

**Модель молекулярной структуры
капельных жидкостей и газонасыщенных нефтей**

С. И. Перевощиков

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия
e-mail: perevoschikovsi@tyuiu.ru*

Аннотация. Излагается модель молекулярной структуры капельных жидкостей, разработанная на основе молекулярно-кинетической теории жидкости, созданной Я. И. Френкелем и другими исследователями. Данная модель дополняет существующую теорию рядом положений, на базе которых формулируется новый взгляд как на капельные жидкости в целом и на такую их разновидность, как газонасыщенные нефти. Правомерность предлагаемой модели (как минимум ряда ее представлений о молекулярной структуре газонасыщенных нефтей) подтверждается получением на основе данной модели зависимостей для расчета таких параметров газонасыщенных нефтей, как коэффициент сжимаемости, объемный коэффициент и плотность. Данные зависимости отличаются четкой математической структурой, отражающей физическое содержание определяемых по ним параметров, отвечают граничным условиям и содержат основные факторы, от которых рассчитываемые параметры зависят. О правомерности полученной модели свидетельствуют также объяснение на ее основе признаваемого всеми исследователями «условно сжиженного» состояния газа в нефти и раскрытие физического содержания такого понятия, как «кажущаяся плотность газа в нефти», которое отмечается во многих работах. Объективными показателями правомерности разработанной модели являются результаты проверки полученных на ее основе зависимостей по данным для нефтей различных регионов России и ближнего зарубежья. Данная проверка показала удовлетворительную сходимость результатов расчетов с опытными данными. Совокупные качества модели и полученных на ее основе зависимостей позволяют отметить, что предлагаемая модель может рассматриваться в качестве одного из альтернативных взглядов на физическую природу капельных жидкостей и нефти.

Ключевые слова: капельная жидкость; газонасыщенная нефть; молекулярно-кинетическая теория; молекулярная структура

Model of the molecular structure of capillary liquid and gas-saturated oils

Sergey I. Perevoschikov

*Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia
e-mail: perevoschikovsi@tyuiu.ru*

Abstract. The article describes model of the molecular structure of capillary liquid, developed on the basis of the molecular-kinetic theory of liquid, created by J. I. Frenkel and other researchers. This model supplements the existing theory with a number of provisions, on the basis of which a new view of both capillary liquid in general and such a variety as gas-saturated oils is formulated. The validity of the model (at least a number of its ideas about the molecular structure of gas-saturated oils) is confirmed by obtaining dependencies on the basis of this model for calculating such parameters of gas-saturated oils as the compressibility factor, volume coefficient and density. These dependences are distinguished by a clear mathematical structure, reflecting the physical content of the parameters determined from them, meet the boundary conditions and contain the main factors on which the calculated parameters depend. The legitimacy of the obtained model is also evidenced by the explanation on its basis of the "conditionally liquefied" state of gas in oil recognized by all researchers and the disclosure of the physical content of such a concept as "apparent density of gas in oil", which is noted in many works. Objective indicators of the validity of the developed model are the results of checking the dependences obtained on its basis according to the data for oils from different regions of Russia and neighboring countries. The check showed satisfactory convergence of the calculation results with the experimental data. The combined qualities of the model and the dependences obtained on its basis allow us to note that the proposed model can be considered as one of the alternative views on the physical nature of capillary liquid and oil.

Key words: capillary liquid; gas-saturated oil; molecular-kinetic theory; molecular structure

Введение

Газонасыщенные нефти являются одним из энергетических базисов современности, так как почти вся нефть в ее естественном виде находится в газонасыщенном состоянии. Поэтому исследованию физических свойств газонасыщенных нефтей всегда уделялось повышенное внимание. Они в значительной степени определяют продуктивность нефтеносных пластов, способы и эффективность их разработки, технологию подготовки нефти на промыслах, а также способы транспорта нефти по различным трубопроводам.

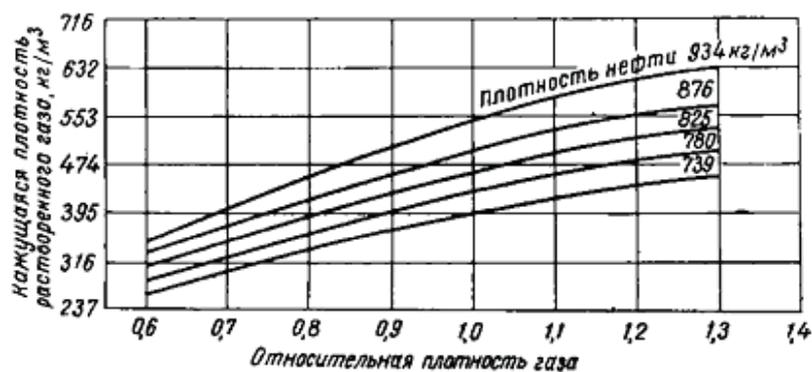


Рис. 1. Определение кажущейся плотности газа в нефти

К числу наиболее востребованных практикой физических параметров газонасыщенных нефтей относятся плотность ρ_n , объемный коэффициент B и коэффициент сжимаемости β_p . Для их определения предложен ряд зависимостей и методик. Объемный коэффициент B , в частности, находится с использовани-

ем графических зависимостей (рис. 1–3) [1], но в большинстве случаев — по эмпирическим выражениям, из которых наиболее практически пригодными являются (1)–(2) [2, 3].

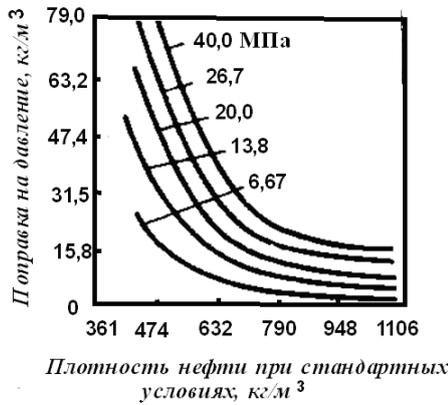


Рис. 2. График для корректирования плотности газонасыщенной нефти на пластовое давление

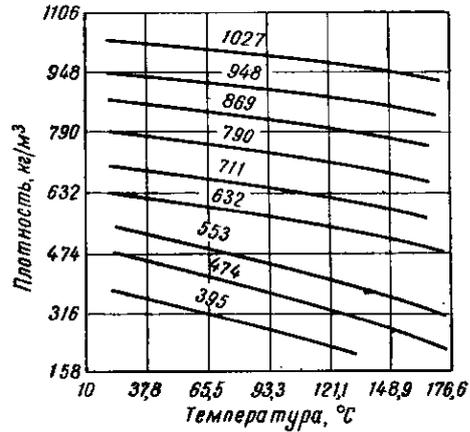


Рис. 3. Изменение плотности нефти в зависимости от температуры (цифры на кривых обозначают плотность нефти в $\text{кг}/\text{м}^3$ при $15,5^\circ\text{C}$)

Коэффициент сжимаемости β_p определяется по формулам вида (3)–(4) [4, 5]. Физически тесно связанная с этими величинами плотность газонасыщенных нефтей рассчитывается либо на основе материального баланса газонасыщенных нефтей с использованием каким-либо образом полученных значений B , либо по эмпирическому выражению (5) [6].

$$B = 1 + k_r \cdot V, \quad (1)$$

где $k_r = n + q \cdot \left(\frac{\rho_r}{1,205} - 1\right)$;

V — газосодержание нефти, $\text{м}^3/\text{м}^3$; ρ_r — плотность растворенного в нефти газа, $\text{кг}/\text{м}^3$; n и q — эмпирические коэффициенты при 20°C равные, соответственно, 0,003 и 0,00035.

$$B = B_n \cdot (1 - \beta_p \cdot \Delta P), \quad (2)$$

где B_n — объемный коэффициент газонасыщенной нефти при давлении насыщения нефти газом; β_p — коэффициент сжимаемости газонасыщенной нефти, в среднем равный $17 \cdot 10^{-10} \text{ м}^2/\text{Н}$; ΔP — разность между действующим на нефть давлением и давлением насыщения нефти газом, $\text{Н}/\text{м}^2$;

$$B_n = 1 + 1,322 \cdot 10^{-3} \cdot \left(1 + 3,700 \cdot \frac{T}{1000}\right) \cdot \rho_r^{0,5} \cdot V;$$

ρ_r — плотность растворенного в нефти газа при нахождении газа в газообразном состоянии при 20°C и 760 мм рт. ст., $\text{кг}/\text{м}^3$; T — абсолютная температура газонасыщенной нефти, К.

$$\beta_p = \left(\frac{\rho_0}{1,483 \cdot \rho_0 - 1,0691} + \frac{1}{0,3482 - 0,00342 \cdot (V/\rho_0)} \right) \cdot 10^{-10}, \quad (3)$$

где ρ_0 — плотность дегазированной нефти, кг/м³.

$$\beta_p = 10^{-4} \cdot W^{-1}, \quad (4)$$

где $W = [(117,1 - 0,21 \cdot t) \cdot \rho_c - (83,49 - 0,1325 \cdot t)] \cdot \rho_c - [(117,45 - 0,1725 \cdot t) \cdot \rho_c - (87,48 - 0,9425 \cdot t)];$

ρ_c — плотность сепарированной нефти, кг/м³.

$$\rho_n = \rho \cdot e^{-b \cdot V}, \quad (5)$$

где b — эмпирический коэффициент.

Анализ методики [1] на базе рисунков 1–3 и зависимостей (1)–(3) дается в [3, 7, 8]. Он, а также анализ (4) и (5) и подобных (1)–(5) выражений на основе тех же критериев приводит к выводам, что существующие зависимости для определения объемного коэффициента, коэффициента сжимаемости, а также плотностей газонасыщенных нефтей характеризуются следующими особенностями:

- неприемлемым для решения инженерных задач в общем виде графическим видом — методика [1];
- эмпирическим происхождением — все рассмотренные зависимости;
- отсутствием значений эмпирических коэффициентов — (5);
- ориентировочными значениями одного и более эмпирических коэффициентов — (1), (2);
- недостаточностью физической базы, либо ее отсутствием — все рассмотренные зависимости;
- неполным отражением факторов, оказывающих заметное влияние на определяемые параметры, — (1), (3), (4), (5).
- несоблюдением граничных условий — (1), (5);
- применимостью для ограниченного круга нефтей и условий их нахождения — все рассмотренные зависимости;
- высокой погрешностью — методика [1] (погрешность по другим методикам и зависимостям не указывается).

Отмеченные особенности сказываются на достоверности приведенных зависимостей и их аналогов (иногда сводя ее к нулю при погрешности расчетов, соизмеримой с величиной рассчитываемых параметров, — свойственно, в частности, методике [1]) и ограничивают область применения последних преимущественно той эмпирической базой, на которой они были получены. То есть нефтями определенных месторождений и определенной локализации их в системах добычи, сбора, подготовки и транспорта нефти.

Отмеченных недостатков можно избежать, если при получении соответствующих зависимостей базироваться на достаточной теоретической основе. Только в этом случае данные зависимости могут обладать если не всеми, то наиболее значимыми для них качествами. Такими, например, качествами, как применимость для широкого круга нефтей и условий их нахождения; учет основных факторов, определяющих рассчитываемые параметры; приемлемая для

инженерных расчетов достоверность; аналитический вид, позволяющий использовать зависимости для решения различных задач в общем виде и т. д.

Объект и методы исследования

Для получения зависимостей, обладающих необходимыми качествами, можно воспользоваться положениями молекулярно-кинетической теории жидкости, развитой Я. И. Френкелем и рядом других исследователей [9].

По данной теории капельные жидкости (даже однородные по составу) не являются сплошными гомогенными средами, а представляются веществами, в объеме которых существуют мельчайшие свободные пространства, называемые дырками, которые вследствие теплового движения молекул хаотично меняют свое местоположение.

По утверждению [9] дырочная теория хорошо согласуется с опытными данными. Это позволяет использовать ее в настоящих исследованиях. В частности принципиальное в рассматриваемом случае положение о наличии в жидкостях дырок, то есть некоторых свободных пространств.

Применительно к газонасыщенным нефтям (более сложным физическим образованиям по сравнению с классическими капельными жидкостями) дырочная теория Я. И. Френкеля требует доработки. В качестве таковой предлагается излагаемая ниже модель молекулярной структуры как обычных, так и газонасыщенных капельных жидкостей.

По предлагаемой модели «дырки» в молекулярной среде не существуют сами по себе (без каких-либо причин), а возникают под действием сил межмолекулярного притяжения, сводящих разрозненные молекулы в мельчайшие конгломерации из нескольких частиц. Эти конгломерации предполагаются относительно устойчивыми, находящимися в динамическом обмене молекулами с окружающим их пространством. В результате «стягивания» молекул в относительно обособленные образования однородность молекулярной среды нарушается, и между конгломерациями возникают свободные объемы или дырки, как схематично показано на рисунке 1 а.

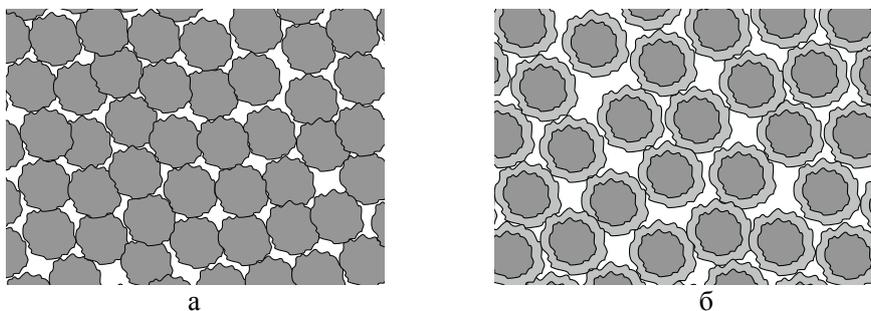


Рис. 1. Предположительная схема молекулярной структуры дегазированной (а) и газонасыщенной (б) жидкости, образованной из относительно устойчивых конгломераций молекул

По предлагаемой модели при контакте жидкости с газами, находящимися под соответствующим давлением (давлением насыщения жидкости газами), жидкость насыщается газом — газовые молекулы, 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 газовых молекул в конгломерации препятствует наличие у них повышенной подвижности и меньших, чем у молекул жидкости, межмолекулярных сил. 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 молекулярные объединения — конгломерации из молекул жидкости, покрытые оболочками из скоплениями газовых молекул (рис. 1 б). Данные образования являются структурными единицами нового вещества — насыщенной газом жидкости. Связанные между собой межмолекулярными силами «тяжелые» молекулы жидкости и значительно более «легкие» молекулы газа оказываются неспособными отдалиться друг от друга. Это наделяет образовавшееся вещество признаками капельной жидкости, какой оно визуально и воспринимается.

Природная нефть изначально представляет *жидкость*, состоящую из множества компонентов с различными физическими свойствами. В таком виде она находится до тех пор, пока внешняя сила (действующее на нефть давление при соответствующей температуре) 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 ослабляются, 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.

Из изложенного следует, что разделение природной нефти на собственно нефть (нефть дегазированную) и насыщающий нефть газ достаточно условно. Тем более условно, что в зависимости от схемы и режима сепарации нефти от газа (одно-, двух- и т. д. ступенчатая сепарация; сепарация контактная и дифференциальная, условия сепарации при каждой ступени) компонентный состав и физические свойства получаемых в итоге дегазированной (полностью или частично) нефти и газа получаются различными. В дальнейшем условность деления природной углеводородной смеси на нефть и насыщающий нефть газ подразумевается, но для упрощения изложения используются определения «дегазированная нефть» и «насыщающий нефть газ» или попутный нефтяной газ.

Изображенную на рисунке 1 а ситуацию можно отнести к *дегазированным нефтям*. Молекулы таких нефтей имеют ощутимый молекулярный вес и тяготеют друг к другу под действием сравнительно больших межмолекулярных сил взаимного притяжения, образуя некоторое подобие молекулярных конгломераций, сравнительно устойчивых и относительно плотных.

Молекулярная структура *газонасыщенных нефтей* по рассматриваемой модели идентична той, которая схематично представлена на рисунке 1 б. Такую структуру данные нефти приобретают в ходе формирования нефтеносных залежей. Когда в подземных пористых пространствах (если следовать наиболее распространенной теории образования нефти) начинают скапливаться продукты распада органических веществ различного происхождения. В течение этого процесса образуются молекулы, отличающиеся содержащимися в них химиче-

скими элементами, а также молекулярным весом и силами взаимного притяжения. Между отдельными однотипными по химической природе молекулами с наиболее выраженными межмолекулярными силами при их контакте возникают относительно устойчивые связи. Связи не химического, а силового происхождения. Это приводит к скоплению таких молекул. Скопления оказываются недостаточно устойчивыми и неспособными противостоять стремлению некоторых содержащихся в них молекул к перемещению под действием присущей им кинетической энергии. Поэтому молекулы, находящиеся на периферии скоплений, периодически отрываются от последних, но их заменяют другие молекулы. В результате молекулярные скопления (или конгломерации) оказываются находящимися в динамическом равновесии с окружающим их пространством, с той или иной периодичностью обмениваясь с ним молекулярным материалом. В ходе такого обмена обладающие повышенной подвижностью молекулы малых молекулярных весов внедряются между «тяжелыми» молекулами конгломераций и молекулами, покидающими конгломерации. Под действием межмолекулярных сил, своих и более мощных, действующих со стороны конгломераций, они оказываются притянутыми к конгломерациям, образуя на них ранее упоминаемые молекулярные оболочки (см. рис. 1 б).

В оболочках «легкие» молекулы оказываются под действием консолидированного силового поля «тяжелых» молекул конгломераций. Действие данного поля предполагается либо соизмеримым с кинетической энергией присоединившихся к конгломерациям «легких» молекул, либо превосходящим ее. Поэтому вошедшие в контакт с конгломерациями «легкие» молекулы оказываются относительно прочно связанными с ними. Данная связь оказывается более прочной, чем между присоединившимися «легкими» молекулами и внешними «тяжелыми» молекулами. Это препятствует отрыву «легких» молекул от конгломераций, но допускает отрыв при определенных условиях. Например, при местном нагреве некоторых объемов нефти или при возникновении в нефти точечных областей с пониженным давлением в результате кавитационных или подобных им процессов. Таким образом, молекулярные оболочки конгломераций, как и сами конгломерации, оказываются устойчивыми лишь относительно и находятся в динамическом обмене молекулами с окружающим пространством. При этом, находясь на конгломерациях, «легкие» молекулы не допускают к ним внешние «тяжелые» молекулы, но образуют с ними силовые связи, отличающиеся неустойчивостью вследствие взаимного теплового движения молекул обоих видов и низкого уровня межмолекулярных сил сцепления у «легких» молекул. В результате перечисленных трансформаций в объеме, занимаемом нефтью, формируются молекулярные конгломерации определенных размеров с оболочками из «легких» молекул.

Оболочки предполагаются структурно более рыхлыми и менее устойчивыми, чем конгломерации «тяжелых» молекул, вследствие того, составляющие их молекулы обладают недостаточными силами взаимного притяжения и повышенной подвижностью. Поэтому оболочки оказываются подверженными частичному или полному разрушению при изменении внешних условий, характеризующихся температурой и давлением. Например, при увеличении температуры подвижность молекул оболочек повышается, в результате чего слабые межмолекулярные связи между молекулами разрываются — оболочки полностью или частично разрушаются. Покидая оболочки, «легкие» молекулы выходят за пределы объема, занимаемого их базовыми конгломерациями, и в виде газа выделяются из нефти. При уменьшении давления ниже некоторого уровня происходит аналогичный процесс, так как молекулы, находящиеся до

этого на некотором расстоянии друг от друга, обусловленном давлением, взаимно отдаляются и это приводит к ослаблению и разрыву межмолекулярных связей между ними.

По предлагаемой модели «легкие» молекулы (являющиеся, по принятому представлению, насыщающим нефть газом) не образуют в жидкости обособленного объема, а приобщаются в виде оболочек к структурам (конгломерациям) из более тяжелых молекул, составляющих капельную жидкость. Таким образом, молекулы газа переходят в жидкую фазу в составе этих структур, что придает им формальные признаки газа в сжиженном состоянии. Таковым фактически он и является, но только с той разницей, что физические свойства такого газа отличаются от аналогичных свойств газа, сжижаемого без присутствия «тяжелых» молекул. Такое отличие отмечается многими исследователями и учитывается при соответствующих расчетах. В том числе в методике [1] для определения объемного коэффициента газонасыщенных нефтей B .

В данной методике используется понятие «кажущаяся плотность» находящегося в нефти газа, которая оценивается выше плотности обычного сжиженного газа.

«Феномен» кажущейся плотности достаточно аргументированно объясняется с помощью предлагаемой модели. В упрощенном и адаптированном применительно к общепринятым терминам варианте эта модель заключается в «сжижении» газа в результате приобщения его молекул к конгломерациям из молекул дегазированной нефти в виде оболочек последних. В таком объединении молекулы дегазированной нефти воздействуют на молекулы газа в оболочках своими мощными межмолекулярными силами притяжения и уплотняют их упаковку в оболочках. Уплотнению подвергаются в основном ближайшие к высокомолекулярным конгломерациям слои оболочек, так как радиус действия межмолекулярных сил у «тяжелых» молекул дегазированной нефти ограничен. Отмеченное *частичное* уплотнение скоплений молекул в оболочках сказывается на плотности образующего оболочки «сжиженного» газа, которая становится больше плотности обычного сжиженного газа, но меньше плотности дегазированной нефти.

Таким образом, предлагаемая гипотетическая модель раскрывает физическую основу перехода насыщающего нефть газа из газообразного состояния в некоторое иное состояние, которое только 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.

Результаты исследований

Соответствие предлагаемой модели имеющим место фактам и объяснение этих фактов на основе данной модели косвенно подтверждают правомерность модели и дают основание базироваться на ней в дальнейших исследованиях.

В ходе таких исследований (исследований, основанных на положениях предлагаемой модели) было получено выражение (6) [3] для расчета объемного коэффициента газонасыщенных нефтей B , а также зависимостей (7) [7] и (8) [8] для определения входящих в (6) параметров — объемного коэффициента при давлении насыщения нефти газом B_n и коэффициента сжимаемости β_p .

$$B = B_n \cdot (1 - \beta_p \cdot \Delta P), \quad (6)$$

где B_H — объемный коэффициент газонасыщенной нефти при давлении насыщения нефти газом и при рассматриваемой температуре, определяемый по (7);

$$B_H = 1 + \frac{\rho_{\Gamma}}{\rho_{\text{ж}}} \cdot V, \quad (7)$$

ΔP — разность между действующим на нефть давлением и давлением насыщения нефти газом, Н/м²; ρ_{Γ} — плотность растворенного в нефти газа при нахождении газа в газообразном состоянии при 20 °С и 760 мм рт. ст., кг/м³; $\rho_{\text{ж}}$ — плотность содержащегося в нефти в условно сжиженном состоянии газа при давлении насыщения нефти газом и при рассматриваемой температуре, кг/м³; V — газосодержание нефти, м³/м³;

$$\rho_{\text{ж}} = \rho_{\text{ж}0} - \beta_{tH} \cdot (t - 20);$$

$\rho_{\text{ж}0}$ — плотность насыщающего нефть газа, находящегося в условно сжиженном состоянии, при давлении насыщения нефти газом и при температуре 20 °С, кг/м³; β_{tH} — коэффициент термического расширения условно сжиженного газа в газонасыщенной нефти, 1/°С;

$$\rho_{\text{ж}0} = 408 \cdot \rho_{\Gamma}^{0,5}; \quad \beta_{tH} = 2,008 - 1,315 \cdot 10^{-3} \cdot \rho_{\text{ж}0}.$$

$$\beta_p = \beta_{p0} + \beta_{p\Gamma} \cdot \frac{\rho_{\Gamma}}{\rho_{\text{ж}}} \cdot V, \quad (8)$$

где β_{p0} — коэффициент сжимаемости дегазированной нефти, м²/Н; $\beta_{p\Gamma}$ — коэффициент сжимаемости растворенного в нефти газа, находящегося в условно сжиженном состоянии, м²/Н;

$$\beta_{p0} = 56,07 \cdot 10^{-5} \cdot \frac{(1 - \beta_v \cdot P)^2}{[\rho_0 - \beta_t \cdot (t - 20)]^2}; \quad (9)$$

$$\beta_{p\Gamma} = 0,7933 \cdot 10^{-9} \cdot \frac{(1 + \frac{\rho_{\Gamma}}{\rho_{\text{ж}}} \cdot V)}{(1 - \rho_{\Gamma}/\rho_{\Gamma0}) \cdot \rho_{\Gamma}^2}; \quad (10)$$

β_v — обобщенный коэффициент квазисжимаемости дегазированной нефти, равный $9,18 \cdot 10^{-10}$ м²/Н; P — действующее на нефть давление, Н/м²; ρ_0 — плотность дегазированной нефти при 20 °С и 760 мм рт. ст., кг/м³; β_t — коэффициент термического расширения дегазированной нефти, 1/°С;

$$\beta_t = 1,825 - 1,315 \cdot 10^{-3} \cdot \rho_0;$$

$\rho_{\Gamma0}$ — граничное значение плотности газа, выше которого зависимость (10) не применима ($\rho_{\Gamma0} = 2,353$ кг/м³).

Формулы (6)–(10) проверялись на опытных данных. При этом проверка выражения (7), дающего определение базового для объемных характеристик нефтей коэффициента B_H , осуществлялась наиболее тщательно и осуществлялась на двух различных образом полученных сериях экспериментальных данных. Основную серию составляли данные по нефтям 30 месторождений 9 различных географически удаленных друг от друга регионов России и ближнего зарубежья [10]. В нее входили нефти, которые по ключевым для газонасыщенных

нефтей параметрам охватывали практически все возможные для этих нефтей диапазоны: $\rho_0 = 778\div 919 \text{ кг/м}^3$; $\rho_r = 0,690\div 1,992 \text{ кг/м}^3$; $V = 5,0\div 295 \text{ м}^3/\text{м}^3$; $B_n = 1,017\div 1,75$; $t = 15\div 78 \text{ }^\circ\text{C}$.

Данные диапазоны включают как пластовые условия, так и условия внутрипромыслового сбора и подготовки нефти, а также условия трубопроводного транспорта газонасыщенных нефтей.

Вторая серия экспериментальных данных для проверки (7) была получена в ходе специальных исследований, целью которых являлось выявление особенностей физических свойств газонасыщенных нефтей в условиях, соответствующих работе конечных звеньев технологических цепочек по подготовке нефти на промыслах, и в условиях трубопроводного транспорта нефти. Эта серия была получена на установке УИПН-2 в результате контактного разгазирования 7 глубинных проб нефтей 4 месторождений Западной Сибири. Контактное разгазирование осуществлялось для моделирования реальных процессов сепарации нефти от газа в промысловых условиях.

Для получения наиболее представительного экспериментального материала две пробы из семи, составляющих вторую серию экспериментальных данных, были разделены на две части каждая. Полученные таким образом четыре пробы подвергались ступенчатому разгазированию, каждая по своей схеме и со своими параметрами сепарации на каждой ступени.

Результаты проверки (7) на двух различным образом полученных сериях экспериментальных данных показали, что погрешность (7) составляет до 2,8 % (для трех значений B_n по первой серии погрешность составила 4÷8 %).

Формула (8), а в ее составе (9) и (10), проверялась на данных [10] по нефтям 35 месторождений 8 различных регионов страны. Проверка показала, что погрешность (8) находится в пределах 15 %. С учетом математической структуры (6) и численных значений содержащихся в этом выражении параметров это способно привести в итоговую погрешность определяемого по (6) объемного коэффициента B погрешность не более 1 %, что можно считать приемлемым.

Основное в рассматриваемом отношении выражение (6) (основное, поскольку коэффициент B определяет как в целом объемные характеристики газонасыщенных нефтей, так и плотность этих жидкостей) подвергалось проверке по данным для нефтей 35 месторождений 8 географически удаленных друг от друга регионов России с диапазоном физических свойств, характерных для большинства существующих газонасыщенных нефтей. По итогам проверки погрешность (6) составляет порядка 3,5 %.

Таким образом, количественная оценка (6)–(10) на достаточно представительном экспериментальном материале показывает, что данные зависимости приемлемы для широкого круга нефтей и условий их нахождения и позволяют производить расчеты с допустимой для практических расчетов погрешностью.

Данное заключение позволяет использовать (6) для определения плотности газонасыщенных нефтей, которая находится по формуле (11), отражающей материальный баланс таких нефтей:

$$\rho_n = \frac{\rho_0 + \rho_r \cdot V}{B}. \quad (11)$$

Анализ результатов исследований. Выводы

Полученные на основе предлагаемой модели зависимости (6)–(10) обладают рядом отличительных качеств, в том числе такими качествами, как:

- аналитический вид, допускающий их использование для решения инженерных задач в общем виде;
- теоретическая обоснованность с четко обозначенным физическим содержанием;
- наличие основных факторов, влияющих на определяемые параметры;
- соответствие граничным условиям;
- большая область применения, включающая широкий спектр различных по физическим свойствам нефтей и условий их нахождения, таких условий, как пластовые условия и условия, характерные для объектов подготовки и трубопроводного транспорта нефти;
- приемлемая для практических расчетов погрешность.

Данные качества существенно отличают полученные зависимости от существующих аналогичных выражений, отличают в лучшую сторону. Источником такого отличия является их базирование на предлагаемой модели молекулярной структуры капельных жидкостей и газонасыщенных нефтей, что является объективным доказательством правомерности предлагаемой модели. Еще одним свидетельством правомерности предлагаемой модели является объяснение с ее помощью ряда раскрытых выше понятий, составляющих физическое содержание газонасыщенных нефтей — понятия «условно сжиженное состояние газа в нефти» и понятия «кажущаяся плотность газа в нефти».

Все отмеченное позволяет сделать заключение, что предлагаемая модель подтверждается фактическими данными и достаточно результативна. Поэтому может рассматриваться в качестве одного из альтернативных взглядов на физическую природу капельных жидкостей, а также дегазированных и газонасыщенных нефтей.

Библиографический список

1. Берчик, Э. Д. Свойства пластовых жидкостей / Э. Д. Берчик ; перевод с английского М. А. Геймана. – Москва : Гостоптехиздат, 1960. – 179 с. – Текст : непосредственный.
2. Цветков, В. И. О производительности трубопроводов, перекачивающих газонасыщенную нефть / В. И. Цветков, В. М. Афанасьев. – Текст : непосредственный // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1971. – № 11. – С. 3–4.
3. Перовошиков, С. И. Расчет объемного коэффициента газонасыщенных нефтей / С. И. Перовошиков. – DOI 10.31660/0445-0108-2020-1-72-81. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2020. – № 1. – С. 72–81.
4. Гиматудинов, Ш. К. Физика нефтяного и газового пласта : учебник / Ш. К. Гиматудинов. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Москва : Недра, 1971. – 312 с.
5. Балакирев, Ю. А. Термодинамические свойства нефти и газа / Ю. А. Балакирев. – Москва : Недра, 1972. – 189 с.
6. Антипов, В. Н. Утилизация нефтяного газа / В. Н. Антипов. – Москва : Недра, 1983. – 157 с. – (Экономия топлива и электроэнергии). – Текст : непосредственный.
7. Перовошиков, С. И. К определению объемного коэффициента газонасыщенных нефтей / С. И. Перовошиков. – DOI 10.31660/0445-0108-2019-2-86-96. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. – № 2. – С. 86–96.

8. Перевошиков, С. И. Определение коэффициента сжимаемости газонасыщенных нефтей / С. И. Перевошиков. – DOI 10.31660/0445-0108-2019-2-86-96. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. – № 3. – С. 64–76.
9. Курс физики. Т. 1. / Б. М. Яворский, А. А. Детлаф, Л. Е. Милковская, Г. П. Сергеев. – 3-е изд. – Москва : Высшая школа, 1965. – 376 с. – Текст : непосредственный.
10. Требин, Г. Ф. Нефти месторождений Советского Союза / Г. Ф. Требин, Н. В. Чарыгин, Т. М. Обухова. – Москва : Недра, 1974. – 423 с. – Текст : непосредственный.

References

1. Burcik, E. J. (1957). Properties of petroleum reservoir fluids. New York, John Wiley. (In English).
2. Tsvetkov, V. I., & Afanas'ev, V. M. (1971). O proizvoditel'nosti truboprovodov, perekachivayushchikh gazonasyschennuyu nef'. Transport and Storage of Oil Products and Hydrocarbons, (11), pp. 3-4. (In Russian).
3. Perevoschikov, S. I. (2019). Calculating the volume coefficient of gas-saturated oils. Oil and Gas Studies, (3), pp. 72-81. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2020-1-72-81
4. Gimatudinov, Sh. K. (1971). Fizika neftyanogo i gazovogo plasta. 2nd edition, revised and expanded. Moscow, Nedra Publ., 312 p. (In Russian).
5. Balakirev, Yu. A. (1972). Termodinamicheskie svoystva nefti i gaza. Moscow, Nedra Publ., 189 p. (In Russian).
6. Antip'ev, V. N. (1983). Utilizatsiya neftyanogo gaza. Moscow, Nedra Publ., 157 p. (In Russian).
7. Perevoschikov, S. I. (2019). Determining of volume coefficient of gas-saturated oils. Oil and Gas Studies, (2), pp. 86-96. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2019-2-86-96
8. Perevoschikov, S. I. (2019). Calculation of the compressibility factor of gas-saturated oils. Oil and Gas Studies, (3), pp. 64-76. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2019-3-64-76
9. Yavorskiy, B. M., Detlaf, A. A., Milkovskaya, L. B., & Sergeev, G. P. (1965). Kurs fiziki. Tom 1. 3rd edition. Moscow, Vysshaya shkola Publ., 376 p. (In Russian).
10. Trebin, G. F., Charygin, N. V., & Obukhova, T. M. (1974). Nefti mestorozhdeniy Sovetskogo Soyuz. Moscow, Nedra Publ., 312 p. (In Russian).

Сведения об авторе

Перевошиков 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