

УДК 622.692.621.6.001.5

Определение коэффициента сжимаемости газонасыщенных нефтей

С. И. Перевощиков

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

Аннотация. Излагается гипотетическая модель молекулярной структуры дегазированных и газонасыщенных нефтей, разработанная на базе дырочной теории жидкости Я. И. Френкеля. С опорой на данную модель получены полуэмпирические зависимости для определения коэффициентов сжимаемости дегазированных и газонасыщенных нефтей. Базирование их на отмеченной модели придает им необходимую физическую обоснованность, а содержащимся в них эмпирическим параметрам конкретное физическое содержание. В результате чего полуэмпирические зависимости приобретают теоретический характер. Это существенно расширяет их область применения как по видам нефтей, так и по условиям их нахождения, что подтверждено соответствующими расчетами.

Ключевые слова: дырочная теория; гипотетическая модель; газонасыщенная нефть; коэффициент сжимаемости

Calculation of the compressibility factor of gas-saturated oils

Sergey I. Perevoschikov

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

Abstract. The article deals with a hypothetical model of the molecular structure of degassed and gas-saturated oils developed on the basis of the J. I. Frankel's hole theory of liquid. Based on this model, the author of the article obtained semi-empirical dependences for calculating compressibility factors of degassed and gas-saturated oils. The fact that the obtained dependences are based on the noted model gives the necessary physical validity to them and the specific physical content to the empirical parameters contained in them. As a result, semi-empirical dependences become theoretical. Corresponding calculations confirm that their scope broadens as the types of oils and conditions for their finding.

Key words: hole theory; hypothetical model; gas-saturated oil; compressibility factor

Введение

Капельные жидкости, к которым относятся и газонасыщенные нефти, считаются практически несжимаемыми. Такой взгляд в определенной мере правомерен по отношению к небольшим объемам данных веществ.

В тех случаях, когда объемы подобных жидкостей значительны, пренебрежение их фактической сжимаемостью в небольших размерах способно приводить к существенным искажениям в восприятии тех физических процессов, в которых капельные жидкости участвуют, что может негативно сказываться на результатах соответствующих работ. В частности работ, связанных с оценкой объемов разведенных запасов нефти, добычей, подготовкой и трубопроводным транспортом добытой нефти, находящейся, как правило, в газонасыщенном состоянии.

Поэтому сжимаемость газонасыщенных нефтей, оцениваемая посредством коэффициента сжимаемости β_p , является значимым параметром, подлежащим обязательному определению и определению с учетом всех влияющих на него факторов.

В настоящее время для расчета β_p предложен ряд зависимостей, которые позволяют находить данный параметр либо через плотность нефти при различных давлениях по (1) [1], что требует проведения специальных лабораторных исследований, не всегда возможно и, по существу, не является расчетным методом, либо — по эмпирическим зависимостям, подобным выражению (2) [2].

$$\beta_p = \frac{\rho - \rho_p}{\rho_p \cdot \Delta P}, \quad (1)$$

где β_p — коэффициент сжимаемости газонасыщенной нефти, м²/Н; ρ и ρ_p — плотность нефти соответственно при давлениях P и $(P + \Delta P)$.

$$\beta_p = \left(\frac{\rho_d}{1,483 \cdot \rho_d - 1,0691} + \frac{1}{0,3482 - 0,00342 \cdot (V/\rho_d)} \right) \cdot 10^{-10}, \quad (2)$$

где ρ_d — плотность дегазированной нефти, кг/м³; V — газосодержание нефти, м³/м³.

Выражение (1) является видоизмененной записью зависимости (3), на основе которой находят β_p в лабораторных условиях.

$$\beta_{Pж} = -\frac{1}{V} \cdot \frac{\Delta V}{\Delta P}, \quad (3)$$

где $\beta_{Pж}$ — коэффициент сжимаемости жидкости, м²/Н; V — исходный объем жидкости, м³; ΔV — изменение исходного объема жидкости (м³) при изменении давления, действующего на жидкость на величину ΔP (Н/м²).

Значения коэффициента сжимаемости, получаемые на основе (1) и (3), имеют существенный недостаток, состоящий в том, что они соответствуют только определенным условиям — условиям, при которых их получают. Вместе с тем коэффициент β_p (в соответствии с физической природой капельных жидкостей) зависим от температуры и давления — непостоянных по своим значениям параметров, а применительно к газонасыщенным нефтям — еще и от количества растворенного в нефти газа, а также от физических свойств газа и дегазированной нефти, которые в ходе оперирования с газонасыщенными нефтями также претерпевают изменения. Это не позволяет использовать значения β_p , получаемые по (1) и на основе (3), при решении многих инженерных задач, в которых востребованы аналитические зависимости, связывающие искомым параметр с определяющими его факторами.

Расчетные способы определения β_p , представленные эмпирическими зависимостями, аналогичными (2), отличаются суженной областью применения,

ограниченной той эмпирической базой, на которой они получены. Так, зависимость (2) ТатНИИ, согласно [2], пригодна «для многих нефтей Татарии и Башкирии с газовым фактором от 2 до 31 м³/т». Что означает — только для *некоторых* нефтей *определенных* нефтеносных провинций; нефтей с низким газосодержанием; нефтей, находящихся в определенных условиях, характерных преимущественно для систем сбора и подготовки нефти и газа на нефтепромыслах. То есть имеют место ограничения как по географической и «технологической» локализации нефтей, так и по условиям их нахождения, а также по физическим свойствам нефтей (их газосодержанию).

Кроме этого, эмпирические зависимости рассматриваемого вида отражают не все факторы, влияющие на коэффициент β_p . В частности, в (2) не учитывается влияние на β_p давления P .

По мере повышения действующего на нефть давления компенсационные возможности нефти все более исчерпываются (как у подвергающейся сжатию пружины), в результате чего коэффициент β_p , характеризующий эти возможности, неизбежно подвергается изменению. Поэтому зависимость параметра β_p от давления объективно существует, и она обязательно должна приниматься во внимание в соответствующих расчетных зависимостях.

Отмеченные недостатки существующих способов определения β_p в значительной мере можно минимизировать, если получение искомой зависимости проводить на основе соответствующих физических моделей.

Объект и методы исследования

Современные взгляды на капельные жидкости, к которым относятся и газонасыщенные нефти, базируются на молекулярно-кинетической теории, развитой Я. И. Френкелем и другими исследователями [3]. 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. Вследствие теплового движения молекул дырки хаотично меняют свое местоположение, что обеспечивает жидкостям текучесть.

Исходя из дырочной теории [3], можно предположить, что дырки образуются в результате объединения молекул жидкости (под действием сил межмолекулярного притяжения) в отдельные мельчайшие конгломерации (из нескольких молекул), находящиеся в относительно устойчивом состоянии при динамическом обмене молекулами с окружающим их пространством. В результате «стягивания» молекул в относительно обособленные образования однородность молекулярной среды нарушается, и между конгломерациями возникают свободные пространства или дырки, как схематично показано на рисунке 1 а.

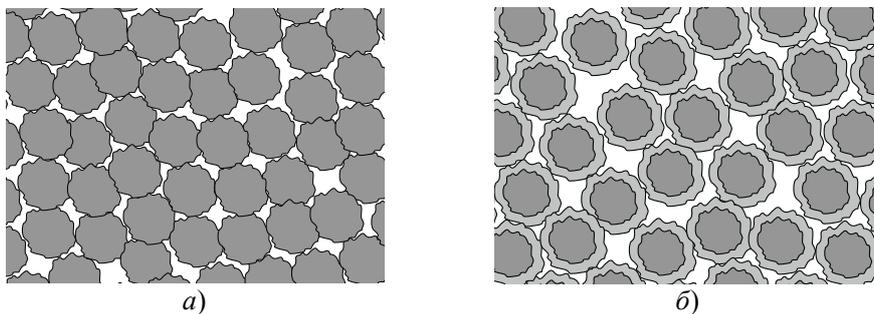


Рис. 1. Предположительная схема молекулярной структуры дегазированной (а) и газонасыщенной (б) нефти, образованной из относительно устойчивых конгломераций молекул

Изображенную на рисунке 1 *a* 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.

Дегазированные нефти являются неотъемлемой частью нефтей газонасыщенных; их представляют наиболее тяжелые компоненты нефти. Поэтому можно предположить, что конгломерации, характерные для дегазированных нефтей, присутствуют и в нефтях газонасыщенных.

Наряду с тяжелыми составляющими в газонасыщенных нефтях содержатся и более легкие компоненты, которые при определенных условиях переходят в газовую фазу и поэтому считаются насыщающим нефть газом. Молекулы этих компонентов имеют существенно меньший молекулярный вес и меньшие межмолекулярные силы взаимного притяжения, отличаются повышенной подвижностью. Эти качества не позволяют им образовывать с молекулами базовых конгломераций (дегазированной нефти) достаточно устойчивые межмолекулярные связи и входить в состав конгломераций. Однако не препятствуют связываться с находящимися на периферии конгломераций молекулами и создавать вокруг конгломераций некоторое подобие оболочек, также сравнительно устойчивых и находящихся в динамическом обмене молекулами с подобными им образованиями, как и служащие им базой конгломерации тяжелых молекул. Таким образом, предполагаемая молекулярная структура газонасыщенных нефтей схематично представляется так, как это показано на рисунке 1 *б*.

Оболочки (вследствие слабой выраженности межмолекулярных сил взаимного притяжения их молекул и повышенной подвижности молекул) предполагаются структурно более рыхлыми и неустойчивыми, чем конгломерации тяжелых молекул, и поэтому более 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. При этом некоторое количество молекул, составляющих оболочки, первоначально отрывается от базовых конгломераций, оставаясь в жидкой фазе; затем (при дальнейшем росте температуры) — переходит в газовую фазу. 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.

Из изложенного гипотетического взгляда на молекулярную структуру дегазированной и газонасыщенной нефти следует, что в газонасыщенной нефти молекулы имеют менее плотную упаковку с увеличенным объемом дырочного пространства. Поэтому у газонасыщенных нефтей следует ожидать более высокую сжимаемость. Последняя усиливается структурной рыхлостью и неустойчивостью к внешним воздействиям молекулярных оболочек конгломераций.

Таким образом, сжимаемость газонасыщенной нефти, вероятно, определяется двумя факторами. Первым и основным из них является фактор дегазированной нефти. Его представляют конгломерации молекул тяжелых компонентов (дегазированной нефти) и их упаковка в объеме жидкости. Этому фактору, исходя из его физического содержания, можно придать название «дырочная пористость» дегазированной нефти. Он определяет структуру газонасыщенной нефти. Так как конгломерации дегазированной нефти служат основой для

формирования подобных образований нефти газонасыщенной, являющихся «модификацией» первых, дополненных молекулярными оболочками из наиболее легких компонентов.

Вторым, также значимым является фактор насыщающего нефть газа. Его представляют оболочки конгломераций тяжелых компонентов (дегазированной нефти).

Оба приведенных фактора определяют структуру и «дырочную пористость» газонасыщенной нефти, а значит — сжимаемость последней.

Коэффициент сжимаемости сложных систем, включающих несколько составляющих, к которым относятся газонасыщенные нефти, имеющие в своем составе конгломерации и их оболочки, должен находиться по коэффициентам сжимаемости каждой составляющей с учетом ее доли в системе. Исходя из этого, коэффициент сжимаемости газонасыщенной нефти β_p определяется следующим образом:

$$\beta_p = \beta_{po} \cdot V_o + \beta_{pg} \cdot V_g, \quad (4)$$

где V_o — доля в газонасыщенной нефти базовых конгломераций из молекул дегазированной нефти; V_g — доля в газонасыщенной нефти оболочек конгломераций из молекул растворенного в нефти газа, приведенная к условиям нахождения газа в нефти; β_{po} — коэффициент сжимаемости совокупности базовых конгломераций (дегазированной нефти), $\text{м}^2/\text{Н}$; β_{pg} — коэффициент сжимаемости оболочек базовых конгломераций (растворенного в нефти газа, находящегося в условно сжиженном состоянии), $\text{м}^2/\text{Н}$.

При определении долей V_o и V_g в (4) предлагается оперировать не относительными, а абсолютными величинами. И в качестве V_o (следуя использованному в [5] подходу при получении зависимости для объемного коэффициента газонасыщенных нефтей, давшему положительные результаты) рассматривать 1 м^3 дегазированной нефти. Тогда под V_g необходимо понимать объем растворенного в одном кубометре дегазированной нефти газа в пересчете его на условия нахождения газа в нефти (то есть с учетом нахождения газа в нефти в условно сжиженном состоянии).

Использование по отношению насыщающего нефть газа понятия «в условно сжиженном состоянии» означает, что газ в газонасыщенной нефти не находится в сжиженном состоянии, а переходит в состояние только подобное сжиженному. Это отмечается во многих работах и подтверждается эмпирическими исследованиями [5]. Такое неопределенное состояние газа, только сходное с сжиженным, но таковым не являющееся, можно объяснить, базируясь на представленной выше гипотетической модели молекулярной структуры газонасыщенной нефти. Согласно ей, молекулы насыщающего нефть газа не образуют в нефти обособленного объема жидкости, а приобщаются к структурам (конгломерациям) из более тяжелых молекул, покрывая их некоторой оболочкой. При этом молекулы газа переходят в жидкую фазу в составе этих структур, что придает им формальные признаки газа в сжиженном состоянии. Таковым фактически оно и является, но только с той разницей, что физические свойства такого газа отличаются от аналогичных свойств газа сжижаемого без присутствия тяжелых молекул.

Тяжелые молекулы, образующие конгломерации, воздействуют на присоединяемые к ним легкие молекулы газа своими более мощными межмолекулярными силами притяжения, уплотняя их упаковку в оболочках. Уплотнению

подвергаются в основном ближайшим к высокомолекулярным конгломерациям группы молекул оболочек, так как радиус действия межмолекулярных сил у молекул тяжелых компонентов ограничен. Отмеченное частичное уплотнение молекул оболочек сказывается на физических свойствах образующего оболочки «сжиженного» газа. В частности, плотность такого газа оказывается больше плотности обычного сжиженного газа, но меньше плотности дегазированной нефти. Это подтверждается эмпирическими исследованиями [5].

Таким образом, представленная гипотетическая модель молекулярной структуры газонасыщенной нефти объясняет особенности физических свойств находящегося в нефти газа, что косвенно подтверждает ее правоту и дает основание базироваться на ней в дальнейших действиях.

Условия нахождения газа в нефти определяются температурой нефти, давлением насыщения нефти газом, а также фактом «вхождения» газа в нефть в виде оболочек соответствующих молекулярных конгломераций; фактом, который придает физическим свойствам газа вышеотмеченные специфические качества. Объем V_r в (4) при таких условиях определяется формулой (5), полученной [5].

$$V_r = \frac{\rho_r}{\rho_{ж}} \cdot V, \quad (5)$$

где ρ_r — плотность растворенного в нефти газа в газообразном состоянии при температуре 20 °С и 760 мм рт. ст., кг/м³; $\rho_{ж}$ — плотность растворенного в нефти газа при нахождении его в условно сжиженном состоянии при давлении насыщения и при рассматриваемой температуре, кг/м³; V — газосодержание нефти, м³/м³.

Таким образом, из (4) и (5) следует:

$$\beta_p = \beta_{p0} + \beta_{pr} \cdot \frac{\rho_r}{\rho_{ж}} \cdot V, \quad (6)$$

где, согласно [5],

$$\rho_{ж} = \rho_{ж0} - \beta_{тн} \cdot (t - 20); \quad (7)$$

$\rho_{ж0}$ — плотность растворенного в нефти и перешедшего в сжиженное состояние попутного газа (при давлении насыщения нефти газом и 20 °С), кг/м³; $\beta_{тн}$ — коэффициент термического расширения условно сжиженного газа в газонасыщенной нефти, 1/°С; t — температура газонасыщенной нефти, °С;

$$\rho_{ж0} = 408 \cdot \rho_r^{0,5}; \quad \beta_{тн} = 2,008 - 1,315 \cdot 10^{-3} \cdot \rho_{ж0}.$$

Или

$$\rho_{ж} = 408 \cdot \rho_r^{0,5} - (2,008 - 0,5365 \cdot \rho_r^{0,5}) \cdot (t - 20).$$

Справедливость приведенных рассуждений и соответствие действительности полученной на их основе зависимости (6) проверены на данных [4] по коэффициентам сжимаемости ряда газонасыщенных нефтей России и ближнего зарубежья. Проверка состояла в рассмотрении отмеченных данных в координатах $\beta_p - V_r$ (рис. 2).

Наблюдаемая на рисунке 2 зависимость с достаточно высокой достоверностью $R^2 = 0,8427$ (достоверность несколько меньше единицы объясняется рас-

смотрением на одном координатном поле данных, соответствующих различным значениям температуры и давления) подтверждает справедливость представленных выше рассуждений и полученного на их основе выражения (6). Поскольку и аппроксимирующее выражение, и формула (6) являются линейными функциями одного и того же комплексного аргумента $(\rho_{\Gamma} / \rho_{\text{ж}}) \cdot V$. При этом получаемое по аппроксимирующей зависимости значение β_p при $(\rho_{\Gamma} / \rho_{\text{ж}}) \cdot V = 0$, соответствующее коэффициенту сжимаемости дегазированной нефти, отвечает приводимым в [2] данным по коэффициентам сжимаемости дегазированных нефтей. Последние по [2] находятся в интервале $0,4 \div 0,7 \cdot 10^{-9} \text{ м}^2/\text{Н}$, а значение β_p при $(\rho_{\Gamma} / \rho_{\text{ж}}) \cdot V = 0$ по аппроксимирующей зависимости равно $0,6381 \cdot 10^{-9} \text{ м}^2/\text{Н}$, что находится в приводимом [2] интервале.

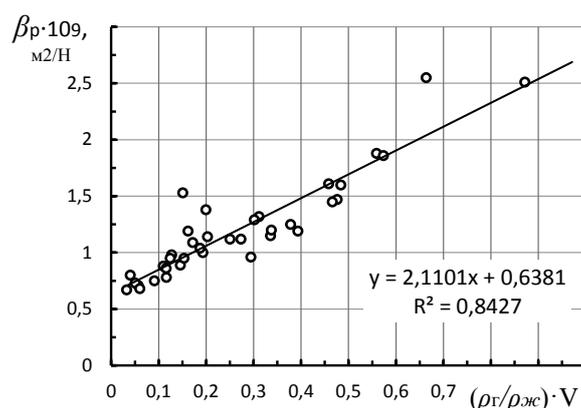


Рис. 2. Зависимость коэффициента сжимаемости газонасыщенных нефтей β_p от параметра $V_{\Gamma} = (\rho_{\Gamma} / \rho_{\text{ж}}) \cdot V$

Использование (6) в практических расчетах затрудняет неизвестность содержащихся в этом выражении коэффициентов сжимаемости β_{p_0} и $\beta_{p_{\Gamma}}$.

Для определения этих величин использовались ранее упоминаемые данные [4] по широкому кругу нефтей с достаточно разнообразными физическими характеристиками.

В частности, выражение для расчета коэффициента сжимаемости дегазированных нефтей β_{p_0} находилось на основе сведений о нефтях плотностью $\rho_0 = 815 \div 928 \text{ кг/м}^3$, содержащихся при различных температурах ($t = 18 \div 148 \text{ }^{\circ}\text{C}$) и давлениях ($P = 6,67 \div 34,63 \text{ МПа}$). Данные по этим нефтям подвергались обработке с опорой на представленную выше гипотетическую модель молекулярной структуры дегазированной нефти, согласно которой коэффициент сжимаемости определяет «дырочная пористость» нефти — чем больше дырочное пространство, тем коэффициент сжимаемости должен быть выше. Поскольку объем дырочного пространства в первом приближении обратно пропорционален плотности жидкости, то коэффициент сжимаемости дегазированной нефти должен быть обратно пропорционален плотности этой нефти; то есть в наиболее простом представлении:

$$\beta_{p_0} = \frac{a}{\rho^n}, \quad (8)$$

где a и n — некоторые коэффициенты, характеризующие рассматриваемую зависимость; ρ — плотность дегазированной нефти, кг/м^3 .

Содержащаяся в (8) плотность ρ , как и плотность любой капельной жидкости, зависима от температуры и давления. Температурная зависимость плотности капельных жидкостей раскрывается общеизвестным выражением (9)

$$\rho = \rho_{20} - \beta_t \cdot (t - 20), \quad (9)$$

где ρ и ρ_{20} — плотность жидкости при рассчитываемой температуре t и при 20°C , кг/м^3 ; β_t — коэффициент термического расширения, $1/^\circ\text{C}$.

Для углеводородных жидкостей коэффициент термического расширения принято рассчитывать по формуле (10)

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

В соответствии с (9) плотность ρ в (8) представляется следующим образом:

$$\rho_{ot} = \rho_o - \beta_t \cdot (t - 20), \quad (11)$$

где ρ_o и ρ_{ot} — плотность дегазированной нефти при 20°C и при температуре t , кг/м^3 ; β_t — коэффициент термического расширения дегазированной нефти, рассчитываемый по формуле (10), с заменой в ней ρ_{20} на ρ_o , $1/^\circ\text{C}$.

Зависимость плотности от давления можно найти на основе (3), если под соответствующими объемами понимать удельные объемы. В этом случае из (3) следует, что плотность ρ в (8) раскрывается следующим образом:

$$\rho = \frac{\rho_{ot}}{(1 - \beta_{p_o} \cdot P)} = \frac{\rho_o - \beta_t \cdot (t - 20)}{(1 - \beta_{p_o} \cdot P)}, \quad (12)$$

где P — избыточное давление, Н/м^2 .

Выражение (8) при подстановке в него ρ из (12) приобретает следующий вид:

$$\beta_{p_o} = \frac{a \cdot (1 - \beta_v \cdot P)^n}{[\rho_o - \beta_t \cdot (t - 20)]^n} = \frac{a \cdot (1 - \beta_v \cdot P)^n}{\rho_{ot}^n}, \quad (13)$$

При подстановке (12) в (8) изменена индексация коэффициента β — вместо β_{p_o} используется β_v . Такая замена произведена в связи с тем, что содержащийся в (13) параметр β_v схож с β_{p_o} только в физическом отношении, количественно они различны. Различие возникает вследствие того, что (8) отражает связь между β_{p_o} и ρ главным образом в качественном плане — с повышением плотности коэффициент сжимаемости снижается, и наоборот; количественно эту связь (8) характеризует только в первом приближении.

Поскольку параметр β_v аналогичен β_p , но количественно не в полной мере соответствует ему, β_v следует называть *обобщенным коэффициентом квазисжимаемости дегазированной нефти*. Акцент на *обобщенность* β_v делается в связи с тем, что приводимое ниже значение этого параметра не дифференцируется в зависимости от индивидуальных свойств нефти (что объективно предполагается), а дается одним для всех нефтей.

Таким образом, в (13) содержится три неизвестных — a , n и β_v . Анализ и соответствующая обработка данных [4] по различным нефтям позволили установить их значения, которые приводятся ниже в итоговой формуле для расчета β_{p_0} :

$$\beta_{p_0} = 56,07 \cdot 10^{-5} \cdot \frac{(1 - \beta_v \cdot P)^2}{[\rho_0 - \beta_t \cdot (t - 20)]^2} = 56,07 \cdot 10^{-5} \cdot \frac{(1 - \beta_v \cdot P)^2}{\rho_{от}^2}, \quad (14)$$

где β_v — обобщенный коэффициент квазисжимаемости дегазированной нефти, равный $9,18 \cdot 10^{-10} \text{ м}^2/\text{Н}$; β_t — коэффициент термического расширения дегазированной нефти, рассчитываемый по (10) с заменой в этом выражении плотности ρ_{20} на плотность ρ_0 .

Зависимость коэффициента $\beta_{p_г}$ от определяющих его факторов не столь однозначна, как для коэффициента β_{p_0} , в связи с тем что характеризуемое $\beta_{p_г}$ вещество (согласно гипотетической модели молекулярной структуры газонасыщенной нефти) «не самостоятельное», а является оболочкой конгломераций молекул дегазированной нефти, которые влияют на физические свойства оболочек отмеченным выше способом. Исходя из этого, поиск выражения для $\beta_{p_г}$ проводился несколько иным образом, чем для β_{p_0} — по результатам комплексного анализа зависимости параметра $\beta_{p_г}$ от его потенциальных аргументов.

В ходе анализа выяснилось, что коэффициент сжимаемости оболочек зависит от количества растворенного в нефти газа и состава газа, характеризуемого плотностью последнего в газообразном состоянии. Последний вывод ожидаем, так как следует из характера рассматриваемого явления. Первый, если придерживаться предлагаемой гипотетической модели газонасыщенной нефти, также объясним. Объяснение состоит в том, что при изменении количества растворенного в нефти газа объем оболочки каждой конгломерации также изменится. При этом изменяется и доля оболочки, подвергающаяся уплотнению со стороны молекул конгломерации. Эта доля по мере насыщения нефти газом уменьшается, так как объем молекул газа в оболочке возрастает, а радиус действия молекул конгломерации, уплотняющих прилегающие к конгломерации скопления газовых молекул, остается прежним. Это сказывается на способности оболочки сопротивляться действию внешней силы, то есть давления, что влечет за собой изменение коэффициента сжимаемости $\beta_{p_г}$ в зависимости от газосодержания нефти.

Менее ожидаемым оказался третий результат анализа, заключающийся в независимости $\beta_{p_г}$ от давления, что, на первый взгляд, противоречит физической природе жидких тел, каким рассматривается содержащийся в нефти газ. Этот вывод, как и первый, объясняет гипотетическая модель газонасыщенной нефти. Согласно ей, газ в нефти локализуется на конгломерациях нефтяных молекул в виде достаточно тонких (по сравнению с конгломерациями) оболочек. При воздействии давления в первую очередь смещаются конгломерации, «окруженные» дырочными пространствами. Оболочки также сжимаются, но в значительно меньших размерах из-за их существенно меньших масштабов и вследствие их «предварительного» уплотнения со стороны тяжелых молекул конгломераций. Такое сжатие оболочек оказывается соизмеримым с погрешностью измерения коэффициента сжимаемости и по этой причине трудно фиксируется.

В результате проведенного анализа для расчета $\beta_{pг}$ было получено следующее выражение:

$$\beta_{pг} = 0,7933 \cdot 10^{-9} \cdot \frac{(1 + \frac{\rho_{г} \cdot V}{\rho_{ж}})}{(1 - \rho_{г} / \rho_{г0}) \cdot \rho_{г}^2}, \quad (15)$$

где $\rho_{г0} = 2,353 \text{ кг/м}^3$ — граничное значение плотности газа, выше которого зависимость (15) не применима.

Результаты

В ходе проведенных исследований удалось получить зависимости (14) и (15) для расчета коэффициентов сжимаемости дегазированных нефтей и содержащихся в газонасыщенных нефтях газов, считаемых условно сжиженными. Данные зависимости при подстановке их в (6) дают искомое выражение (16) для расчета коэффициента сжимаемости газонасыщенных нефтей β_p .

$$\begin{aligned} \beta_p = & 56,07 \cdot 10^{-5} \cdot \frac{(1 - \beta_v \cdot P)^2}{[\rho_0 - \beta_t \cdot (t - 20)]^2} + \\ & + 0,7933 \cdot 10^{-9} \cdot \frac{(1 + \frac{\rho_{г} \cdot V}{\rho_{ж}})}{(1 - \rho_{г} / \rho_{г0}) \cdot \rho_{г}^2} \cdot (\frac{\rho_{г} \cdot V}{\rho_{ж}}), \end{aligned} \quad (16)$$

где $\rho_{ж}$ и β_t рассчитываются по (7) и (10) с заменой в (10) ρ_{20} на ρ_0 .

Анализ полученных результатов

Для оценки приемлемости полученной зависимости (16) для практических расчетов она была подвергнута количественному и качественному анализу.

Целью качественного анализа являлось определение соответствия (16) физической природе описываемого данным выражением явления. На такое соответствие указывает следующее:

1. Рассматриваемое выражение не является эмпирическим. То есть результатом аппроксимирования зависимости исследуемого параметра от некоторых других параметров, имеющих с данным параметром некоторую корреляционную связь. Выражение (16) получено исходя из *физической модели исследуемого явления* (гипотетической модели молекулярной структуры газонасыщенной нефти), основанной на современном взгляде на капельные жидкости (дырочной теории жидкости), и в результате ряда последовательных действий, диктуемых базовой физической моделью.

2. Отмеченный в п. 1 характер получения (16) придал данному выражению четкую *математическую структуру, соответствующую физической сути* коэффициента сжимаемости и его *физической* зависимости от определяющих данный параметр факторов.

3. Отмеченный в п. 1 характер получения (16) придал содержащимся в данном выражении параметрам не только количественную определенность, но и *конкретное физическое содержание*.

4. Выражение (16) отвечает граничным условиям, что также является следствием получения его на базе физически обоснованной модели и свидетельствует о физическом соответствии его описываемому им явлению.

5. Выражение (16) учитывает все факторы, определяющие величину коэффициента сжимаемости β_p , исходя из его *физических свойств*. К таковым относятся:

- плотность составляющих газонасыщенные нефти веществ ($\rho_{от}$ и $\rho_{ж}$), которая определяет «дырочную пористость» нефти — основной фактор, от которого β_p непосредственно зависит;
- температура t , которая в (16) оказывает влияние на коэффициент β_p опосредованно через $\rho_{от}$ и $\rho_{ж}$, что физически более обоснованно, чем прямая зависимость β_p от t ;
- давление P , от которого коэффициент β_p зависим по определению и зависим на тех же физических основах, как и от температуры;
- газосодержание нефти V , влияние которого на коэффициент β_p обуславливается увеличением в нефти (при возрастании V) доли наиболее сжимаемого компонента.

Результаты качественного анализа (16) позволяют заключить, что данной полуэмпирической зависимости присущи черты теоретического выражения, физически адекватно отражающего описываемое им явление.

Количественный анализ имел целью определение погрешности (16) и приемлемости данной зависимости для газонасыщенных нефтей с различными физическими свойствами и условиями нахождения. Анализ предшествовали расчеты коэффициента сжимаемости по (16) для нефтей 35 месторождений 8 регионов Евразийского континента. Результаты расчетов приведены в таблице.

Сравнение результатов расчетов коэффициента сжимаемости по (16) с фактическими данными [4]

Нефть (количество рассмотренных месторождений)	Характеристика нефти				
	$t, ^\circ\text{C}$	$P, \text{МПа}$	$\rho_o, \text{кг/м}^3$	$\rho_g, \text{кг/м}^3$	$V, \text{м}^3/\text{м}^3$
Пермский край (7)	20...42	12,85...22,37	815...896	1,14...1,383	11,2...173,9
Башкортостан (8)	18...39	8,63...16,97	830...895	1,325...1,53	19,3...100
Коми республика (4)	62...69	18,44...27,66	853...845	1,142...1,48	73,7...111,0
Татарстан (1)	40,5	10,49	885	1,5	36,9
Ставропольский край (2)	135...148	29,43	828...848	1,154...1,281	78,8...101,3
Краснодарский край (10)	44...107	12,75...34,63	817...928	0,874...1,192	44,4...235,7
Сибирь (2)	67...85	17,76...22,66	856...881	0,783...0,967	43,6...57,3
Сахалин (1)	23...50	6,67...16,78	821...874	0,737...0,815	64,8...81,9
Нефть (количество рассмотренных месторождений)	Результаты расчета $\beta_p \times 10^{-9}, \text{м}^2/\text{Н}$				
	β_p факт.		Погрешность, %		
Пермский край (7)	0,683÷1,478		-7,38÷12,89 (21,43)		
Башкортостан (8)	0,693÷1,315		-7,98÷8,84		
Коми республика (4)	1,142÷1,346		-10,78÷9,14		
Татарстан (1)	0,968		-14,11		
Ставропольский край (2)	1,172÷1,641		7,69÷(17,69)		
Краснодарский край (10)	0,795÷2,599		-13,11÷13,05		
Сибирь (2)	0,98÷1,19		-5,04÷10,68		
Сахалин (1)	1,19		-6,33		

Из таблицы следует, что анализ охватил широкий круг нефтей, различающихся по географическому расположению, пластовым условиям и физическим

свойствам. Это придает анализируемому материалу достаточную представительность, а полученным на его основе результатам анализа необходимую степень обобщенности и достоверности.

Согласно таблице, погрешность (16) составляет порядка 15 %, так как за исключением двух приведенных в таблице погрешностей (17,69 и 21,43) остальные не выходят за данный предел. Повышенная погрешность в отмеченных случаях может быть вызвана некачественностью используемого для расчетов исходного материала. На возможность этого указывает сопоставительный анализ физических характеристик рассмотренных нефтей. Причиной также может быть непринятие во внимание при получении (16) некоторых факторов, также оказывающих влияние на коэффициент сжимаемости. Учет этих (еще не установленных) факторов связан с расширением исходной информационной базы для расчетов β_p со всеми вытекающими из этого последствиями. В виде дополнительных лабораторных определений принимаемых во внимание параметров и усложнения расчетной зависимости с повышением погрешности последней в результате усложнения ее математической структуры.

Эпизоды повышенной погрешности рациональнее устранять соответствующей коррекцией содержащихся в (16) параметров β_v и β_t (а также связанных с ними $\rho_{г0}$ и коэффициентов $56,07 \cdot 10^{-5}$ и $0,7933 \cdot 10^{-9}$) сообразно с физико-химическими особенностями рассматриваемых нефтей. А в случае особой необходимости — дополнительной коррекцией параметров $\rho_{ж0}$ и $\beta_{тн}$, входящих в выражение (7) для определения плотности $\rho_{ж}$. Успешность коррекции обеспечивается теоретической и физической обоснованностью (16), а также конкретностью физического содержания корректируемых параметров — качествами, позволяющими выбрать нужное направление и требуемую степень коррекции.

Установленную сравнительным анализом погрешность (16) можно считать приемлемой, так как коэффициенты сжимаемости используются преимущественно в расчетах, связанных с определением объемного коэффициента газонасыщенных нефтей B — параметра, величина которого (при прочих равных условиях) в значительной степени зависит от газосодержания нефти. Влияние сжимаемости на величину B при таких обстоятельствах ограничивается несколькими процентами. Поэтому погрешность определения коэффициентов сжимаемости на уровне 15 % способна привести в итоговую погрешность объемных коэффициентов не более 1,0 %.

Количественный анализ (16) показывает, что данная зависимость приемлема для широкого круга нефтей и позволяет производить расчеты с допустимой для практических расчетов погрешностью.

Выводы

На основе разработанной на базе дырочной теории жидкости Я. И. Френкеля гипотетической модели молекулярной структуры дегазированных и газонасыщенных нефтей получены полуэмпирические зависимости для определения коэффициентов сжимаемости данных нефтей. Теоретическая и физическая обоснованность полученных полуэмпирических выражений придает им и содержащимся в них эмпирическим параметрам конкретное физическое содержание, в результате чего данные зависимости приобретают теоретический характер. Это существенно расширяет их область применения как по видам нефтей (их физическим свойствам), так и по условиям нахождения нефтей, что подтверждено соответствующими расчетами.

Библиографический список

1. Антипов В. Н. Утилизация нефтяного газа. – М.: Недра, 1983. – 156 с.
2. Гиматулинов Ш. К. Физика нефтяного пласта. – М.: Недра, 1971. – 312 с.
3. Курс физики. Т. 1. / Б. М. Яворский [и др.]. – 3-е изд. – М.: Высшая школа, 1965. – 376 с.
4. Требин Г. Ф., Чарыгин Н. В., Обухова Т. М. Нефти месторождений Советского Союза. – М.: Недра, 1974. – 424 с.
5. Перовщиков С. И. К определению объемного коэффициента газонасыщенных нефтей // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. – № 2. – С. 86–96. DOI: 10.31660/0445-0108-2019-2-86-96

Сведения об авторе

Перовщиков 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