривой очень короткий, зато вертикальный - довольно пологий и очень длинный, поэтому для них найти «неснижаемую водонасыщенность» весьма проблематично.

Кроме того, как мы видели выше, нет необходимости увеличивать Рк до бесконечности. Используя данные о высоте залежи, следует по полученным нами зависимостям (исходя из физико-химических свойств нефти или газа) оценить величину Рк, при которой затем определить в лабораторных условиях Kv_{o(min)} и другие значения Kv в интервале от Kv_{o(max)} до Kv_{o(min)}.

На основе полученных результатов предлагается следующая последовательность изучения Kv в зависимости от Рк:

- 1) определяется высота углеводородной залежи;
- 2) определяются физико-химические свойства пластовых флюидов, включая величину σ_{HB} (конечно для пластовых условий);
- 3) на основе полученных данных строят зависимость $P_k_{\text{лаб}} = f(h)$;
- 4) с помощью этой зависимости находят величину $P_k_{\text{лаб(max)}}$, соответствующую апикальной части залежи и соответствующую этому значению Рк ($P_k_{\text{лаб(max)}}$) величину Kv_{o(min)}.
- 5) комплексируя результаты капилляrimетрических исследований и данные по относительным фазовым проницаемостям по нефти и воде или результаты определения коэффициентов вытеснения нефти водой определяют величину Kv_{o(max)} или, что то же самое - Kv**.

Величина Kv_o в углеводородной залежи будет изменяться по направлению от ее подошвы (BHK_2) к кровле, то есть от Kv_{o(max)} до Kv_{o(min)}. Следует также отметить, что описанную экспериментальную процедуру необходимо провести для всех типов или классов коллекторов, входящих в состав углеводородной залежи, так как для каждого из них будет своя индивидуальная зависимость Рк-Кв. Только после этого на основе полученных данных можно проводить подсчет запасов углеводородов, содержащихся в залежи.

Значительные трудности испытывают специалисты при подсчете запасов в тонкослоистых разрезах, представленных чередованием маломощ-

ных, насыщенных УВ песчано-алевритовых слоев и глинистых флюидоупоров. Толщины таких прослоев часто варьируют от десятых долей миллиметра до первых сантиметров. Количественно оценить суммарную мощность песчано-алевритовых прослоев, насыщенных УВ, традиционными методами очень сложно, так как это является очень трудоемкой работой, требующей большое количество затрат времени. Решение этой задачи значительно упрощается, если для этой цели использовать профилограф, методическое обоснование применения которого разработал В.В. Семенов (СибНИИНП, г. Тюмень). Этот прибор позволяет в автоматическом режиме проводить определение гранулометрического состава пород как в виде полноразмерного керна (профильные исследования), так и на небольших образцах, включая стандартные образцы цилиндрической формы.

Из-за слабой механической прочности рассматриваемых тонкослоистых пород, а также других рыхлых отложений (например, хорошо известных сеноманских осадков) или трещинно-каверновых пород изучение петрофизических свойств следует выполнять на полноразмерных или большеразмерных образцах, для чего требуется специальное оборудование, позволяющее изучать крупные образцы. Здесь, однако, следует сделать небольшое отступление, касающееся уточнения терминов «полноразмерный» и «большеразмерный» образец, так как в настоящее время существует терминологическая путаница из-за отсутствия четкого понимания смысла этих терминов.

Полноразмерные образцы – это образцы керна, поднимаемые из скважины, то есть они, в зависимости от типа буровой коронки могут иметь два различных диаметра: 80 мм (снаряд «Недра») и 100 мм (снаряд «Кембрий»). На полноразмерных образцах гранулярных коллекторов можно определять пористость, плотность, проницаемость (как вдоль его оси, так и параллельно слоистости, причем в последнем случае в любом направлении от 0 до 360 °), распределение пор по размерам и Кво (капиллярометрическим методом), механические и акустические свойства, направление главного стресса, причем привязав его, с помощью палеомагнитного метода, к сторонам света. Однако определить электрические свойства, а также ОФП и коэффициент вытеснения нефти, например, водой, а также другие потоковые эксперименты, на нем нельзя, так как слоистость в полноразмерном керне ориентирована перпендикулярно по отношению к его оси. Для этих целей при исследовании рыхлых и трещиноватых образцов следует использовать большеразмерные образцы.

Большеразмерные образцы – это образцы цилиндрической формы, высверленные из полноразмерного керна в направлении параллельном по отношению к слоистости или перпендикулярно по отношению к его оси. Диаметр этих образцов больше, чем у цилиндрических образцов стандартного размера (30x30 мм). В настоящее время отсутствуют утвержденные общепринятые стандарты, определяющие размеры этих образцов и каждый исследователь изготавливает большеразмерные образцы такого размера, ка-

кой его устраивает. Представляется целесообразным утвердить определенный размер для большеразмерных образцов, чтобы под них, как и под образцы стандартного размера, можно было изготавливать унифицированное петрофизическое оборудование, а сами большеразмерные образцы можно было исследовать в любой петрофизической лаборатории. В противном случае каждая петрофизическая лаборатория будет изготавливать образцы и, соответственно, петрофизическое оборудование под «свой» размер, а потому проверить результаты таких исследований в других лабораториях, имеющих другой «свой» размер будет невозможно. Для того, чтобы обосновать единые для всех петрофизических лабораторий оптимальные размеры большеразмерных образцов, следует иметь в виду, что, как уже отмечалось выше, полноразмерные образцы имеют два возможных диаметра – 80 и 100 мм. Исходя из этого, сделаем простейшие геометрические вычисления. Лимитировать размеры (диаметр) большеразмерного образца будет диаметр малого полноразмерного керна, а именно, выбуренного снарядом «Недра» (80 мм). Очевидно, что большеразмерный цилиндрический образец с таким же диаметром изготовить из такого полноразмерного образца, невозможно. Поэтому можно было предложить изготавливать большеразмерные цилиндры, имеющие диаметр 70 мм. Но их высота не будет превышать 30-32 мм. То есть это будут не цилиндры, а «таблетки», высота которых будет практически такой же, как и у цилиндров стандартного размера (30x30 мм). Наиболее приемлемым являются большеразмерные цилиндрические образцы, имеющие диаметр 60 мм, так как их высота составит 50-50 мм (если они будут изготавливаться из полноразмерного керна малого диаметра (80 мм)) и 75-77 мм (в случае их высверливания из полноразмерного керна большого диаметра (100 мм)).

Заключение

Проведенный краткий анализ основных петрофизических параметров и зависимостей, используемых при подсчете запасов углеводородов и составлении проектных документов, показал, что различия петрофизических свойств пород определяются их поликомпонентным минеральным и неоднородным гранулометрическим составами, различиями в типе и содержании цемента, текстурно-структурными особенностями, характером смачиваемости поверхности минеральных зерен, различной степенью их преобразования (как под действием литостатического уплотнения, так и вторичных, например, тектоно-гидротермальных процессов, приводящих к возникновению зон уплотнения или разуплотнения в осадочной толще, а также к отложению в порах пород вторичных минералов, например, карбонатного и/или глинистого цемента).

Перечисленные выше факторы можно объединить в две основные группы. Первая - это, собственно, условия образования осадков, то есть палеогеографическая обстановка, в которой они отлагались, включая источники терригенного материала и способы его транспортировки и второй – это

диа- и катагенетические преобразования, которым они подвергались после их отложения.

Поэтому чем более пестрый вещественный и гранулометрический составы имеют породы-коллекторы и чем более интенсивные вторичные преобразования они претерпели, тем хуже качество и ниже достоверность получаемых петрофизических связей. В случае интенсивного тектоногидротермального преобразования гранулярных коллекторов они постепенно превращаются в трещинно-кавернозные, приобретая совершенно иную структуру порового пространства и утрачивая характерные для гранулярных коллекторов петрофизические зависимости.

Таким образом, для получения максимально устойчивых и достоверных петрофизических зависимостей следует подготавливать коллекции образцов (отобранных из одного и того же пласта), имеющих близкий вещественный и гранулометрический составы, а также схожие текстурно-структурные особенности и как следствие близкие коллекторские свойства. Однако, в этом случае, мы рискуем получить очень «куцые» зависимости с крайне узкими диапазонами изменения анализируемых параметров, что, в свою очередь, приведет опять-таки к низкой степени достоверности полученных зависимостей. Поэтому для построения петрофизических зависимостей необходимо выбирать «золотую середину», включая в подготавливаемую коллекцию близкие, но не одинаковые по петрофизическими свойствам образцы. Полученные петрофизические зависимости можно будет использовать при разбиении продуктивных пластов на ячейки, в пределах которых их коллекторские свойства слабо изменяются и которые у западных специалистов получили название «фильтрационных ячеек» [23].

Для повышения качества и достоверности данных, получаемых с помощью ЯМР, необходимо настраивать этот метод с использованием результатов исследования геометрических, а не гидродинамических размеров пор, присутствующих в образцах, используемых в качестве стандартных.

Существующие в настоящее время определения термина «остаточная вода» не имеют четкого физического смысла, а потому на их основе невозможно предложить конкретный метод или способ ее определения.

Предлагается следующее определение остаточной водонасыщенности: остаточная вода - это вода, оставшаяся в углеводородной залежи после ее формирования.

Исходя из этого определения, Кво может изменяться по высоте залежи от $K_{vo(max)}$ или K_{vo}^{**} на уровне ВНК₂ до $K_{vo(min)}$ в кровельной (апикальной) ее части. Для того, чтобы получить или хотя бы оценить значение $K_{vo(min)}$, необходимо знать высоту залежи, а также величину σ_{hv} , чтобы на основе уравнения (8) рассчитать максимальную величину Рк ($R_{k(max)}$) при которой определяется $K_{vo(min)}$.

Значение $K_{vo(max)}$ или K_{vo}^{**} определяется на основе комплексирования результатов потоковых экспериментов, выполненных в условиях, моделирующих пластовые и данных капиллярометрии. Величина Квс имеет близ-

кие значения к $K_{vo(min)}$ для нефтяных залежей, имеющих среднюю мощность и для маломощных газовых залежей. Для получения кондиционных результатов, необходимых при подсчете запасов, следует построить зависимости $K_{vo} = f(P_k)$ для всех классов пород-коллекторов, входящих в состав залежи в интервале значений K_{vo} от $K_{vo(max)}$ до $K_{vo(min)}$.

При построении петрофизических зависимостей для тонкослоистых разрезов следует использовать профилограф, позволяющий в автоматическом режиме получать информацию о гранулометрическом и, соответственно, литологическом составах маломощных слоев, представленных коллекторами песчано-алевритового состава и глинистыми флюидоупорами.

При изучении петрофизических свойств рыхлых, трещиноватых (трещинно-каверновых) и тонкослоистых отложений необходимо использовать полноразмерные и большеразмерные образцы, позволяющие получить о таких породах наиболее достоверные данные. С целью унификации и стандартизации петрофизических методов исследования большеразмерных образцов, следует утвердить единую для всех петрофизических лабораторий геометрическую форму и размеры этих образцов. Исходя из размеров полноразмерного керна малого диаметра (80 мм), оптимальным для большеразмерных образцов следует принять цилиндрическую форму с диаметром 60 мм и длиной около 50 мм.

Литература

1. Аксельрод С.М. Современные тенденции развития ядерно-магнитных методов в петрофизике и геофизических исследованиях в скважинах. Труды Всероссийской научно-практической конференции «Состояние и перспективы развития ядерно-магнитных методов исследований нефтегазовых и рудных скважин, каменного материала и флюидов» (27-29 июня 2011 г., г. Тверь). ГНЦ ВНИИгеосистем, М.: 2011, с. 28-42.
2. Амикс Дж., Басс Д., Уайтинг Р. Физика нефтяного пласта. М., 1962, 572 с.
3. Блюменцев А.М., Белорай Я.Л., Кононенко И.Я. Комплексная технология оперативного изучения нефтегазовых залежей на основе петрофизических магнитно-резонансных исследований каменного и флюидного материала. Труды Всероссийской научно-практической конференции «Состояние и перспективы развития ядерно-магнитных методов исследований нефтегазовых и рудных скважин, каменного материала и флюидов» (27-29 июня 2011 г., г. Тверь). ГНЦ ВНИИгеосистем, М.: 2011, с. 100-112.
4. Бурдынь Т. А., Закс Ю. Б. Химия нефти, газа и пластовых вод.- М.: Недра.- 1975, 268 с.
5. Геологический словарь (в двух томах). М. «Недра», 1973, том 1 486 с, том 2, 456 с.
6. Гиматудинов Ш. К. Физика нефтяного и газового пласта. М. «Недра», 1971, 310 с.

7. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Кожевников Д.А. «Петрофизика». - М.: Недра, 1991.- 368 с.
8. Зимон А. Д. Адгезия жидкости и смачивание. М., «Химия», 1974, 414 с.
9. Зубков М.Ю., Бондаренко П.М. Прогноз зон вторичной трещиноватости на основе данных сейсморазведки и тектонофизического моделирования. Геология нефти и газа. № 11-12. 1999. с. 31-40.
10. Зубков М.Ю., Бондаренко П.М., Гетман А.В. Прогноз зон повышенной нефтегазовой продуктивности тектоно-гидротермального происхождения на основе комплексирования геофизических методов и тектонофизического моделирования. Геологической службе России 300 лет. Международная геофизическая конференция. Тезисы докладов. Санкт-Петербург. 2000. С. 122-123.
11. Зубков М.Ю., Дворак С.В., Романов Е.А., Чухланцева В.Я. Гидротермальные процессы в шеркалинской пачке Талинского месторождения (Западная Сибирь). АН СССР. Литология и полезные ископаемые, 1991, № 3, с. 122-132.
12. Зубков М.Ю., Шведенков Г.Ю. Экспериментальное моделирование процесса формирования вторичных коллекторов под действие гидротермальных флюидов различного состава. Сборник «Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО» (Пятая научно-практическая конференция) в двух томах, том I. Ханты-Мансийск. 2002. С. 323-332.
13. Зубков М.Ю. Остаточная водонасыщенность, как функция капиллярного давления в углеводородной залежи. Доклады Всероссийской научно-практической конференции «Ядерно-геофизические методы в комплексе ГИС при контроле разработки нефтяных и газовых месторождений. Состояние, проблемы и пути решения. Современное состояние и перспективы развития». Г. Бугульма Республика Татарстан. 29 июня – 1 июля 2010 г. – М.: ФГУП ГНЦ РФ ВНИИгосистем, 2010, с. 175-185.
14. Зубков М.Ю., Колпаков В.В. Остаточная водонасыщенность и капиллярное давление в углеводородной залежи. Горные ведомости. Тюмень. № 7 (74). 2010, с. 20-27.
15. Зубков М.Ю. Причины, влияющие на качество и достоверность петрофизических зависимостей. Горные ведомости. Тюмень. № 12 (91). 2011. с. 32-52.
16. Кац Д. Л., Корниелл Д., Кобаяши Р. И. др. Руководство по добыче, транспорту и переработке природного газа. М., «Недра», 1965, 676 с.
17. Колпаков В. В., Зубков М. Ю., Коваленко Р. В. и др. Сопоставление результатов расчетов распределения нефти и воды над уровнем нулевого капиллярного давления при использовании экспериментальных и справочных данных о величинах поверхностного натяжения на границе нефть-вода. Сборник «Пути реализации

- нефтегазового и рудного потенциала ХМАО» (Десятая научно-практическая конференция) в трех томах, том 1. Ханты-Мансийск. 2007. С. 413-416.
18. Котяхов Ф. И. Физика нефтяных и газовых коллекторов М., «Недра», 1977, 288 с.
 19. Мархасин И. Л. Физико-химическая механика нефтяного пласта. М., «Недра», 1977, 214 с.
 20. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. Под ред.: В.И. Петерсилье, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко. Москва-Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003.
 21. Пирсон Сильвен Дж. Учение о нефтяном пласте. М., 1961, 570 с.
 22. Словарь по геологии нефти и газа. М. «Недра», 1988, 680 с.
 23. Тиаб Дж., Дональдсон Эрл Ч. Петрофизика: теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов/ Перевод с английского. – М.: ООО «Премиум Инжиниринг». 2009. – 868 с., ил. – (Промышленный инжиниринг).
 24. Топорков В.Г., Денисенко А.С., Мурцовкин В.А. Этапы развития экспериментальных исследований нефтегазовых коллекторов методом ЯМР 1990-2010 годов. Труды Всероссийской научно-практической конференции «Состояние и перспективы развития ядерно-магнитных методов исследований нефтегазовых и рудных скважин, каменного материала и флюидов» (27-29 июня 2011 г., г. Тверь). ГНЦ ВНИИгосистем, М.: 2011, с. 82-99.
 25. Knutson Carroll F. Definition of water table. Am. Assoc. Petrol. Geologists. Vol. 38. Pt. 2, 1954.