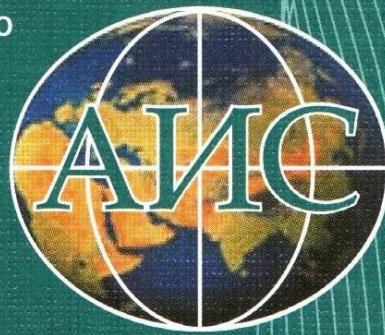


МЕЖДУНАРОДНАЯ АССОЦИАЦИЯ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОГО
И ДЕЛОВОГО СОТРУДНИЧЕСТВА ПО ГЕОФИЗИЧЕСКИМ
ИССЛЕДОВАНИЯМ И РАБОТАМ В СКВАЖИНАХ

ISSN 1810-5599



ПРИБОРЫ ЯМК
ООО "НЕФТЕГАЗГЕОФИЗИКА"

7
[253]



ТВЕРЬ 2015

КАРОТАЖНИК

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ВЕСТНИК

УДК 550.8

М. Ю. Зубков
ООО "ЗапСибГЦ"

ПОНЯТИЕ “ОСТАТОЧНАЯ ВОДОНАСЫЩЕННОСТЬ” И ВОЗМОЖНОСТЬ ЕЕ ОПРЕДЕЛЕНИЯ В ЛАБОРАТОРНЫХ УСЛОВИЯХ

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 авторское трактование рассматриваемого термина и методика его лабораторного (косвенного) определения на основе общепринятого капилляриметрического способа.

Ключевые слова: нефть, коллектор, остаточная водонасыщенность, терминология, способы определения, подсчет запасов.

Введение

Величина остаточной водонасыщенности ($k_{\text{вн}}$) является одним из основных параметров, используемых при подсчете запасов [1, 3–5, 7, 8, 10, 11, 13, 14]. Однако до настоящего времени отсутствует общепринятое понимание этого термина, что ведет к получению неоднозначных, а порой некорректных результатов при подготовке проектных документов [7, 8].

Существует несколько способов определения $k_{\text{вн}}$, которые подразделяются на прямые и косвенные. К прямым методам относится по существу один способ – определение водонасыщенности законсервированных (парафинизированных) образцов, отобранных из нефтяной зоны залежи при бурении скважины с использованием бурового раствора на нефтяной основе. Из-за высокой стоимости 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 $k_{\text{вн}}$, среди которых наибольшее распространение получил способ оценки $k_{\text{вн}}$ по величине капиллярного давления (P_k) с использованием или центрифуги, или капилляриметра. Именно этот способ оценки $k_{\text{вн}}$ обсуждается в настоящей публикации.

О понятии “остаточная водонасыщенность”

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 в % [3].

В словаре по геологии нефти и газа приводится точно такое же определение понятия *вода остаточная* [15]. Ш. К. Гиматудинов дает этому термину следующее определение: “Воду, оставшуюся со временем образования залежи, называют остаточной” [4]. В этой же работе он утверждает: “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 по данным им определениям остаточная и погребенная вода – суть одно и то же.

В этой же работе им выделены следующие виды остаточной воды:

- 1) капиллярно-связанная вода, содержащаяся в узких каналах, где интенсивно проявляются капиллярные силы поверхностного натяжения;
- 2) адсорбционная вода, удерживаемая молекулярными силами у поверхности твердого тела иочно связанные 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 [4] зачастую термины *остаточная вода* и *связанная вода* используются как синонимы.

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” [5].

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

Авторы [5] дают следующие определения для этих типов воды:

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 $r < 20\text{--}30$ нм, причем капилляры с $r < 1,5\text{--}2,0$ нм заполнены в основном прочносвязанной водой.

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

В геологическом словаре дается следующее определение этого термина: “Вода связанныя – 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 связанной воды: “Вода связанныя (физически связанныя) – подземная вода, удерживаемая у стенок пустот горных пород электромолекулярными силами, превосходящими силу тяжести и капиллярные силы; вода связанныя не обладает основными свойствами жидкой воды. Может быть удалена высушиванием породы (при 105–110 °С) и отжатием ($> 300\text{--}500$ МПа). Различаются две разновидности: 1) вода прочносвязанная (иначе гигроскопическая, адсорбированная), не способная к перемещению без нагревания или уплотнения породы; 2) вода рыхлосвязанная, обволакивающая частицы породы пленкой разной толщины и перемещающаяся вдоль пленки к участкам с ее меньшей толщиной; вода связанныя может отжиматься в проницаемые породы из глинистых пород” [15].

Интересно, что в последних “Методических рекомендациях по подсчету геологических запасов...” отсутствует определение терми-

на остаточная вода, но в качестве его аналога применяется другой термин – неснижаемая водонасыщенность [13]. В существующей специальной справочной литературе этот термин отсутствует [3, 15]. Однако можно догадаться, что имеется в виду значение k_v при очень высоких значениях капиллярного давления (P_k). Более детально значения этого термина будут рассмотрены ниже.

Можно было бы продолжить цитирование определений типов вод в породе-коллекторе, данных различными авторами, однако в этом нет никакого смысла, так как все эти типы вод невозможно 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 мнению автора, следующее 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. 1).

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

Под нефтяной залежью находится зона с остаточной нефтью. Границей между ними является второй водонефтяной контакт (ВНК₂). 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 (ВНК₁), отвечающий “зеркалу” воды, или $P_k = 0$, из которого по определению получают чистую воду. Первым эти два уровня ВНК выделил С. Ф. Кнутсен [16].

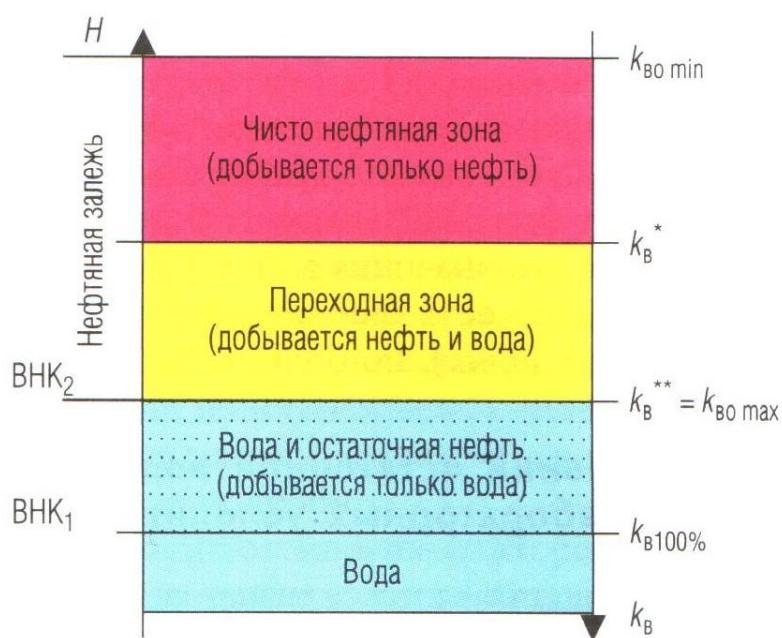


Рис. 1. Разрез модели нефтяной залежи: H – высота залежи; k_B – водонасыщенность; $k_{\text{Bo min}}$ – минимальная остаточная водонасыщенность; $k_{\text{Bo max}}$ – максимальная остаточная водонасыщенность; k_B^* – критическое значение водонасыщенности; k_B^{**} – граничное значение водонасыщенности; $k_{B100\%}$ – 100%-ная водонасыщенность (“зеркало воды”)

Таким образом, если принять предложенное автором определение остаточной воды (k_{Bo}), то получается, что ее величина может изменяться от k_B^{**} на уровне ВНК₂ и до $k_{\text{Bo min}}$ в самой верхней (апикальной) части залежи (рис. 1).

Очевидно, что в подавляющем большинстве случаев все упомянутые выше, а также другие (не цитированные) специалисты, занимающиеся петрофизическими исследованиями керна, молчаливо полагают или подразумевают под термином *остаточная вода* именно минимальную величину k_{Bo} , обозначенную выше как $k_{\text{Bo min}}$. При проведении подсчета запасов необходимо знать не только величину $k_{\text{Bo min}}$, но иметь полное представление о характере изменения значений k_B (в данном случае k_{Bo}) от самой верхней точки залежи до ее подошвы, то есть от $k_{\text{Bo min}}$ до k_B^{**} (рис. 1).

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

Здесь уместно сделать некоторые краткие пояснения в отношении терминов $k_{\text{в}}$ и $k_{\text{бо}}$.

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

Определение значений остаточной водонасыщенности в лабораторных условиях

В настоящее время существует масса разногласий по вопросу определения $k_{\text{бо}}$ или в соответствии с принятой в данной статье терминологией $k_{\text{бо min}}$. Обладатели высокоскоростных центрифуг или капилляrimетров, позволяющих создавать очень высокие значения P_{k} , утверждают, что чем при более высоких значениях P_{k} определяются $k_{\text{бо}}$, тем более достоверные значения этого параметра получаются. А так ли это на самом деле?

Чтобы ответить на этот вопрос, рассмотрим зависимости, существующие между $k_{\text{в}}$ ($k_{\text{бо}}$), P_{k} и высотой углеводородных залежей (h):

$$k_{\text{бо}} = f(P_{\text{k,пл}}) = f\{gh(\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{н}})\}. \quad (1)$$

Между P_{k} и высотой залежи существует простая связь:

$$P_{\text{k,пл}} = gh(\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{н}}), \quad (2)$$

где $\rho_{\text{в}}$ – плотность воды, $\rho_{\text{н}}$ – плотность нефти.

Однако определяемая с ее помощью величина $P_{\text{k,пл}}$ 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 ($P_{\text{k,лаб}}$), привести к пластовым условиям, необходимо использовать следующую зависимость:

$$P_{\text{k,лаб}} = \{h(\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{н}})\sigma_{\text{вг}}\}/10 \sigma_{\text{вн}}, \quad (3)$$

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

Понятно, что всякая модель, в том числе и принятая в данной работе, имеет свои ограничения. Главным ее 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 ($\sigma_{\text{вг}}$) при комнатной температуре и атмосферном давлении составляет около 72 дин/см [1, 2, 4, 9, 12, 14]. Определить величину поверхностного натяжения 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 состав 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 [10]. Однако, к сожалению, это далеко не всегда возможно, что объясняется необходимостью проведения дорогостоящих экспериментов с участием пластовых флюидов или их рекомбинированных проб [10].

Автором ранее было показано [10], 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). 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 [10].

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 P - T 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 [4, 9]. Чем выше растворимость газа с

увеличением давления, тем интенсивнее уменьшается величина $\sigma_{\text{нг}}$ с ростом $P_{\text{пл}}$ [4, 6].

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, что ведет к увеличению в ее составе неполярных углеводородов (УВ), поэтому до момента насыщения нефти газом с ростом давления будет наблюдаться увеличение величины $\sigma_{\text{нв}}$ [4]. После того как нефть насытится газом, дальнейший рост давления слабо влияет на изменение значений $\sigma_{\text{нв}}$, 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 [4].

Установленное в работе [10] уменьшение величины $\sigma_{\text{нв}}$ 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 $\sigma_{\text{нв}}$ 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 $\sigma_{\text{нв}}$ зависит от содержания в нефти поверхностно-активных веществ (ПАВ), которыми чаще всего являются смолы, асфальтены и нафтеновые кислоты [2, 12]. 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 установить надежную обратно пропорциональную зависимость между ними [10]. Поэтому, если имеются результаты исследований группового состава пластовой нефти, то можно с достаточно высокой степенью достоверности прогнозировать величину $\sigma_{\text{нв}}$. Следует также 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 асфальтеными [12].

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 0,9, 0,8 и 0,7 $\text{г}/\text{см}^3$ соответственно, 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 [10]. 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 в своем составе меньше гетеросоединений и, напротив, в ней присутствуют 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 своем 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 $\text{дин}/\text{см}$.

Еще раз подчеркнем, что принятые значения $\sigma_{\text{нв}}$ для нафтидов, имеющих различную плотность, являются условными, принятыми лишь для проведения оценочных расчетов капиллярного давления в зависимости от высоты залежи. По объективным причинам также 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 ($P_{\text{к.лаб}}$), от высоты залежи h :

$$P_{\text{к.лаб (т.н)}} = 0,029h, \quad (4)$$

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

Для нефти, имеющей среднюю плотность, получим

$$P_{\text{к.лаб (ср.н)}} = 0,041h, \quad (5)$$

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

Для легкой нефти получим

$$P_{\text{к.лаб (л.н)}} = 0,048h, \quad (6)$$

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

Для “жирного” газа получим

$$P_{\text{к.лаб (ж.г)}} = 0,092h, \quad (7)$$

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

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

Из полученных зависимостей легко определить пределы $P_{\text{к.лаб}}$, которые необходимо моделировать в лабораторных условиях. Поскольку высоты залежей нефти и газа в Западно-Сибирском нефтегазономбассейне в среднем изменяются от 10–15 до 100–150 м, то для тяжелой нефти это будет соответствовать интервалам изменений $P_{\text{к.лаб}}$ от 0,29–0,43 до 2,9–4,3 атм. Для нефти со средней плотностью в лабораторных условиях необходимо создавать $P_{\text{к.лаб}}$ в интервалах от 0,41–0,62 до 4,1–6,2 атм, для легкой нефти тот же параметр должен варьировать в пределах от 0,48–0,72 до 4,8–7,2 атм (рис. 2).

Самые высокие значения $P_{\text{к.лаб}}$ необходимо создавать при моделировании пластовых условий в газовых залежах. Так, для последних

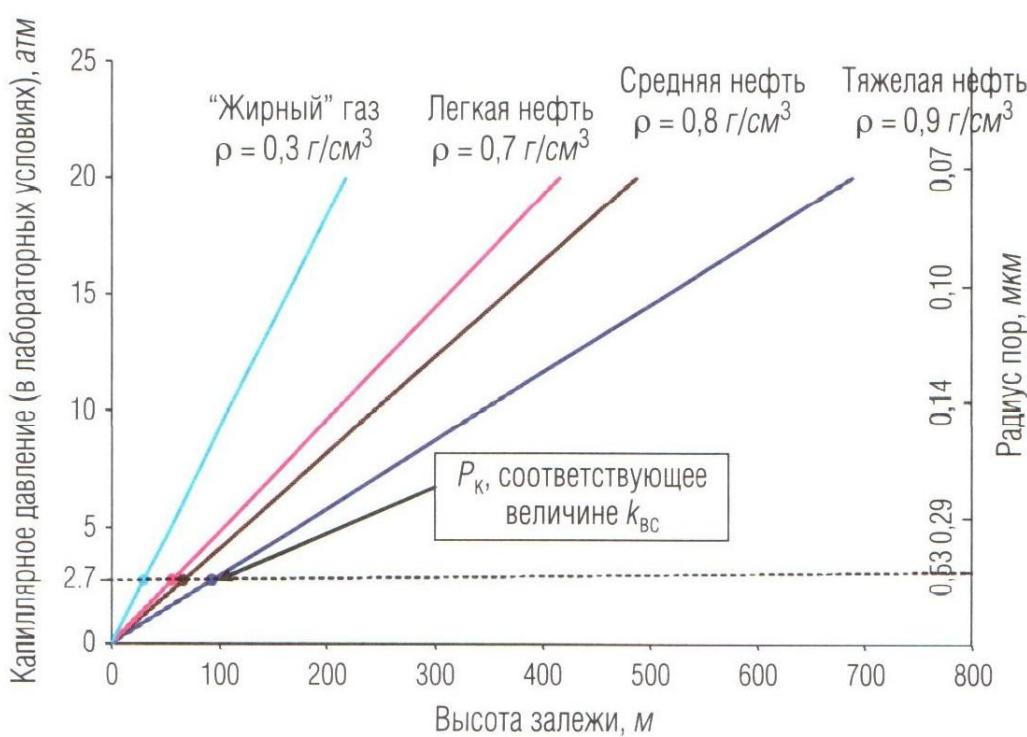


Рис. 2. Оценка величины капиллярного давления от высоты углеводородной залежи и соответствующего ему радиуса каналов пор, определенных в лабораторных условиях для нафтидов с различной плотностью

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 $k_{vo\ min}$ 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 $k_{vo\ min}$ потребуется создать в лабораторных условиях P_k порядка 14 атм.

Поэтому для определения величины $k_{vo\ min}$, существующих в Западно-Сибирском нефтегазоносном бассейне, совсем не обязательно использовать суперскоростные центрифуги или капилляриметры сверхвысокого давления.

Соотношение понятий “остаточная водонасыщенность” и “водоудерживающая способность”

При подсчете запасов углеводородов, особенно старых месторождений, часто вместо значения k_{vo} 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 (РС-6) при 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_{bo} путем сопоставления значений k_b при различных скоростях вращения ротора со значениями k_{bo} , определенными прямым методом (по Заксу). Использовались образцы керна, отобранные из чисто нефтяной зоны скважин, пробуренных с использованием бурового раствора на нефтяной основе.

Поскольку получаемые с помощью описанной методики значения k_b являлись косвенными и получались при одной и той же величине P_k , В. Н. Корчемкиным был предложен термин k_{bc} , чтобы не путать его с величиной k_{bo} .

Так как объем значений k_{bc} очень велик и они часто используются при подсчете запасов наряду и вместо $k_{bo \ min}$, представляет интерес сопоставить их между собой.

Условия определения водоудерживающей способности (k_{bc}) по вышеупомянутой методике соответствуют величине $P_{k,lab}$, равной 2,7 атм. Интересно оценить, какой высоте залежи соответствует величина $P_{k,lab}$.

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

Таким образом, значения k_{bc} для нефтяных залежей средней и легкой нефти, имеющих среднюю мощность 55–66 м, практически совпадают с величиной $k_{bo \ min}$, а для тяжелой нефти соответствуют $k_{bo \ min}$ в условиях достаточно мощной залежи (93 м). Лишь для газовых залежей полученные значения $k_{bo \ min}$ будут явно заниженными.

Типы вод в составе остаточной воды

На рис. 2 справа приведена ось, на которой отложены значения радиусов пор и соединяющих их каналов. По их значениям 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 (рис. 2). Очевидно, что полученные 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 $k_{bo\ min}$, а потому нет никакого практического смысла в их выделении в качестве отдельных разновидностей, поскольку вряд ли можно найти залежи, имеющие мощность порядка 2500 м и более.

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*. 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 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_b . Однако, как показывает опыт, с дальнейшим ростом P_k отмечается пусть очень небольшое, но вполне значимое уменьшение величины k_b , 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. Строго говоря, при очень больших давлениях вытесняющего агента можно получить неснижаемое значение водонасыщенности, которое будет равно нулю.

Алгоритм расчета величины остаточной водонасыщенности

Как было показано выше, нет необходимости увеличивать P_k до бесконечности. Используя данные о высоте залежи, следует по полу-

ченным в данной работе зависимостям (исходя из физико-химических свойств нефти или газа) оценить величину P_k , при которой затем определить в лабораторных условиях $k_{bo\ min}$ и другие значения k_{bo} в интервале от $k_{bo\ max}$ до $k_{bo\ min}$.

На основе полученных результатов предлагается следующая последовательность изучения k_b в зависимости от P_k :

- 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 $P_{k,lab} - f(h)$;
- 4) с помощью этой зависимости находят величину $P_{k,lab\ max}$, соответствующую апикальной части залежи, и соответствующую этому значению P_k ($P_{k,lab\ max}$) величину $k_{bo\ min}$;
- 5) комплексируя результаты капилляриметрических исследований и данные по относительным фазовым проницаемостям по нефти и воде или результаты определения коэффициентов вытеснения нефти водой, определяют величину $k_{bo\ max}$ или, что то же самое, k_b^{**} .

Величина k_{bo} в углеводородной залежи будет изменяться по направлению от ее подошвы (BHK_2) к кровле – от $k_{bo\ max}$ до $k_{bo\ min}$. 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 $P_k - k_b$. Только после этого на основе полученных данных можно проводить подсчет запасов углеводородов, содержащихся в залежи.

Выводы

1. Существующие в настоящее время определения термина *остаточная вода* не имеют четкого физического смысла, а потому на их основе невозможно предложить конкретный метод или способ определения содержания этой воды в горной породе.
2. Автором предлагается следующее определение остаточной водонасыщенности: *остаточная вода – это вода, оставшаяся в углеводородной залежи после ее формирования*.
3. Исходя из предложенного определения, k_{bo} может изменяться по высоте залежи от $k_{bo\ max}$ или k_b^{**} на уровне BHK_2 до $k_{bo\ min}$ в кровельной (апикальной) ее части.

4. Для того чтобы получить или хотя бы оценить значение $k_{\text{бо min}}$, необходимо знать высоту залежи, а также величину $\sigma_{\text{нв}}$, чтобы на основе уравнения (3) рассчитать максимальную величину P_k ($P_{k \max}$), при которой определяется $k_{\text{бо min}}$.
5. Значение $k_{\text{бо max}}$, или k_b^{**} , определяется на основе комплексирования результатов потоковых экспериментов, выполненных в условиях, моделирующих пластовые, и данных капилляриметрии.
6. Величина k_{bc} имеет близкие значения к $k_{\text{бо min}}$ для нефтяных залежей, имеющих среднюю мощность, и для маломощных газовых залежей.
7. Для получения кондиционных результатов, необходимых при подсчете запасов, следует построить зависимости $k_{\text{бо}} = f(P_k)$ для всех классов пород-коллекторов, входящих в состав залежи в интервале значений $k_{\text{бо}}$ от $k_{\text{бо max}}$ до $k_{\text{бо min}}$.

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. Гиматудинов 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. 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”. М.: ФГУП ГНЦ РФ ВНИИГеосистем, 2010. С. 175–185.
8. Зубков М. Ю., Колпаков В. В. Остаточная водонасыщенность и капиллярное давление в углеводородной залежи // Горные ведомости. 2010. № 7 (74). С. 20–27.
9. Кац Д. Л., Корниелл Д., Кобаяши Р. И. и др. Руководство по добыче, транспорту и переработке природного газа. М.: Недра, 1965. 676 с.
10. 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. Ханты-Мансийск, 2007. Т. 1. С. 413–416.

11. Котяхов Ф. И. Физика нефтяных и газовых коллекторов. М.: Недра, 1977. 288 с.
12. Мархасин И. Л. Физико-химическая механика нефтяного пласта. М.: Недра, 1977. 214 с.
13. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / Под ред. В. И. Петерсилье, В. И. Пороскуна, Г. Г. Яценко. М.–Тверь: ВНИГНИ, НПЦ “Тверьгеофизика”. 2003.
14. Пирсон Сильвен Дж. Учение о нефтяном пласте. М., 1961. 570 с.
15. Словарь по геологии нефти и газа. М.: Недра, 1988. 680 с.
16. Knutsen Carroll F. Definition of Water Table. Am. Assoc. Petrol. Geologists. 1954. Vol. 38. Pt. 2.

Рецензент канд. геол.-мин. наук В. Т. Питкевич