

УДК 622.692.621.6.001.5

К определению объемного коэффициента газонасыщенных нефтей

С. И. Перевощиков

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

e-mail: perevoschikovsi@tyuiu.ru

Аннотация. Объемный коэффициент широко используется в различных расчетах, связанных с оценкой запасов, добычей, подготовкой и транспортом нефти. Существующие методики его расчетного определения преимущественно эмпирические. Это сужает область их применения и затрудняет использование при решении различного рода задач, в первую очередь задач оптимизационного характера.

Целью работы является разработка подобной методики в виде аналитической зависимости, лишенной отмеченных недостатков. Для этого используются положения дырочной теории капельной жидкости, на основе которых получено теоретически и физически обоснованное выражение, приемлемое для широкого круга газонасыщенных нефтей, находящихся в различных условиях. Приемлемость зависимости проверена на данных по нефтям различных регионов страны и ближнего зарубежья. Полученная зависимость позволяет рассчитывать объемный коэффициент при давлении, равном давлению насыщения нефти газом.

Ключевые слова: газонасыщенная нефть; объемный коэффициент

Determining of volume coefficient of gas-saturated oils

Sergey I. Perevoschikov

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

e-mail: perevoschikovsi@tyuiu.ru

Abstract. The volumetric coefficient is widely used in various calculations related to the estimation of petroleum reserves, crude oil production, preparation and transport of oil. The existing methods of its calculation determination are mainly empirical that makes it difficult to use them in solving various tasks, primarily optimization problems.

The article is devoted to the development of similar technique in the form of analytical dependence, devoid of the noted shortcomings. For this purpose, the provisions of the hole theory of the dropping liquid are used, on the basis of which a theoretically and physically justified expression acceptable for a wide range of gas-saturated oils under different conditions is obtained. The acceptability of dependence is tested on oil data from different regions of the country and near abroad. The obtained dependence makes it possible to calculate the volume coefficient at a pressure equal to the pressure of oil saturation with gas.

Key words: gas-saturated oil; volume coefficient

Введение

Объемный коэффициент B характеризует увеличение (в долях единицы) объема нефти при растворении в ней газа и широко используется при определении за-

пасов нефти, а также в технологических расчетах, связанных с добычей, подготовкой и транспортом нефти совместно с попутными газами.

В связи со значимостью рассматриваемого параметра его определению уделяется повышенное внимание. Об этом свидетельствует большое количество соответствующих методик по расчету B и плотности газонасыщенной нефти, физически тесно связанной с B . Содержание основных из них излагается в работах Д. Катца, А. С. Смирнова, О. В. Дубровой, А. И. Хазнаферова, М. Стендинга, Е. А. Малицкого, И. М. Амерханова, Р. П. Хомутникова, С. Х. Айгистовой, Р. С. Касимова и Н. А. Столыпина, а также АО «Гипровостокнефть».

Данные методики на момент их создания соответствовали достигнутому уровню знаний в рассматриваемой области и удовлетворяли потребностям их практического применения. С появлением новых знаний и методов научных исследований, а также новых задач, связанных с использованием аналогичных методик, возникла необходимость их дальнейшего совершенствования. В частности, существует потребность в методике, представленной одним аналитическим выражением, приемлемым для широкого круга газонасыщенных нефтей, которое в равной мере учитывает пластовые условия, а также условия подготовки и трубопроводного транспорта нефти.

Большинство существующих зависимостей отмеченной потребности не отвечают. В первую очередь, по причине эмпирического характера, который изначально ограничивает область их уверенного применения той экспериментальной базой, на которой они получены. Поскольку в качестве последней, как правило, используются данные по нефтям отдельных нефтепромысловых районов, то область применения рассматриваемых зависимостей этими нефтями и ограничивается. Вторым, также значимым обстоятельством, лишаящим существующие зависимости необходимой универсальности, является их целевое назначение, либо для промышленных нужд (то есть для пластовых условий), либо для условий трубопроводного транспорта.

В пластовых условиях нефть находится в естественно газонасыщенном состоянии и растворенный в ней газ состоит преимущественно из метана и этана. Транспортируемая же по трубопроводам нефть (особенно по межпромысловым и магистральным нефтепроводам) подвергается предварительной обработке, в том числе многоступенчатой сепарации от газа, в результате чего насыщается преимущественно «тяжелыми» компонентами попутных газов — пропаном, бутаном, иногда и более высокими по плотности составляющими. Эффект от растворения в нефти отличных по физико-химическим свойствам газов качественно может быть одинаковым, но количественно всегда различен. И различие тем больше, чем больше различие газов по этим свойствам. Поэтому расчетные зависимости (особенно эмпирического характера), полученные для пластовых условий, не всегда приемлемы для условий, характерных для установок подготовки нефти и условий трубопроводного транспорта, и наоборот.

Вследствие отмеченного существует необходимость в дальнейших исследованиях в рассматриваемом направлении с целью получения более универсальной зависимости, отвечающей сформулированным выше требованиям. Эта цель может быть достигнута только на базе соответствующих теоретических разработок.

Объект и методы исследования

В основе современной теории капельных жидкостей, к которым относятся и газонасыщенные нефти, лежит молекулярно-кинетическая теория, развитая Я. И. Френкелем и другими исследователями [1]. Данная теория рассматривает жидкость как «тело с разрушенной целостностью, в котором существует множество микроразрывов и микрополостей — дырок. Вследствие теплового движения разры-

вы и дырки самопроизвольно исчезают в одних местах и, одновременно, возникают в других, что вызывает эффект хаотичного перемещения дырок».

Дырочная теория, согласно [1], хорошо согласуется с опытными данными. Это позволяет использовать ее положения в настоящих исследованиях. В частности, принципиальное, в рассматриваемом случае, положение о наличии в жидкостях дырок, то есть некоторых свободных пространств. Исходя из теории, можно предположить, что под действием межмолекулярных сил взаимного притяжения отдельные молекулы жидкости «стягиваются» в мельчайшие конгломерации из нескольких молекул, в результате чего внутри жидкости освобождаются некоторые пространства. Эти пространства (дырки) оказываются окруженными молекулами, межмолекулярные силы которых действуют во всех направлениях. В том числе обращены и внутрь данных пространств.

Можно также предположить, что при контакте жидкости с газами, находящимися под соответствующим давлением (давлением насыщения жидкости газами) молекулы газов, обладая повышенной подвижностью, проникают в жидкостную структуру и заполняют имеющиеся в ней свободные пространства в виде дырок, оставаясь при этом за пределами жидкостных конгломераций. Проникновению в конгломерации препятствуют повышенная подвижность и меньшие, чем у молекул жидкости, молекулярные силы газовых молекул. Последние оказываются неспособными разорвать уже существующие межмолекулярные связи внутри конгломераций и внедриться в них. При этом молекулы газа под действием собственных и более выраженных сил межмолекулярного притяжения молекул жидкости связываются с ближайшими к ним молекулами конгломераций. Таким образом в жидкости возникают новые образования — конгломерации из молекул жидкости, покрытые оболочками из скоплений газовых молекул. Данные образования являются структурными единицами нового вещества — насыщенной газом жидкости. Связанные между собой межмолекулярными силами молекулы этого вещества оказываются неспособными отдаляться друг от друга. Это наделяет образовавшееся вещество признаками капельной жидкости, какой оно визуальное и воспринимается.

С пластовой нефтью («прародительницей» нефти газонасыщенной) происходит обратный процесс. Изначально она представляет жидкость, состоящую из множества компонентов с различными физическими свойствами. В таком состоянии она находится до тех пор, пока внешняя сила (действующее на нефть давление) способна удерживать наиболее подвижные молекулы самых летучих ее компонентов в поле действия межмолекулярных сил молекул более «тяжелых» компонентов. При снижении давления межмолекулярные расстояния увеличиваются, и связи между молекулами ослабевают. В том числе между молекулами «легких» и «тяжелых» компонентов. Первые, обладая повышенной кинетической энергией, окончательно удаляются от вторых, разрывая с ними связи — происходит частичная дегазация нефти. По мере снижения давления рассмотренный процесс углубляется с переходом в газовую фазу все большего количества компонентов наиболее легких фракций нефти.

Изложенное не противоречит дырочной теории и согласуется с экспериментами, в том числе [2] и [3]. Поэтому газонасыщенную нефть можно рассматривать как жидкую смесь компонентов дегазированной нефти и попутного газа.

Рассмотренный взгляд на газонасыщенные нефти как на смесь двух жидкостей (собственно нефти и газа, перешедшего в жидкое состояние) не отличается новизной, но в предшествующих работах он реализуется недостаточно эффективно. Либо в виде сложных методик (с использованием, например, различных графических зависимостей [4]), либо в виде эмпирических выражений, недостаточно обоснованных физически. Это вызывает необходимость продолжить исследования в данном направлении.

Объемный коэффициент B характеризует увеличение объема нефти при ее газонасыщении и находится следующим образом [4]:

$$B = \frac{V_n}{V_0}, \quad (1)$$

где V_n — объем газонасыщенной нефти при рассматриваемых условиях (давлении, температуре и т. д.), м³; V_0 — объем этой же нефти в дегазированном состоянии при атмосферном давлении и 20 °С, м³.

Нефти и растворимые в них попутные нефтяные газы по своей химической природе достаточно близки. По компонентному составу они также во многом схожи, так как изначально (в пластовых условиях) составляют одно вещество. Далее, в зависимости от условий нахождения этого вещества, часть составляющих его компонентов может переходить в газовую фазу, а часть — оставаться в жидком состоянии. С дальнейшим изменением условий в ту или другую сторону жидкая и газовая фазы взаимно обмениваются компонентами, что придает разделению компонентов пластовых нефтей на собственно нефтяные и газовые условный характер. Это позволяет упростить представление физико-химических свойств нефти и газа в исследуемой зависимости — характеризовать их укрупненно и в определенной степени опосредованно. Посредством плотности дегазированной нефти ρ_o и плотности растворенного в нефти газа ρ_c . Этому способствует и то обстоятельство, что плотность смеси сжиженных углеводородных газов (растворенных в нефти попутных газов), согласно ГОСТ ISO 8973-2013¹, определяется по зависимости

$$\rho_c = \frac{1}{\sum_1^n \frac{w_i}{\rho_i}}, \quad (2)$$

где ρ_c — плотность смеси сжиженных углеводородных газов; w_i — массовая доля i -го компонента в смеси; ρ_i — плотность i -го компонента в смеси.

То есть плотность растворенного в нефти газа характеризует не только массовое количество этого вещества в единице объема, но и компонентный состав данного вещества, а значит, в некоторой степени, его физико-химические свойства. Свойства, способные влиять на изменение объема насыщаемой газом нефти.

Следовательно, состав и физико-химический свойства нефти и газа, способные влиять на значения объемного коэффициента B , с достаточным основанием можно характеризовать посредством ρ_o и ρ_c .

Условия нахождения газонасыщенной нефти, от которых также зависит величина B , определяются в основном двумя параметрами — давлением и температурой. Под действием давления P все жидкости незначительно, но сжимаются, и изменяют свой объем, а при повышении температуры T расширяются и также изменяют объем. Поэтому коэффициент B , характеризующий изменение объема смеси нефти и находящегося в сжиженном состоянии газа (согласно изложенному взгляду на газонасыщенную нефть), оказывается зависим от P и T .

Таким образом, определяющими B параметрами являются плотности ρ_o и ρ_c , а также давление P и температура T газонасыщенной нефти.

Такими же параметрами руководствовались и другие исследователи зависимости для B , в том числе в работах [2, 5]. Причем без теоретического обоснования, а с ориентацией преимущественно на имеющийся экспериментальный материал, что является фактическим подтверждением зависимости B от перечисленных величин.

¹ ГОСТ ISO 8973-2013. Газы углеводородные сжиженные. Расчет плотности и давления насыщенных паров (ISO 8973; 1997, IDT). – Введ. 2014-07-01. – М.: Стандартинформ, 2014. – 6 с.

Из двух внешних факторов, влияющих на значения коэффициента B (давления и температуры), наиболее значимым, как показывает анализ имеющихся данных по B , является температура T . Поэтому нахождение искомого выражения для B необходимо начинать с установления зависимости вида $B = f(T)$, что является предметом настоящих исследований.

Зависимость B от всех факторов, в том числе и от температуры T , в общем случае определяется выражением (1). Однако, если следовать ему, потребуется одновременно принимать во внимание все факторы, от которых B зависит, так как входящий в (1) объем газонасыщенной нефти «при рассматриваемых условиях» от этих условий и зависит. То есть от температуры, давления, а также от состава и физико-химических свойств дегазированной нефти и растворенного в ней газа. Это существенно осложняет поиск исследуемой зависимости. Тем более ее частного вида, представляемого функцией $B = f(T)$. При решении поставленной задачи предпочтительней базироваться на следующем исходном выражении:

$$B_n = 1 + \frac{\rho_g}{\rho_{жс}} \cdot V, \quad (3)$$

где ρ_g — плотность растворенного в нефти газа в газообразном состоянии при температуре 20°C и 760 мм рт. ст.; $\rho_{жс}$ — плотность растворенного в нефти газа при нахождении его в сжиженном состоянии при давлении насыщения и при температуре 20°C ; V — газосодержание нефти, $\text{м}^3/\text{м}^3$.

Выражение (3) логически вытекает из физической сути объемного коэффициента и представления о газонасыщенной нефти как о смеси дегазированной нефти и сжиженного газа.

Если при 20°C в 1 м^3 дегазированной нефти (измеренном при 20°C и 760 мм рт. ст.) растворить $V \text{ м}^3$ газа (измеренных при 20°C и 760 мм рт. ст.), то придаст нефти газосодержание V , и исходный 1 м^3 нефти прирастет на величину

$$\frac{\rho_g}{\rho_{жс}} \cdot V,$$

так как при переходе растворяемого в нефти газа из газообразного состояния в жидкое его объем изменяется пропорционально отношению соответствующих плотностей данного вещества.

Исходный 1 м^3 нефти в (3) представляет «единица», а приращение этого кубометра в результате насыщения нефти газом — второе слагаемое данного выражения. Таким образом, по своему физическому содержанию (3) отвечает физической сути объемного коэффициента B . При этом (3) достаточно адекватно отражает зависимость коэффициента B от основного, определяющего его параметра — газосодержания нефти V , о чем наглядно свидетельствует рисунок 1.

На рисунке 1 представлены результаты ступенчатого разгазирования глубинных проб ряда нефтей Западной Сибири. Разгазирование проводилось на установке УИПН-2 и для каждой пробы осуществлялось по различным ступенчатым схемам. Это придавало получаемым результатам независимость и представительность. С опорой на них можно утверждать, что объемный коэффициент B и газосодержание V газонасыщенных нефтей (при давлении, равном давлению насыщения нефти газом) связаны линейной функцией (см. рис. 1), проходящей через точку с координатами $(0; 1)$. Точно такую же функциональную зависимость представляет выражение (3). При этом (3) соответствует рисунку 1 и в плане наклона прямых $B = f(V)$ к оси абсцисс: по рисунку 1 он (в общем случае) для различных нефтей и газов различен, по (3) — зависит от плотности газа в газообразном и в жидком состоянии, то есть в каждом случае также индивидуален. Все это свидетельствует о правомочности использования (3) в качестве основы в дальнейших исследованиях.

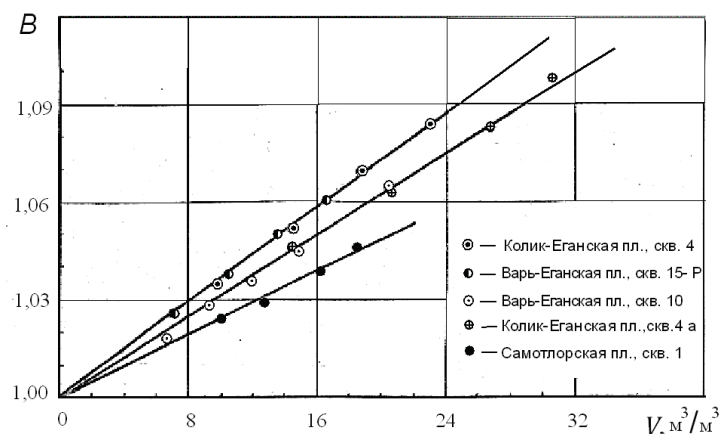


Рис. 1. Зависимость объемного коэффициента V от газосодержания V (при давлении, равном давлению насыщения нефти газом)

Для получения на базе (3) искомого выражения необходимо, во-первых, определить плотность газа в сжиженном состоянии $\rho_{жс}$ — единственную, неопределяемую непосредственными измерениями, неизвестную в (3). А поскольку плотность жидких тел зависит от температуры T и давления P , под действием которых они находятся, необходимо найти и зависимость $\rho_{жс} = f(T; P)$. Согласно ранее поставленной задаче, первоначально найдем ее частный вид $\rho_{жс} = f(T)$, который соответствует $P = P_n$, где P_n — давление насыщения нефти газом.

Насыщающие нефти попутные газы являются газовыми смесями, содержащими преимущественно углеводородные газы алканового ряда, а также включения (иногда существенные) некоторых неуглеводородных газов, таких как азот, углекислый газ, некоторые инертные газы. Данное обстоятельство несколько осложняет определение $\rho_{жс}$. Кроме того, растворенные в нефти газы, как известно, обладают «кажущейся плотностью», отличной от их плотности в истинно жидком состоянии. Это также создает определенные трудности.

Преодоление всех сложностей следует начинать с нахождения зависимости $\rho_{жс} = f(\rho_2)$ для газовых смесей. Для этого воспользуемся данными [6–8] по плотности сжиженных газов и данными [8–10] по компонентному составу попутных нефтяных газов России, а также газов соседних с Россией государств.

Поскольку плотность $\rho_{жс}$ и определяющая ее плотность ρ_2 в (3) соответствуют определенной температуре, а именно 20°C , то зависимость $\rho_{жс} = f(\rho_2)$ находим для данной температуры. И находим ее на основе выше отмеченных данных по ρ_2 и $\rho_{жс}$ для головной части углеводородов алканового ряда, то есть этана, пропана, бутана, пентана и их изомеров — основных компонентов попутных газов. Графический вид данной зависимости представлен на рисунке 2, на котором также приводится аппроксимирующее ее выражение и достоверность аппроксимирования R^2 .

Представленную на рисунке 2 зависимость с достаточным основанием можно распространить на смеси газов, так как плотности газовых смесей находятся по правилу аддитивного сложения, о чем, в частности, свидетельствует зависимость (2). Поэтому, основываясь на рисунке 2, можно записать

$$\rho_{жс} = 309,2 \cdot \rho_2^{0,6472}, \quad (4)$$

где ρ_2 — плотность растворенного в нефти газообразного попутного газа при температуре 20°C К и 760 мм рт. ст., кг/м^3 ; $\rho_{жс}$ — плотность растворенного в нефти

попутного газа, находящегося в сжиженном состоянии при давлении насыщения и при температуре 20 °С, кг/м³.

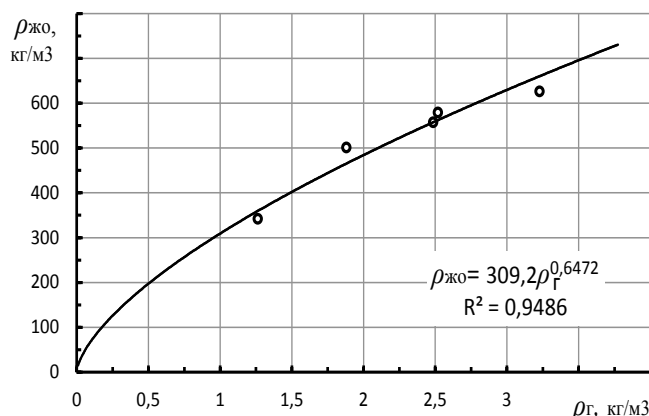


Рис. 2. Зависимость плотности сжиженных компонентов попутных газов от плотности этих компонентов в газообразном состоянии при 20 °С

Объемный коэффициент B оценивает изменение объема газонасыщенных нефтей под действием различных факторов, в том числе и температуры, поэтому в (3) должна присутствовать плотность сжиженных газов $\rho_{жс}$, соответствующая рассматриваемой температуре.

Плотность углеводородных жидкостей при различных температурах принято рассчитывать по известному выражению

$$\rho = \rho_{20} - \beta_t \cdot (t - 20), \quad (5)$$

где ρ и ρ_{20} — плотность жидкости при рассчитываемой температуре t и при 20 °С, кг/м³; β_t — коэффициент термического расширения (1/°С), рассчитываемый по формуле

$$\beta_t = 1,825 - 1,315 \cdot 10^{-3} \cdot \rho_{20}. \quad (6)$$

Зависимость (5) может быть применена и для рассматриваемого случая, так как попутные нефтяные газы являются углеводородами и при растворении их в нефти (как принято считать) сжижаются. Поэтому под $\rho_{жс}$ в (3) следует понимать величину, определяемую на основе (5) по формуле (7), а коэффициент B , соответственно, рассчитывать по (8):

$$\rho_{жс} = \rho_{жс0} - \beta_{тн} \cdot (t - 20), \quad (7)$$

где $\rho_{жс0}$ — плотность растворенного в нефти и перешедшего в сжиженное состояние попутного газа (при давлении насыщения нефти газом и 20 °С), определяемая по (4), кг/м³; $\beta_{тн}$ — коэффициент термического расширения газонасыщенной нефти, рассчитываемый по формуле (6), в которой $\rho_{20} = \rho_{жс0}$.

$$B_n = 1 + \frac{\rho_g \cdot V}{\rho_{жс0} - \beta_{тн} \cdot (t - 20)}, \quad (8)$$

где B_n — объемный коэффициент газонасыщенной нефти при давлении насыщения нефти газом

$$\beta_{tн} = 1,825 - 1,315 \cdot 10^{-3} \cdot \rho_{жсo} . \quad (9)$$

Расчеты B_n по (8) для нефтей различных нефтепромысловых регионов страны и ближнего зарубежья показали, что получаемые значения коэффициентов B_n во всех случаях оказываются выше опытных. Это в определенном смысле ожидаемо, так как находящиеся в нефти в растворенном состоянии попутные газы обладают «кажущейся плотностью», которая в общем случае (как известно) не равняется реальной плотности газов в жидком состоянии. В рассматриваемом случае это не учитывалось, и в расчет принималась плотность реального сжиженного газа, которая находилась по (7) с учетом (4).

Полученные завышенные значения B_n указывают на то, что кажущаяся плотность у находящихся в нефти газов выше плотности у истинно сжиженных газов. Физическую основу этого можно объяснить, опираясь на представленную выше гипотетическую модель молекулярной структуры газонасыщенных нефтей. Согласно данной модели, молекулы высокомолекулярных компонентов газонасыщенных нефтей (молекулы дегазированных нефтей) объединяются в конгломерации, покрытые оболочками из скоплений молекул более летучих компонентов (молекул насыщающих нефти газов). В одной структуре оказываются молекулы с различными силами межмолекулярного взаимодействия. Обладающие более мощным силовым полем молекулы конгломераций воздействуют на ближайшие к ним скопления молекул оболочек, уплотняя их структуру. При этом в связи с ограниченным радиусом действия силового поля «тяжелых» молекул уплотнению подвергаются в основном ближайшие к конгломерациям области оболочек. По мере удаления от поверхности конгломераций эффект от уплотнения оболочек ослабляется. В результате совокупная плотность оболочек и образующих их скоплений молекул, представляющих находящийся в нефти газ, по отношению к плотности сжиженного газа возрастает, не достигая при этом плотности дегазированной нефти.

Таким образом, предлагаемая гипотетическая модель молекулярной структуры газонасыщенных нефтей раскрывает физическую основу перехода насыщающего нефть газа из газообразного состояния в некоторое иное состояние, которое условно можно назвать сжиженным. Объясняет также отличие физических свойств газа в условно сжиженном состоянии от свойств действительно сжиженного газа, в частности превышение плотности находящегося в этом состоянии газа над плотностью того же газа, сжижаемого обычным способом.

Детальные исследования показали, что кажущуюся плотность растворяемого в нефти «сжиженного» газа следует рассчитывать по зависимости (7), в которой необходимо принимать:

$$\rho_{жсo} = 408 \cdot \rho_c^{0,5}; \quad \beta_{tн} = 2,008 - 1,315 \cdot 10^{-3} \cdot \rho_{жсo} . \quad (10)$$

Коррекция $\rho_{жсo}$ (и, соответственно, $\rho_{жс}$) на основе (10) учитывает зависимость объемного коэффициента B_n от плотности насыщаемой газом нефти ρ_o , подтвержденной в эмпирических работах [2, 5]. Такая зависимость проявляется через описанное выше действие молекулярных сил «тяжелых» компонентов нефти на молекулы газа, с учетом которого (4) и (9) приведены к виду (10).

Результаты

Таким образом, зависимость для определения объемного коэффициента газонасыщенных нефтей при давлении, равном давлению насыщения нефти газом, B_n принимает следующий окончательный вид:

$$B_n = 1 + \frac{\rho_c \cdot V}{408 \cdot \rho_c^{0,5} - (2,008 - 0,5365 \cdot \rho_c^{0,5}) \cdot (t-20)} . \quad (11)$$

Приемлемость (11) для практических расчетов проверялась на экспериментальных данных, полученных в ходе ступенчатого разгазирования глубинных проб ряда нефтей Западной Сибири. Результаты такого исследования частично представлены на рисунке 1, в полном объеме приводятся в таблице 1.

Таблица 1

**Апробирование (11) на данных по ступенчатому разгазированию
глубинных проб ряда нефтей Западной Сибири**

Нефть (месторождение, скважина)	Характеристика нефти				Погрешность расчета, %
	t, °C	V, м ³ /м ³	ρ_z , кг/м ³	B_H	
Самотлорское, гор. БВ8, скв. 7	20; 50	7,20... 18,50	1,451... 1,720	1,018... 1,046	0,09÷1,60
Варь-Еганское, гор. Б8, скв. 10	15; 20;50	5,30... 20,48	1,450... 1,568	1,017... 1,068	0,14÷1,41
Варь-Еганское, гор. БВ6, скв.15-Р (1-й режим разг.)	20; 50	9,68... 22,50	1,490... 1,545	1,032... 1,086	0,17÷1,75
Варь-Еганское, гор. БВ6, скв.15-Р (2-й режим разг.)	20; 50	7,00... 96,14	1,311... 1,992	1,026... 1,320	0,16÷2,09
Колик-Еганское, скв. 4	15; 20; 50	9,80... 40,50	1,514... 1,770	1,036... 1,134	0,29÷2,29
Черногорское, гор. А2, скв. Р-2 (1-й режим разг.)	20; 50	5,00... 14,22	1,320... 1,446	1,020... 1,050	0,20÷1,13
Черногорское, гор. А2, скв. Р-2 (2-й режим разг.)	20; 54	6,40... 42,01	1,227... 1,450	1,025... 1,120	0,00÷1,68

Зависимость (11) проверялась также на данных [11] по газонасыщенным нефтям, находящимся в пластовых условиях при давлении, равном или близком к давлению насыщения нефти газом. Результаты проверки содержатся в таблице 2, в которой ΔP — разница между давлением, под которым нефть находится в пласте, и давлением насыщения нефти газом. В связи с малыми значениями ΔP и коэффициента сжимаемости у приведенных в таблице 2 нефтей, составляющими $6,8 \cdot 10^{-10} \div 26,0 \cdot 10^{-10} \text{ м}^2/\text{Н}$, влияние ΔP на B_H незначительно — менее 0,1 %. Поэтому наличием ΔP для представленных в таблице 2 нефтей можно пренебречь.

Таблица 2

**Апробирование (11) на данных [11] по газонасыщенным нефтям,
находящимся в пластовых условиях**

Нефть (количество рассмотренных месторождений)	Характеристика нефти			
	t, °C	V, м ³ /м ³	ρ_z , кг/м ³	ΔP , кг/см ²
Пермский край (5)	20...29	21,1...149,3	1,024...1,473	6
Башкортостан (1)	35	51,4	1,319	0...5
Самарская обл. (1)	26	84,0	1,377	3
Саратовская обл. (12)	23...50	40,6...102,0	0,723...1,120	9
Волгоградская обл.(3)	21...60	20,6...138,3	0,787...1,202	0...6

Нефть (количество рассмотренных месторождений)	Характеристика нефти			
	$t, ^\circ\text{C}$	$V, \text{м}^3/\text{м}^3$	$\rho_o, \text{кг}/\text{м}^3$	$\Delta P, \text{кг}/\text{см}^2$
Краснодарский край (2)	42...59	41,4...67,6	0,872...1,137	0...4
Украина (2)	40...78	140...295	0,690...0,925	0..5
Узбекистан (1)	38	103,9	1,445	0
Сахалин (3)	20...28	28,4...70,5	0,720...0,820	3
Нефть (количество рассмотренных месторождений)	Результаты расчета B_n			Погрешность, %
	B_n факт	B_n расч		
Пермский край (5)	1,03...1,35	1,039...1,378		1,01...2,10
Башкортостан (1)	1,16	1,151		0,74
Самарская обл. (1)	1,23	1,246		1,29
Саратовская обл. (12)	1,09...1,26	1,109...1,211		1,72...4,06
Волгоградская обл. (3)	1,05...1,39	1,05...1,39		0,48...2,57
Краснодарский край (2)	1,10...1,17	1,104...1,203		0,34...2,80
Украина (2)	1,30...1,75	1,329...1,892		2,23...8,12
Узбекистан (1)	1,39	1,322		5,12
Сахалин (3)	1,08...1,21	1,060...1,111		8,9

Анализ результатов исследований

Из таблиц 1 и 2 следует, что проверка (11) осуществлялась на экспериментальном материале, который по таким (ключевым для газонасыщенных нефтей) параметрам, как плотность дегазированной нефти, плотность растворенного в нефти газа, газосодержание нефти и значения объемного коэффициента, а также температура нефти, охватывает практически все возможные для газонасыщенных нефтей диапазоны. Данные параметры для представленных в таблицах нефтей находятся в пределах ($\rho_o = 778 \div 919 \text{ кг}/\text{м}^3$ (в таблицах не указывается); $\rho_2 = 0,690 \div 1,992 \text{ кг}/\text{м}^3$; $V = 5,0 \div 295 \text{ м}^3/\text{м}^3$; $B_n = 1,017 \div 1,75$; $t = 15 \div 78 ^\circ\text{C}$), характерных как для пластовых условий, так и для условий внутрипромыслового сбора и подготовки нефти, а также для условий трубопроводного транспорта газонасыщенных нефтей.

Погрешность расчета объемного коэффициента для этих нефтей по (11) можно считать приемлемой, так как приведенные минимальные и максимальные погрешности (см. табл. 1 и 2) отвечают, соответственно, минимальным и максимальным значениям B_n , указанным в предшествующих столбцах.

При необходимости погрешность можно снизить. Этому способствуют характер и способ получения (11).

Выражение (11) получено не в результате поверхностного математического описания «визуально» наблюдаемой зависимости рассматриваемого параметра от некоторых иных величин, что свойственно получению большей части эмпирических выражений. Основой для (11) послужили определенные теоретические воззрения на рассматриваемое явление и фундаментальные физические законы. Они определили общую математическую структуру данного выражения и направленность дальнейших действий по получению его конечного вида. «Эмпирика» в данном случае потребовалась только для уточнения численных значений содержащихся в найденной математической структуре параметров. Причем «эмпирикой» это действие в полном смысле не является, так как нахождению подлежали численные значения не обезличенных величин, а параметров, имеющих вполне определенное физическое содержание, обусловленное общей математической структурой (11), имеющей вид (8).

Отмеченные особенности зависимости (11), общий вид которой представляет формула (8), придают ей высокую степень адаптивности и создают возможность адаптировать ее в случае такой необходимости под особенности каждой нефтеносной залежи с получением расчетных зависимостей с приемлемой погрешностью. Такая адаптация состоит в коррекции содержащихся в (8) и, соответственно, (11), параметров $\rho_{жс}$ и $\beta_{гн}$, которая при известном физическом содержании корректируемых величин особых трудностей не вызывает.

Выводы

Полученная зависимость (11) отвечает требованиям, сформулированным в начале работы, и может быть рекомендована к практическому применению, поскольку теоретически и физически обоснована, приемлема для широкого круга газонасыщенных нефтей и условий их нахождения, обеспечивает расчетным значениям объемных коэффициентов приемлемую точность.

Библиографический список

1. Курс физики / Б. М. Яворский [и др.]. – 3-е изд. – М.: Высшая школа, 1965. – Т. 1. – 376 с.
2. Берчик Э. Д. Свойства пластовых жидкостей. – М.: Гостоптехиздат, 1960. – 178 с.
3. Смирнов А. С. Определение плотности газонасыщенной нефти // Нефтяное хозяйство. – 1969. – № 4.
4. Гиматудинов Ш. К. Физика нефтяного пласта. – М.: Недра, 1971. – 312 с.
5. Standing M. V. Drill and Prod. – PracAPI. – 1947. – 275 p.
6. Лобков А. М. Сбор и обработка нефти и газа на промысле. – М.: Недра, 1968. – 284 с.
7. Павлович Н. В. Справочник по теплофизическим свойствам природных газов и их компонентов. – М.–Л.: Госэнергоиздат, 1962. – 120 с.
8. Рябцев Н. И. Природные и искусственные газы. – М.: Изд-во литературы по строительству, 1967. – 328 с.
9. Использование нефтяного газа на промыслах. Тематический научно-технический обзор. – М.: ВНИИОЭНГ, 1972.
10. Лузин В. И. Экономика подготовки нефти и углеводородных газов в нефтяной и газовой промышленности. – М.: Недра, 1968. – 176 с.
11. Требин Г. Ф., Чарыгин Н. В., Обухова Т. М. Нефти месторождений Советского Союза. – М.: Недра, 1974. – 424 с.

Сведения об авторе

Перевозицков Сергей Иванович, д. т. н., консультант кафедры прикладной механики, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: perevoschikovsi@tyuiu.ru

Information about the author

Sergey I. Perevoschikov, Doctor of Engineering, Consultant at the Department of Applied Mechanics, Industrial University of Tyumen, e-mail: perevoschikovsi@tyuiu.ru