

7 (74) июль 2010

ГОРНЫЕ ВЕДОМОСТИ

НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ

**СТРОЕНИЕ ЗОНЫ СОЧЛЕНЕНИЯ УРАЛИД,
ТИМАНИД (САЛАИРИД) И БАЙКАЛИД
В ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

**ПРОГНОЗ СТРУКТУРНОГО ПЛАНА КРОВЛИ
ДОЮРСКОГО ОСНОВАНИЯ В ПРИУРАЛЬСКОЙ ЧАСТИ
ЗАПАДНОЙ СИБИРИ ПО ГРАВИТАЦИОННОМУ ПОЛЮ
И ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ**

**МУЗЕЙ НЕФТЕЙ ИНСТИТУТА ХИМИИ
НЕФТИ СО РАН**

*«Богатство недр
есть залог величия державы»*

М.В. Ломоносов

ОСТАТОЧНАЯ ВОДОНАСЫЩЕННОСТЬ И КАПИЛЛЯРНОЕ ДАВЛЕНИЕ В УГЛЕВОДОРОДНОЙ ЗАЛЕЖИ

М. Ю. Зубков, В. В. Колпаков

ООО «ЗапСибГЦ», г. Тюмень

АННОТАЦИЯ

Рассмотрено понятие термина «остаточная вода», предлагаемое различными исследователями. Установлено, что в настоящее время отсутствует четкое представление о его физической сути и, соответственно, способах его корректного определения в лабораторных условиях. Предлагается оригинальное трактование рассматриваемого термина и методика его лабораторного (косвенного) определения на основе общепринятого капилляриметрического способа.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Остаточная вода, связанная вода, капиллярное давление, поверхностное натяжение, высота углеводородной залежи.

RESIDUAL WATER SATURATION AND CAPILLARY PRESSURE IN A HYDROCARBON ACCUMULATION

M. Yu. Zubkov, V. V. Kolpakov

ООО SapSibGC, Tyumen

ABSTRACT

The concept of the term residual water proposed by different scientists has been analysed. It is established that currently there is no clear idea on its physical essence and thus on methods to determine its values under laboratory conditions. An unconventional interpretation of the term under consideration and a technique for indirect laboratory determination on the basis of commonly applied capillary measurement method has been suggested.

KEYWORDS

Residual water, connate water, capillary pressure, boundary tension, hydrocarbon accumulation thickness.

Остаточная водонасыщенность ($K_{во}$) является одним из основных параметров, используемых при подсчете запасов [1, 3–5, 8, 9, 11, 12]. Однако до настоящего времени нет общепринятого понимания этого термина, что ведет к получению неоднозначных и некорректных результатов при подготовке проектных документов.

Существует несколько способов определения $K_{во}$, 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 $K_{во}$, среди которых наибольшее распространение получил способ оценки $K_{во}$ по величине капиллярного давления (P_k) с использованием центрифуги или капилляриметра. Именно этот способ оценки $K_{во}$ обсуждается в настоящей публикации.

Рассмотрим 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 процентах [3]. В словаре по геологии нефти и газа приводится точно такое же определение понятия «вода остаточная» [13].

Ш. К. Гиматудинов дает ей следующее определение: вода, оставшаяся со времени образования залежи, называется остаточной. В этой же работе он утверждает, что вода, первоначально заполнявшая породу, не могла быть удалена полностью из пласта при образовании залежи. Часть ее осталась в виде погребенной воды [4]. 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:

— капиллярно-связанная вода, содержащаяся в узких капиллярных каналах, где интенсивно проявляются капиллярные силы;

— 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);

— пленочная вода, покрывающая гидрофильные участки твердой фазы;

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

В самом тексте он использует зачастую термины «остаточная вода» и «связанная вода» как синонимы [4].

В учебнике В. М. Добрынина с соавторами дается следующее определение остаточной воды: суммарное содержание в породе капиллярно-удерживаемой и физически связанной воды определяют как остаточную воду, характеризуя содержание ее в объеме пор пород коэффициентом остаточного водонасыщения [5].

Чтобы понять, что собой представляет остаточная вода в соответствии с определением, данным В. М. Добрыниным с соавторами, нам необходимо уточнить, что такое капиллярно-удерживаемая и физически связанная вода.

Они 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 тупиковых пор. Капиллярно-удерживаемая вода по своим свойствам не отличается от свободной воды. В порах указанного размера — субкапиллярах ее удерживает капиллярное давление;

— физически связанная вода практически целиком заполняет объем капилляров с радиусом $r < 20–30$ нм, причем капилляры с $r < 1.5–2.0$ нм заполнены в основном прочно-связанной водой [5].

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 термина «вода связанная»: 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 [3].

В словаре по геологии нефти и газа находим следующее определение: вода связанная (физически связанная) — подземная вода, удерживаемая у стенок пустот горных пород электромолекулярными силами, превосходящими силу тяжести

и капиллярные силы, вода связанная не обладает основными свойствами жидкой воды, может быть удалена высушиванием породы (при 105–110 °С) и отжатием (>300–500 МПа). Различаются 2 разновидности: вода прочносвязанная (иначе гигроскопическая, адсорбированная), не способная к перемещению без нагревания или уплотнения породы, и вода рыхлосвязанная, обволакивающая частицы породы пленкой разной толщины и перемещающаяся вдоль пленки к участкам с ее меньшей толщиной; вода связанная может отжиматься в проницаемые породы из глинистых пород [13].

Интересно, что в последних методических рекомендациях по подсчету геологических запасов отсутствует определение термина «остаточная вода», но в качестве его аналога применяется другой термин «неснижаемая водонасыщенность» [11]. В существующей специальной справочной литературе этот термин отсутствует [3, 13]. Однако можно догадаться, что имеется в виду значение $Kв$ при очень высоких значениях капиллярного давления ($Pк$). Более детально к обсуждению значения этого термина мы вернемся позже.

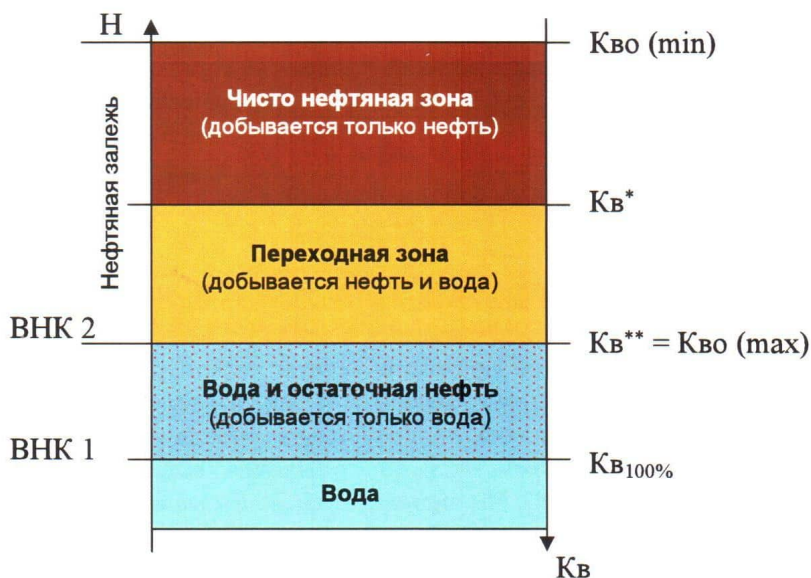
Можно было бы продолжить цитирование определений типов вод, присутствующих в породе-коллекторе, предоставленных различными авторами. Однако, как мы видим, в этом нет никакого смысла. Все эти типы вод невозможно отличить друг от друга на практике из-за неопре-

деленности 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: 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. 1).

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. 1). Верхней границей залежи является ее контакт с перекрывающим ее флюидоупором, где в коллекторе отмечается максимальное по величине $Pк$ и, соответственно, минимальное значение $Kво$, которое мы обозначим как $Kво_{(min)}$. Границей между этими двумя зонами является значение водонасыщенности ($Kв$), равное $Kв^*$ (критическая величина водонасыщенности, начиная с которой в добываемом продукте появляются первые капли воды).

Под нефтяной залежью находится зона с остаточной нефтью, границей между которыми явля-



Условные обозначения:

H — высота залежи; $Kв$ — водонасыщенность; $Kво_{(min)}$ — минимальная остаточная водонасыщенность; $Kво_{(max)}$ — максимальная остаточная водонасыщенность; $Kв^*$ — критическое значение водонасыщенности; $Kв^{**}$ — граничное значение водонасыщенности; $Kв100\%$ — 100% водонасыщенность («зеркало воды»).

Рис. 1. Разрез модели нефтяной залежи

ется второй водонефтяной контакт (BHK_2). Ему соответствует значение водонасыщенности, равное граничному ($KВ^{**}$). Действительно, несмотря на то, что в этом интервале или зоне присутствует остаточная нефть, из него добывается только вода. Ниже, на уровне, соответствующем $KВ = 100\%$, 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 [14].

Таким образом, если принять предложенное нами определение остаточной воды ($KВ_0$), то получается, что ее величина может изменяться от $KВ^{**}$ на уровне BHK_2 и до $KВ_0 (min)$ в самой верхней (апикальной) части залежи (см. рис. 1).

Очевидно, что в подавляющем большинстве случаев все упомянутые нами выше, а также другие специалисты, занимающиеся петрофизическими исследованиями керна, молчаливо полагают или подразумевают под термином «остаточная вода» именно минимальную величину $KВ_0$, обозначенную нами выше как $KВ_0 (min)$. При проведении подсчета запасов необходимо знать не только величину $KВ_0 (min)$, но иметь полную характеристику или знать характер изменения значений $KВ$ (в данном случае $KВ_0$) от самой верхней точки залежи до ее подошвы, т.е. от $KВ_0 (min)$ до $KВ^{**}$ (см. рис. 1).

Действительно, в соответствии с принятым нами определением остаточной воды на каждом уровне залежи $KВ_0$ будет иметь соответствующее значение, уменьшающееся в направлении снизу вверх, которое обычно называется просто $KВ$. По этой причине вполне логично значение $KВ^{**}$ называть максимально возможной величиной $KВ_0$, или $KВ_0 (max)$.

Здесь уместно сделать некоторые пояснения в отношении терминов $KВ$ и $KВ_0$.

Используя понятийную базу, применяемую в теории множеств, можно принять, что $KВ$ представляет собой главное множество (его величина изменяется от 0 до 100% или от 0 до 1). $KВ_0$ является его подмножеством, т.к. его значения могут изменяться в интервале от $KВ_0 (max)$ ($KВ^{**}$) до $KВ_0 (min)$, т.е. они меньше 100% (или 1, если измерения проводятся в ее долях), но больше 0.

В настоящее время существует масса спекуляций по вопросу определения $KВ_0$ или в соответствии с принятой нами терминологией $KВ_0 (min)$. Счастливые обладатели высокоскоростных центрифуг или капилляриметров, позволяющих создавать очень высокие значения P_k , утверждают, что чем при более высоких значениях P_k определяются $KВ_0$, тем более достоверные значения этого параметра получаются. А так ли это на самом деле?

Чтобы ответить на этот вопрос, рассмотрим зависимости, существующие между $KВ$ ($KВ_0$), P_k и высотой углеводородных залежей (h):

$$KВ_0 = f(P_{k,пл}) = f\{gh(\rho_B - \rho_H)\}. \quad (1)$$

Между P_k и высотой залежи существует следующая простая связь:

$$P_{k,пл} = gh(\rho_B - \rho_H). \quad (2)$$

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

Поэтому, чтобы результаты определения P_k , полученные в лабораторных условиях ($P_{k,лаб}$), привести к пластовым условиям, необходимо использовать следующую зависимость:

$$P_{k,лаб} = \{h(\rho_B - \rho_H)\sigma_{вz}\} / 10\sigma_{вн} \quad (3)$$

где $\sigma_{вz}$ 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 имеют свои ограничения. Главным ограничением является вынужденно принятое 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 ($\sigma_{вz}$) при комнатной температуре и атмосферном давлении составляет около 72 дин/см [1, 2, 4, 7, 10, 12]. Определить величину поверхностного натяжения на границе пластовая нефть—вода ($\sigma_{вн}$) гораздо сложнее. Поэтому остановимся на рассмотрении закономерностей поведения этого параметра более подробно.

Величина ($\sigma_{вн}$) 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 $\sigma_{вн}$ напрямую в условиях, моделирующих пластовые. Однако, к сожалению, это далеко не всегда возможно, что объясняется необходимостью проведения дорогостоящих экспериментов с участием пластовых флюидов или их рекомбинированных проб [8].

Нами было ранее показано, что для оценки характера распределения нефти и воды по высоте

залежи нежелательно использовать некоторое среднее значение $\sigma_{нв}$ из-за больших ошибок при расчете величин капиллярных давлений с использованием формулы (3). Действительно, значения $\sigma_{нв}$, определенные для пластовой нефти, отобранной из различных продуктивных пластов некоторых месторождений Западной Сибири, изменяются в пределах от 24.5 до 44.5 дин/см, т.е. почти в два раза [8].

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

Известно, что увеличение пластового давления ведет к уменьшению величины поверхностного натяжения на границе нефть–газ ($\sigma_{нз}$). 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 [4, 7]. Чем выше растворимость газа с увеличением давления, тем интенсивнее уменьшается величина $\sigma_{нз}$ с ростом $P_{пл}$ [4, 6].

Для $\sigma_{нв}$ 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 $\sigma_{нв}$ [4]. После того, как нефть насытилась газом, дальнейший рост давления слабо влияет на изменение значений $\sigma_{нв}$, 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 $\sigma_{нв}$ дегазированной малополярной нефти на границе с водой в пределах давлений, существующих на промыслах, мало зависит от температуры и давления [4].

Установленное в работе [8] уменьшение величины $\sigma_{нв}$ с ростом температуры при постоянном давлении объясняется описанным выше феноменом, 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 $\sigma_{нв}$ может увеличиваться с ростом температуры и давления

вследствие их «экстракции» из нефти и перехода в воду в растворенном виде [4].

В-третьих, многочисленными исследованиями доказано, что при прочих равных условиях величина $\sigma_{нв}$ зависит от содержания в нефти поверхностно-активных веществ (ПАВ), которыми чаще всего являются смолы, асфальтены и нафтеновые кислоты [2, 10]. Поскольку нефти западно-сибирских месторождений практически не содержат нафтеновые кислоты, то основными концентраторами ПАВ в них являются смолы и асфальтены.

Действительно, сопоставление величины $\sigma_{нв}$ и суммарного содержания смол и асфальтенов позволило нам установить надежную обратно пропорциональную зависимость между ними [8]. Поэтому если имеются результаты исследований группового состава пластовой нефти, то можно с достаточно высокой степенью достоверности прогнозировать величину $\sigma_{нв}$. Следует обратить внимание на тот факт, что ПАВ, входящие в состав смол и асфальтенов, связаны с металлопорфириновыми комплексами, с которыми у $\sigma_{нв}$ отмечается гораздо более тесная связь, чем собственно со смолами и асфальтенами [10].

Используя рассмотренные выше самые общие закономерности в изменении $\sigma_{нв}$ в зависимости от состава нефти и термодинамических условий, существующих в пласте, попытаемся обосновать значения $\sigma_{нв}$ для трех типов нефти (тяжелой, средней и легкой), имеющих плотности соответственно 0.9, 0.8, 0.7 г/см³, а также «жирного» газа, обладающего плотностью 0.3 г/см³.

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 $\sigma_{нв}$ существует обратно пропорциональная зависимость [8]. Кроме того, чем плотнее нефть, тем меньше в ее составе неполярных легких УВ, присутствие которых увеличивает величину $\sigma_{нв}$. Поэтому можно допустить, что самая плотная нефть обладает самой низкой величиной $\sigma_{нв}$, которую для оценочных расчетов можно принять равной 25 дин/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 $\sigma_{нв}$ равной 35 дин/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 дин/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 $\sigma_{нв}$ в этом случае будет иметь максимальные значения, например, 55 дин/см.

Еще раз подчеркнем, что принятые значения $\sigma_{нв}$ 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 ($P_{К\text{лаб}}$), от высоты залежи (h):

$$P_{К\text{лаб}}(т.н) = 0.029 h, \quad (4)$$

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

Для нефти, имеющей среднюю плотность, получим:

$$P_{К\text{лаб}}(ср.н) = 0.041 h, \quad (5)$$

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

Для легкой нефти получим:

$$P_{К\text{лаб}}(л.н) = 0.048 h, \quad (6)$$

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

Для жирного газа получим:

$$P_{К\text{лаб}}(ж.г) = 0.092 h, \quad (7)$$

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

Для наглядности полученные зависимости приведены на графике (рис. 2). На нем хорошо видно, что при одинаковой высоте залежи минимальные значения $P_{К}$ характерны для тяжелой нефти, затем следует средняя нефть, потом легкая и самая большая величина $P_{К}$ для той же высоты залежи отмечается в залежи «жирного» газа (см. рис. 2).

Из полученных зависимостей легко определить пределы $P_{К\text{лаб}}$, 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 $P_{К\text{лаб}}$ от 0.29–0.43 до 2.9–4.3 атм. Для нефти со средней плотностью в лабораторных условиях необходимо создавать $P_{К\text{лаб}}$ 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. 2).

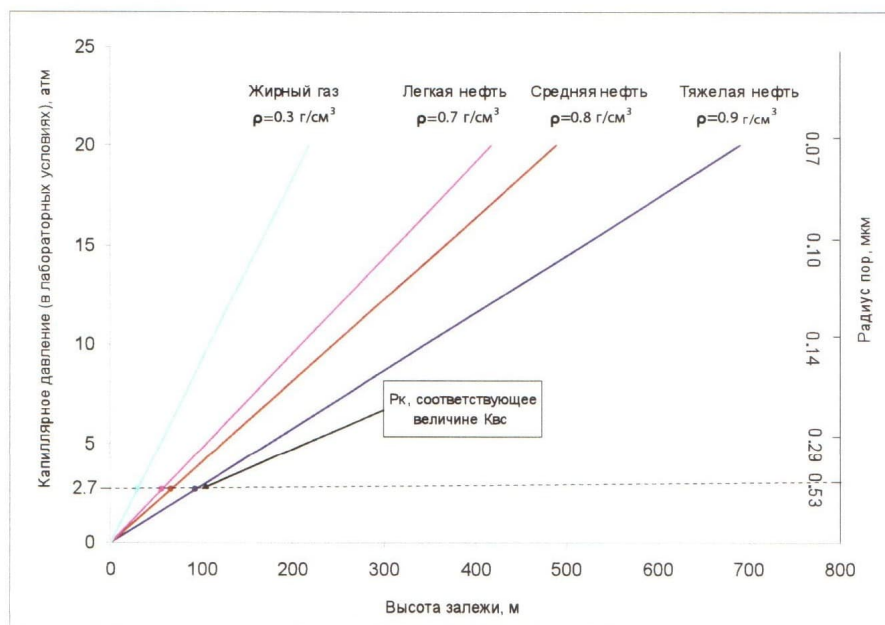


Рис. 2. Оценка величины капиллярного давления от высоты углеводородной залежи и соответствующего ему радиуса каналов пор, определенных в лабораторных условиях для нафтидов с различной плотностью

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 варьировать от 0.92–1.36 до 9.2–13.6 атм.

Таким образом, для получения $K_{\text{во}} (\text{min})$ с использованием капилляриметрического 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 $K_{\text{во}} (\text{min})$ потребуются создать в лабораторных условиях P_K порядка 14 атм.

Поэтому для определения величины $K_{\text{во}} (\text{min})$, существующих в Западно-Сибирском нефтегазовом бассейне, совсем не обязательно использовать суперскоростные центрифуги или капилляриметры сверхвысокого давления.

При подсчете запасов углеводородов, особенно старых месторождений, часто вместо значения $K_{\text{во}}$ используются значения коэффициента водоудерживающей способности или $K_{\text{вс}}$, предложенного в середине 70-х годов прошлого века В. Н. Корчемкиным (СибНИИ НП, г. Тюмень). Этот параметр определяется при стандартной скорости вращения ротора центрифуги (5000 об/мин), что примерно соответствует величине капиллярного давления, равного 2.7 атм. Эта величина скорости вращения центрифуги была обоснована им опытным путем для экспериментального определения $K_{\text{во}}$ путем сопоставления значений $K_{\text{в}}$ при различных скоростях вращения ротора со значениями $K_{\text{во}}$, 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 $K_{\text{в}}$ являлись косвенными и получались при одной и той же величине P_K , то им был предложен термин $K_{\text{вс}}$, чтобы не путать его с величиной $K_{\text{во}}$.

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

Условия определения водоудерживающей способности ($K_{\text{вс}}$) по методике, предложенной В. Н. Корчемкиным, как отмечалось выше, соответствуют величине $P_{K_{\text{лаб}}}$, равной 2.7 атм. Интересно оценить, какой высоте залежи соответствует эта величина $P_{K_{\text{лаб}}}$.

Для тяжелой нефти эта величина $P_{K_{\text{лаб}}}$ соответствует залежи высотой около 93 м (см. рис. 2). Для залежи средней нефти такое значение $P_{K_{\text{лаб}}}$ будет отмечаться на высоте около 66 м. Для

залежи легкой нефти — на высоте 56 м и для залежи жирного газа — на высоте 29 м.

Таким образом, значения $K_{\text{вс}}$ для нефтяных залежей средней и легкой нефти, имеющих среднюю мощность (55–66 м), практически совпадают с величиной $K_{\text{во}} (\text{min})$, а для тяжелой нефти соответствует $K_{\text{во}} (\text{min})$ в условиях достаточно мощной залежи (93 м). Лишь для газовых залежей полученные значения $K_{\text{во}} (\text{min})$ 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 [5], можно оценить интервал величин P_K , при которых в них может присутствовать капиллярно-связанная вода. Этот интервал P_K оказывается очень широким и захватывает значения от 5 до 50 атм (см. рис. 2). Очевидно, что полученные нами данные об интервале P_K , которому соответствует капиллярно-связанная вода, не имеют никакой практической ценности. Физически связанная вода находится в капиллярах, из которых она может быть вытеснена лишь при значениях P_K более 50–70 атм, а прочносвязанную воду можно отжать из капилляров лишь при значениях P_K , составляющих более 800–1000 атм (!) [5]. Таким образом, физически связанная вода, а тем более прочносвязанная вода гарантированно остаются в составе $K_{\text{во}} (\text{min})$, а потому нет никакого 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, т. к. 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 P_K (порядка 1.5–2.0 атм) после почти горизонтального участка круто поднимаются вверх и кажется, что вот-вот будет достигнуто некоторое предельное значение $K_{\text{в}}$. Однако, как показывает опыт, с дальнейшим ростом P_K отмечается пусть очень небольшое, но вполне значимое уменьшение величины $K_{\text{в}}$, 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 R_k до бесконечности. Используя данные о высоте залежи, следует по полученным нами зависимостям (исходя из физико-химических свойств нефти или газа) оценить величину R_k , при которой затем определить в лабораторных условиях $K_{во} (min)$ и другие значения $K_{во}$ в интервале от $K_{во} (max)$ до $K_{во} (min)$.

На основе полученных результатов предлагается следующая последовательность изучения $K_{во}$ в зависимости от R_k :

— определяется высота углеводородной залежи;

— устанавливаются физико-химические свойства пластовых флюидов, включая величину $\sigma_{нв}$ (конечно, для пластовых условий);

— строится зависимость $R_{k,lab} = f(h)$ на основе полученных данных;

— с помощью этой зависимости находят величину $R_{k,lab} (max)$, соответствующую апиальной части залежи и соответствующую этому значению R_k ($R_{k,lab} (max)$) величину $K_{во} (min)$;

— определяют величину $K_{во} (max)$ или, что то же самое, $K_{во}^{**}$, комплексировав результаты капиллярметрических исследований и данные по относительным фазовым проницаемостям по нефти и воде или результаты определения коэффициентов вытеснения нефти водой.

Величина $K_{во}$ в углеводородной залежи будет изменяться по направлению от ее подошвы (BHK_2) к кровле — от $K_{во} (max)$ до $K_{во} (min)$. Следует также отметить, что описанную экспериментальную процедуру необходимо провести для всех типов или классов коллекторов, входящих в состав углево-

дородной залежи, т. к. для каждого из них будет своя индивидуальная зависимость $R_k - K_{во}$. Только после этого на основе полученных данных можно проводить подсчет запасов углеводородов, содержащихся в залежи.

ВЫВОДЫ

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.

Нами предлагается следующее определение остаточной водонасыщенности: остаточная вода — это вода, оставшаяся в углеводородной залежи после ее формирования.

Исходя из предложенного нами определения, $K_{во}$ может изменяться по высоте залежи от $K_{во} (max)$ или $K_{во}^{**}$ на уровне BHK_2 до $K_{во} (min)$ в кровельной (апиальной) ее части.

Для получения или хотя бы оценки значения $K_{во} (min)$ необходимо знать высоту залежи, а также величину $\sigma_{нв}$, чтобы на основе уравнения (3) рассчитать максимальную величину R_k ($R_k (max)$), при которой определяется $K_{во} (min)$.

Значение $K_{во} (max)$ или $K_{во}^{**}$ определяется на основе комплексирования результатов потоковых экспериментов, выполненных в условиях, моделирующих пластовые, и данных капиллярметрии.

Величина $K_{во}$ имеет близкие значения к $K_{во} (min)$ для нефтяных залежей, имеющих среднюю мощность и для маломощных газовых залежей.

Для получения кондиционных результатов, необходимых при подсчете запасов, следует построить зависимости $K_{во} = f(R_k)$ для всех классов пород-коллекторов, входящих в состав залежи в интервале значений $K_{во}$: от $K_{во} (max)$ до $K_{во} (min)$.

ЛИТЕРАТУРА

1. Амикс Дж., Басс Д., Уайтинг Р. Физика нефтяного пласта. М., 1962. 572 с.
2. Бурдынь Т. А., Закс Ю. Б. Химия нефти, газа и пластовых вод. М.: Недра, 1975. 268 с.
3. Геологический словарь: В 2 т. М.: Недра, 1973. Т. 1. 486 с.; Т. 2. 456 с.
4. Гиматулинов Ш. К. Физика нефтяного и газового пласта. М.: Недра, 1971. 310 с.
5. Добрынин В. М., Вендельштейн Б. Ю., Кожевников Д. А. Петрофизика. М.: Недра, 1991. 368 с.
6. Зимон А. Д. Адгезия жидкости и смачивание. М.: Химия, 1974. 414 с.
7. Кац Д. Л., Корниелл Д., Кобаяши Р. И. др. Руководство по добыче, транспорту и переработке природного газа. М.: Недра, 1965. 676 с.
8. 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 // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО: Материалы X науч.-практ. конф. В 3 т. Ханты-Мансийск, 2007. Т. 1. С. 413–416.
9. Котяхов Ф. И. Физика нефтяных и газовых коллекторов. М.: Недра, 1977. 288 с.
10. Мархасин И. Л. Физико-химическая механика нефтяного пласта. М.: Недра, 1977. 214 с.
11. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / Под ред. В. И. Петерсилье, В. И. Пороосуна, Г. Г. Яценко. М.—Тверь: ВНИГНИ, Тверьгеофизика, 2003.
12. Пирсон Сильвен Дж. Учение о нефтяном пласте. М., 1961. 570 с.
13. Словарь по геологии нефти и газа. М.: Недра, 1988. 680 с.
14. Knutsen Carroll F. Definition of water table // Am. Assoc. Petrol. Geologists. 1954. Vol. 38. Pt. 2.