

Расчет объемного коэффициента газонасыщенных нефтей

С. И. Перевощиков

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

Аннотация. Приводится вывод полуэмпирической зависимости для расчета объемного коэффициента газонасыщенных нефтей с использованием ранее полученных выражений, одним из которых является зависимость для определения объемного коэффициента подобных нефтей при давлении насыщения их газом, вторым — выражение для коэффициента сжимаемости таких нефтей. Перечисленные зависимости базируются на гипотетической модели молекулярной структуры газонасыщенных нефтей, разработанной на основе дырочной теории жидкости Я. И. Френкеля. Данное обстоятельство и физическая обоснованность используемых выражений, а также базирование полученного выражения на общепринятой зависимости для определения коэффициента сжимаемости жидкости в лабораторных условиях придают итоговому полуэмпирическому выражению теоретической характер и обеспечивают его применимость для широкого круга нефтей, что удостоверяется при вводимой в работе проверкой полученного выражения.

Ключевые слова: капиллярная жидкость; гипотетическая модель; газонасыщенная нефть; объемный коэффициент

Calculating the volume coefficient of gas-saturated oils

Sergey I. Perevoschikov

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

Abstract. The article is devoted to the conclusion of a semi-empirical dependence for calculating the volume coefficient of gas-saturated oils. For this calculation, the author of the article used expressions, which have been calculated earlier; the first expression is the expression of dependence for determining the volume coefficient at a gas saturation pressure of oils; the second expression is the expression for the compressibility factor of such oils. These dependences are based on a hypothetical model of the molecular structure of gas-saturated oils, developed on the basis of the J. I. Frenkel's hole theory of liquids. This fact, the physical validity of these expressions, and the basing of the obtained expression on a generally accepted dependence for determining the compressibility coefficient of a liquid under laboratory conditions give the final semi-empirical expression a theoretical character and ensure its applicability for a wide range of oils, which is confirmed by the verification of the expression, which is obtained in the article.

Key words: capillary liquid; hypothetical model; gas-saturated oil; volume coefficient

Введение

Объемный коэффициент является одним из ключевых параметров газонасыщенных нефтей, к которым относятся пластовые и в целом нефтепромысловые нефти, нефти, транспортируемые по промысловым и межпромысловым трубопроводам, в перспективе — по некоторым магистральным нефтепроводам.

Посредством рассматриваемого параметра оценивается изменение объема газонасыщенных нефтей, которое происходит под воздействием различных факторов и может достигать ощутимых размеров (до двух раз и более). Поэтому подлежит обязательному учету, так как такие изменения существенно влияют на оценку разведанных запасов нефти, параметры технологических объектов нефтепромыслов, технологические и прочие параметры трубопроводов, транспортирующих нефти в газонасыщенном состоянии.

Для расчета объемного коэффициента предложен ряд зависимостей. Это в первую очередь выражение института Гипростокнефть [1] и представленный в [2] расчетно-графический метод определения объемного коэффициента, а также предлагаемые в [3, 4] зависимости. К аналогичным выражениям можно отнести приводимую в [5] формулу.

Формулу, приводимую в [5], трудно отнести к расчетным зависимостям, так как она является аналитическим описанием лабораторного определения искомого параметра через плотность дегазированной и газонасыщенной нефти (ρ_0 и ρ_n), а также через плотность растворенного в нефти газа ρ_r и газосодержание нефти V . Ключевым параметром в этой формуле является *определяемая лабораторным путем* плотность газонасыщенной нефти ρ_n :

$$B = \frac{\rho_0 + \rho_r \cdot V}{\rho_n}, \quad (1)$$

где B — объемный коэффициент газонасыщенной нефти.

Расчетно-графический метод [2] отличает нахождение объемного коэффициента преимущественно по графическим зависимостям (в количестве трех) и погрешность 5÷10 %. Базирование данной методики на графическом материале усложняет ее использование в инженерных расчетах, где востребованы аналитические выражения, позволяющие решать инженерные задачи в общем виде. В определенной мере этому препятствует и повышенная погрешность данного метода, соизмеримая с величиной определяемого параметра.

Зависимость [3] учитывает только газосодержание нефти, оставляя без внимания такие, также влияющие на объемный коэффициент факторы, как давление и температура, физические особенности нефти и растворенного в нефти газа

$$B = 1 + k \cdot V, \quad (2)$$

где $k = 0,0035$.

Это позволяет использовать (2) лишь для ориентировочных расчетов.

Формула (3) института Гипростокнефть [1] и формула (4) [4] имеют меньше недостатков — каждая из них представляет единое выражение, в котором учитываются не все, но основные, влияющие на B факторы:

$$B = 1 + k_r \cdot V, \quad (3)$$

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

при температуре 20 °C: $n = 0,003$, $q = 0,00035$.

$$B = B_n \cdot (1 - \beta_p \cdot \Delta P), \quad (4)$$

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

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

T — абсолютная температура газонасыщенной нефти, К.

Зависимость (3) института Гипровостокнефть эмпирическая, в ней не принимается во внимание один из важнейших для B факторов — действующее на нефть давление. Другой, также значимый в этом случае фактор, температура, учитывается крайне ограниченно: для присутствующих в (3) эмпирических коэффициентов даются значения только для одной температуры — 20°С . Действительный диапазон температур, в котором находятся газонасыщенные нефти, значительно шире.

Эмпирическое выражение (4) получено на основе двух зависимостей — плотности сжиженного газа от плотности того же газа, но в газообразном состоянии и плотности сжиженного газа от температуры. При получении (4) также использовалось известное в физике выражение, связывающее объем жидкости с действующим на жидкость давлением. Все отмеченное придает (4) некоторую физическую обоснованность. Одновременно с этим при расшифровке содержащихся в (4) параметров для коэффициента сжимаемости β_p дается одно для всех нефтей значение $17 \cdot 10^{-10} \text{ м}^2/\text{Н}$. Это заметно упрощает используемую в (4) зависимость B от ΔP , поскольку сжимаемость жидкостей существенно зависит от физических особенностей последних. А это в (4) не учитывается.

В целом все рассмотренные способы определения B ([4] в меньшей степени) по существу являются эмпирическими, полученными без должного физического обоснования. Это ограничивает область их уверенного применения той эмпирической базой, которая послужила для них основой.

Лишенное отмеченных недостатков выражение, приемлемое для широкого круга нефтей и условий их нахождения, может быть создано только на основе определенной, физически обоснованной модели рассматриваемого явления.

Объект и методы исследования

Подавляющее большинство газонасыщенных нефтей приобретают газонасыщенное состояние естественным путем и, по существу, являются смесью широкого круга различных углеводородов с присутствием некоторых не углеводородных компонентов, таких как азот, углекислый газ, некоторые инертные газы и т. д. Изначально эта смесь, находящаяся в пластовых условиях под большим давлением, является жидкостью. При снижении давления (например, при извлечении этой жидкости из пласта) те компоненты рассматриваемой смеси, которые имеют меньший молекулярный вес и более летучи, частично или полностью переходят в газовую фазу. При каких-либо дальнейших изменениях условий нахождения образовавшейся двухфазной системы возникающая газовая фаза и жидкая фаза обмениваются соответствующими компонентами. Таким образом, находящуюся в естественно газонасыщенном состоянии нефть лишь условно можно рассматривать как состоящую из собственно нефти (то

есть дегазированной нефти) и насыщающего нефть газа. Эту условность подчеркивает и то обстоятельство, что в зависимости от схемы и характера полной или частичной дегазации нефти физические характеристики получаемой дегазированной нефти, а также газа могут существенно варьироваться.

Условность разделения компонентов газонасыщенных нефтей на собственно нефть и насыщающий нефть газ при визуальном воспринимаемом жидком состоянии газонасыщенных нефтей приводит к заключению, что содержащийся в нефти газ является жидкостью, то есть при «вхождении» в нефть газ сжимается. Такой взгляд сформировался достаточно давно и разделяется многими исследователями, которыми при этом отмечается, что находящийся в нефти газ приобретает несколько иные физические свойства, отличные от аналогичных свойств газов, сжимаемых обычным способом [2].

Попытка объяснить особенности физических свойств насыщающего нефть газа предпринята в работах [6, 7]. Объяснение базируется на гипотетической модели молекулярной структуры капельных жидкостей и газонасыщенных нефтей (как частного вида данных жидкостей), созданной на основе дырочной теории жидкости Я. И. Френкеля [8]. Данная гипотетическая модель позволила не только раскрыть возможные истоки специфических свойств содержащегося в нефти газа, но и получить основанные на учете этих свойств полуэмпирические зависимости для определения некоторых параметров газонасыщенных нефтей. В частности, выражение (5) для определения объемного коэффициента B_H при давлении насыщения нефти газом и различных значениях температуры, а также зависимость (6) для расчета коэффициента сжимаемости газонасыщенных нефтей β_p .

$$B_H = 1 + \frac{\rho_r}{\rho_{ж}} \cdot V, \quad (5)$$

где B_H — объемный коэффициент газонасыщенной нефти при давлении насыщения нефти газом и при рассматриваемой температуре; ρ_r — плотность растворенного в нефти газа при нахождении газа в газообразном состоянии при 20 °С и 760 мм рт. ст.; $\rho_{ж}$ — 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;

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

$\rho_{ж0}$ — 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;

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

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

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

$$\beta_{p_0} = 56,07 \cdot 10^{-5} \cdot \frac{(1 - \beta_v \cdot P)^2}{[\rho_0 - \beta_t \cdot (t - 20)]^2}; \quad (7)$$

$$\beta_{p\Gamma} = 0,7933 \cdot 10^{-9} \cdot \frac{(1 + \frac{\rho_{\Gamma} \cdot V}{\rho_{\text{ж}}})}{(1 - \rho_{\Gamma} / \rho_{\Gamma 0}) \cdot \rho_{\Gamma}^2}; \quad (8)$$

β_v — обобщенный коэффициент квазисжимаемости дегазированной нефти, равный $9,18 \cdot 10^{-10} \text{ м}^2/\text{Н}$; P — действующее на нефть давление, $\text{Н}/\text{м}^2$; ρ_0 ; — плотность дегазированной нефти при 20°С К и 760 мм рт. ст., $\text{кг}/\text{м}^3$; β_t — коэффициент термического расширения дегазированной нефти, $1/^\circ\text{С}$;

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

$\rho_{\Gamma 0}$ — граничное значение плотности газа, выше которого зависимость (6) неприменима ($\rho_{\Gamma 0} = 2,353 \text{ кг}/\text{м}^3$).

Соответствие выражений (5) и (6) описываемым ими явлениям иллюстрируют приведенные на рисунках 1 и 2 зависимости параметров $B_{\text{н}}$ и β_p от основных, определяющих эти параметры факторов.

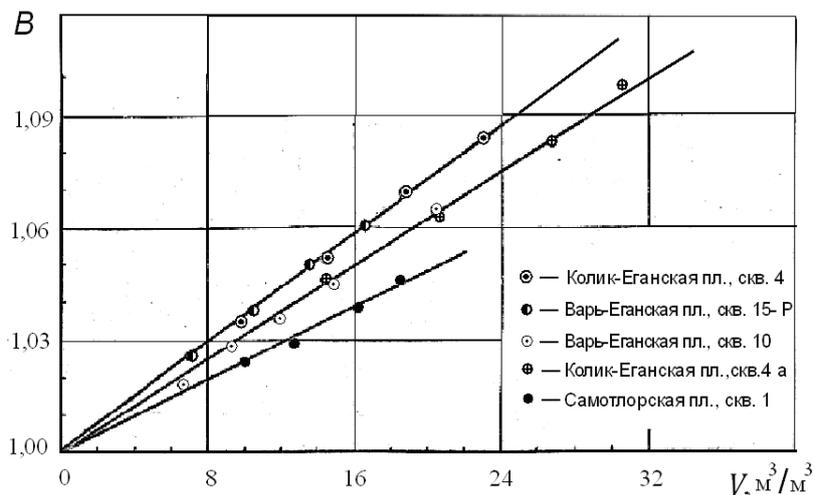


Рис. 1. Зависимость объемного коэффициента B от газосодержания V (при давлении, равном давлению насыщения нефти газом) [6]

На рисунке 1 приведены результаты ступенчатого разгазирования глубоких проб ряда нефтей Западной Сибири. Каждая из этих проб сепарировалась от газа по своеобразной ступенчатой схеме. Это позволило при ограниченном количестве исходного материала получить достаточно представительную для последующего анализа информационную базу (см. рис. 1), дающую возможность делать обобщающие выводы.

Согласно рисунку 1 при давлении, равном давлению насыщения нефти газом, объемный коэффициент B и газосодержание V связаны линейной функцией, проходящей через точку с координатами $(0; 1)$. Точно такую же зависимость B от V дает выражение (5). При этом по (5), так же как это наблюдается

и на рисунке 1, каждой нефти (в общем случае) свойственен свой наклон прямой $B = f(V)$ к оси абсцисс. По (5) наклон определяется отношением $(\rho_r/\rho_{ж})$, характеризующим физические особенности нефтей и растворенных в них газов (свойства собственно нефтей косвенно отражает плотность $\rho_{ж}$ [6]). Таким образом, соответствие выражения (5) физической сути описываемой им зависимости подтверждается. В количественном плане также наблюдается необходимое соответствие — погрешность (5) в целом составляет порядка 3 % (в единичных случаях доходит до 8,9 %) [6].

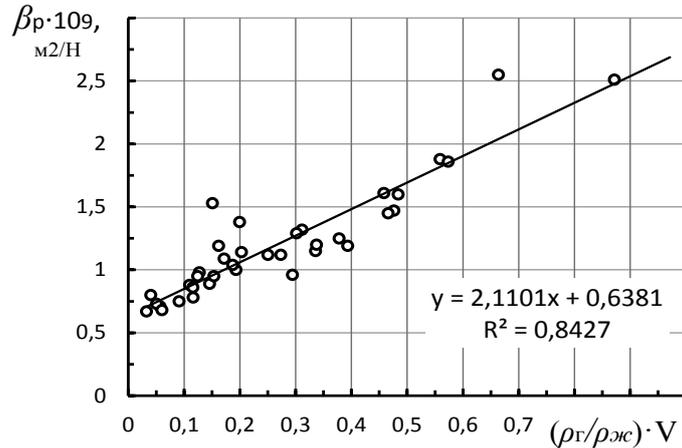


Рис. 2. Зависимость коэффициента сжимаемости газонасыщенных нефтей β_p от параметра $V_r = (\rho_r/\rho_{ж}) \cdot V$, построенная по данным [9]

Приведенное на рисунке 2 аппроксимирующее выражение с достоверностью $R^2 = 0,8427$ отвечает (6), что свидетельствует о физической состоятельности (6). При этом как на рисунке 2, так и по (6) коэффициент β_p линейно зависит от комплексного аргумента $(\rho_r/\rho_{ж}) \cdot V$. Кроме этого, по аппроксимирующему выражению при $(\rho_r/\rho_{ж}) \cdot V = 0$ значение коэффициента β_p , соответствующее по (6) коэффициенту сжимаемости дегазированной нефти, равно $0,6381 \cdot 10^{-9} \text{ м}^2/\text{Н}$. Это значение находится в приводимом в [2] интервале коэффициентов сжимаемости дегазированных нефтей $0,4 \div 0,7 \cdot 10^{-9} \text{ м}^2/\text{Н}$, что также подтверждает физическую состоятельность (6).

Несколько меньшая единицы достоверность наблюдаемой на рисунке 2 зависимости объясняется рассмотрением на одном координатном поле данных, относящихся к различным давлениям и температурам. Эти факторы учтены в итоговых выражениях (7) и (8) для β_{p0} и β_{pr} , определяющих β_p . Принятие их во внимание обеспечивает зависимости (6) погрешность порядка 15 %, что для практических расчетов приемлемо, так как способно увеличивать итоговую погрешность определения B с учетом всех значимых факторов не более чем на 1,0 %. Таким образом, зависимость (6) физически соответствует описываемому ею явлению и по точности удовлетворяет расчетной практике.

Результаты

Выражения (5) и (6) дают возможность установить связь объемного коэффициента с еще одним, не учтенным ранее, но значимым для B фактором —

действующим на нефть давлением — и таким образом получить окончательную для расчета объемного коэффициента зависимость. Зависимость, приемлемую для различных нефтей и для различных условий их нахождения, таких как пластовые условия, условия нефтепромыслового оборудования и трубопроводного транспорта. Такое выражение можно получить на основе (9) — формулы, используемой для определения коэффициента сжимаемости жидкости опытным путем [2].

$$\beta_{Pж} = -\frac{1}{V_0} \cdot \frac{\Delta V}{\Delta P}, \quad (9)$$

где $\beta_{Pж}$ — коэффициент сжимаемости жидкости, $\text{м}^2/\text{Н}$; V_0 и ΔV — исходный объем (м^3) и изменение исходного объема жидкости (м^3) при повышении давления на величину ΔP ($\text{Н}/\text{м}^2$).

Применительно к рассматриваемому случаю под исходным объемом будем понимать объем газонасыщенной нефти при давлении насыщения ее газом V_n , а под ΔV — изменение этого объема под действием $\Delta P = (P - P_n)$, где P — действующее на нефть давление, $\text{Н}/\text{м}^2$; P_n — давление насыщения нефти газом, $\text{Н}/\text{м}^2$. В соответствии с произведенными заменами под $\beta_{Pж}$ будем понимать β_p .

$$\Delta V = (V_n - V_p),$$

где V_p — объем, занимаемый газонасыщенной нефтью под давлением P , м^3 .

После замены в (9) присутствующих в этом выражении параметров на приведенные выше их аналоги и решения полученной зависимости относительно V_p получим

$$V_p = V_n \cdot (1 - \beta_p \cdot \Delta P). \quad (10)$$

Исходный объем V_n , как было условлено, является объемом, занимаемым газонасыщенной нефтью при давлении насыщения нефти газом и соответствующей температуре. Этот объем можно выразить через объемный коэффициент B_n и объем, занимаемый нефтью в дегазированном состоянии V_d

$$V_n = B_n \cdot V_d. \quad (11)$$

Подставим значение V_n из (11) в (10) и поделим обе части полученного выражения на V_d . В результате будем иметь

$$\frac{V_p}{V_d} = B_n \cdot \frac{V_d}{V_d} \cdot (1 - \beta_p \cdot \Delta P). \quad (12)$$

Находящееся в левой части (12) отношение (V_p/V_d) есть объемный коэффициент при рассматриваемой температуре и действующем на нефть давлении P . То есть искомый, учитывающий все влияющие на него факторы, объемный коэффициент газонасыщенной нефти B . С учетом этого и сокращения V_d в правой части (12) окончательно имеем

$$B = B_n \cdot (1 - \beta_p \cdot \Delta P), \quad (13)$$

где B_n и β_p находятся, соответственно, по (5) и (6).

Анализ результатов исследований

Выражение (13) было подвергнуто анализу с целью проверки его физической содержательности и погрешности.

Физическую содержательность данной зависимости обеспечивают используемые при ее выводе выражения (5) и (6), чье соответствие физической природе описываемых ими явлений удостоверяется в работах [6, 7]. Наличие у (13) необходимой физической базы подтверждается также получением ее на основе формулы (9), широко используемой для опытного определения коэффициента сжимаемости жидкостей.

Погрешность выполняемых по (13) расчетов иллюстрируют приводимые в таблице цифры.

Сопоставление результатов расчетов по (13) с фактическими данными [9]

Нефть (количество рассмотренных месторождений)	Характеристика нефти				
	$t, ^\circ\text{C}$	$V, \text{м}^3/\text{м}^3$	$\rho_r, \text{кг}/\text{м}^3$	$\rho_o, \text{кг}/\text{м}^3$	$\Delta P, \text{кг}/\text{см}^2$
Коми республика (4)	62...69	73,7...111,0	1,14...1,48	845...853	52...149
Пермский край (7)	20...27	11,2...173,9	1,14...1,425	815...893	5...144
Татарстан (1)	40,5	36,9	1,500	885	106,9
Башкартостан (8)	18...39	19,3...100	1,325...1,53	830...895	11...74
Краснодарский край (10)	44...107	44,4...235,7	0,874...1,180	817...928	5...168
Ставропольский край (2)	135...148	78,8...101,3	1,154...1,281	828...848	165...214
Сибирь (2)	67...85	43,6...57,3	0,783...0,967	856...881	88...134
Сахалин (1)	50	64,8	0,791	860	36
Нефть (количество рассмотренных месторождений)	Результаты расчета B				
	B факт.	B расч.	Погрешность, %		
Коми республика (4)	1,28...1,33	1,239...1,311	-0,69 ÷ -3,28		
Пермский край (7)	1,02...1,42	1,02...1,456	0,08 ÷ 2,52		
Татарстан (1)	1,12	1,114	-0,50		
Башкартостан (8)	1,05...1,30	1,055...1,30	-0,07 ÷ -1,54		
Краснодарский край (10)	1,10...1,72	1,114...1,836	-0,74 ÷ 1,16(6,7)		
Ставропольский край (2)	1,31...1,37	1,297...1,417	-1,0 ÷ 3,4		
Сибирь (2)	1,12...1,22	1,113...1,159	-0,63 ÷ (-5,24)		
Сахалин (1)	1,16	1,157	-0,26		

Из таблицы следует, что оценка погрешности (13) проводилась на достаточно представительном материале, охватывающем широкий круг нефтей, различающихся по месту происхождения и физическим свойствам. В этот круг входят 35 месторождений нефти 8 различных географически удаленных друг от друга регионов с диапазоном физических свойств, характерных для большинства существующих газонасыщенных нефтей.

Согласно таблице погрешность (13) в целом составляет порядка 3,5 %, за исключением двух (приведенных в скобках) случаев, причину проявления ко-

торых установить не удалось. Эти случаи, возможно, являются следствием исключительной индивидуальности некоторых нефтей, которую предвидеть сложно, но которую доступно учесть соответствующей коррекцией содержащихся в (13) параметров. О возможности исправления ситуации таким способом свидетельствуют данные таблицы.

Приводимые в таблице погрешности специфичны; для нефтей одних регионов они преимущественно положительны, для других — отрицательны. Это указывает на то, что нефтям различных регионов присущи свои особенности, не учтенные в зависимости (13), носящей общий характер. В двух исключительных случаях эти особенности проявляются наиболее выражено, но для нефтей того региона, к которому они принадлежат, они в целом типичны — «вписываются», соответственно, в положительный и отрицательный тренд погрешностей соответствующего региона. Таким образом, проводя коррекцию содержащихся в (13) параметров с учетом особенностей нефтей рассматриваемого региона, можно добиться как общего снижения погрешности для всех входящих в этот регион нефтей, так и снижения не совсем типичных для этих нефтей погрешностей, заметно превышающих общий уровень. Наименование требующих корректировки параметров и направление их коррекции выявляются несложным анализом физических свойств соответствующих нефтей и присутствующих в (13) параметров. Наличие у последних конкретного физического содержания существенно упрощает анализ и делает его результативным.

Физическое содержание параметрам *полумпирической* зависимости (13) придает способ получения (13) на основе физически обоснованной модели молекулярной структуры газонасыщенных нефтей, справедливость которой косвенно подтверждают результаты приведенной выше проверки (13) на данных по достаточно широкому кругу нефтей.

Выводы

На основании приведенного выше анализа полученную зависимость (13) можно рекомендовать для практических расчетов.

Библиографический список

1. Цветков В. И., Афанасьев В. М. О производительности трубопроводов, перекачивающих газонасыщенную нефть // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. — 1971. — № 11. — С. 3–4.
2. Гиматулинов Ш. К. Физика нефтяного пласта. — М.: Недра, 1971. — 312 с.
3. Перовошиков С. И., Перовошикова Р. З. К определению объемного коэффициента газонасыщенной нефти // Труды Тюменского индустриального института. — 1974. — Вып. 24. — С. 126–129.
4. Перовошиков С. И. Об объемном коэффициенте газонасыщенной нефти // Нефте-промышленное дело. — 1977. — № 5. — С. 45–47.
5. Антипов В. Н. Утилизация нефтяного газа. — М.: Недра, 1983. — 157 с. — (Экономия топлива и электроэнергии).
6. Перовошиков 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
7. Перовошиков С. И. Определение коэффициента сжимаемости газонасыщенных нефтей // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2019. — № 3. — С. 64–76. DOI: 10.31660/0445-0108-2019-3-64-76
8. Курс физики. Т. 1 / Б. М. Яворский [и др.]. — 3-е изд. — М.: Высшая школа, 1965. — 376 с.
9. Требин Г. Ф., Чарьгин Н. В., Обухова Т. М. Нефти месторождений Советского Союза: справочник. — М.: Недра, 1974. — 312 с.

References

1. Tsvetkov, V. I., & Afanas'ev, V. M. (1971). O proizvoditel'nosti truboprovodov, perekachivayushchikh gazonasyschennuyu neft'. Transport and Storage of Oil Products and Hydrocarbons, (11), pp. 3-4. (In Russian).
2. Gimatudinov, Sh. K. (1971). Fizika neftyanogo i gazovogo plasta. Moscow, Nedra Publ., 312 p. (In Russian).
3. Perevoschikov, S. I., & Perevoschikova, R. Z. (1974). K opredeleniyu ob'emnogo koeffitsienta gazonasyschennoy nefti. Trudy Tyumenskogo industrial'nogo institute, (24), pp. 126-129. (In Russian).
4. Perevoschikov, S. I. (1977). Ob ob'emnom koeffitsiente gazonasyschennoy nefti. Oilfield Engineering, (5), pp. 45-47. (In Russian).
5. Antip'ev, V. N. (1983). Utilizatsiya neftyanogo gaza. Moscow, Nedra Publ., 157 p. (In Russian).
6. 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
7. 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
8. 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).
9. Trebin, G. F., Charygin, N. V., & Obukhova, T. M. (1974). Nefti mestorozhdeniy Soverskogo Soyuzu: spravochnik. Moscow, Nedra Publ., 312 p. (In Russian).

Сведения об авторе

Перевощиков 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