

Расчет PVT-свойств пластовых флюидов модифицированными корреляциями по результатам лабораторных исследований проб нефтяных, нефтегазовых и нефтегазоконденсатных залежей на территории деятельности ООО «РН-Пурнефтегаз»

Ишмуратов Т.А.¹, Исламов Р.Р.¹, Шарипова Г.Ф.¹, Абдульмянов А.Р.¹, Хамидуллина А.И.¹, Хисамов А.А.¹, Андреев А.Е.², Оприлов И.Г.²

¹ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия, ²ООО «РН-Пурнефтегаз», Губкинский, Россия
ishmuratovta@bnipi.rosneft.ru

Аннотация

В работе показано, что используемые корреляции при подсчете запасов или прогнозе объемов добычи нефти и газа могут быть модифицированы на основе лабораторных проб, что дает увеличение точности их PVT-свойств. Это позволило определить «проблемные» объекты, в которых были занижены значения газосодержания или завышены объемные коэффициенты, а также исключить из программы отбора пласты, PVT-свойства которых совпали со значениями, определенными по модифицированным корреляциям.

Материалы и методы

Материалы: результаты лабораторного исследования глубинных проб.
Методы: расчет PVT-свойств пласта авторскими корреляциями, оценка среднего отклонения экспериментальных данных от расчетных по PVT-свойствам пластов, оптимизация параметров корреляций методом Ньютона на основе данных лабораторных проб.

Ключевые слова

PVT-свойства, корреляция, модифицированная корреляция, пробы нефти и газа, матрица применимости корреляций

Для цитирования

Ишмуратов Т.А., Исламов Р.Р., Шарипова Г.Ф., Абдульмянов А.Р., Хамидуллина А.И., Хисамов А.А., Андреев А.Е., Оприлов И.Г. Расчет PVT-свойств пластовых флюидов модифицированными корреляциями по результатам лабораторных исследований проб нефтяных, нефтегазовых и нефтегазоконденсатных залежей на территории деятельности ООО «РН-Пурнефтегаз» // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 2. С. 42–48. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-2-42-48

Поступила в редакцию: 01.03.2024

OIL PRODUCTION

UDC 622.276 | Original Paper

Calculation of PVT-properties of reservoir fluids by modified correlations based on the results of laboratory studies of samples of oil, oil and gas and oil and gas condensate deposits in the territory of activity of «RN-Purneftegaz» LLC

Ishmuratov T.A.¹, Islamov R.R.¹, Sharipova G.F.¹, Abdulmyanov A.R.¹, Khamidullina A.I.¹, Khisamov A.A.¹, Andreev A.E.², Opritov I.G.²

¹“RN-BashNIPneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia, ²“RN-Purneftegaz” LLC, Gubkinskiy, Russia
ishmuratovta@bnipi.rosneft.ru

Abstract

The paper shows that the correlations used in calculating reserves or forecasting oil and gas production volumes can be modified based on laboratory samples, which increases the accuracy of their PVT properties. This made it possible to identify “problematic” objects in which the gas content values were underestimated or the volume coefficients were overestimated, as well as to exclude from the selection program layers whose PVT properties coincided with the values determined by modified correlations.

Materials and methods

Materials: results of laboratory examination of deep samples.
Methods: calculation of PVT properties of the formation by author’s correlations, estimation of the average deviation of experimental data from calculated PVT properties of formations, optimization of correlation parameters by the Newton method based on laboratory sample data.

Keywords

PVT-properties, correlation, modified correlation, oil and gas, correlation applicability matrix

For citation

Ishmuratov T.A., Islamov R.R., Sharipova G.F., Abdulmyanov A.R., Khamidullina A.I., Khisamov A.A., Andreev A.E., Opritov I.G. Calculation of PVT-properties of reservoir fluids by modified correlations based on the results of laboratory studies of samples of oil, oil and gas and oil and gas condensate deposits in the territory of activity of “RN-Purneftegaz” LLC. Exposition Oil Gas, 2024, issue 2, P. 42–48. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-2-42-48

Received: 01.03.2024

Введение

Достоверное определение PVT-свойств флюидов является очень важным при подсчете запасов углеводородного сырья, а также при проектировании разработки месторождений и определении коэффициентов извлечения нефти, газа и конденсата.

Для оценки PVT-свойств пластовых флюидов проводят отбор и исследование проб. В ряде случаев, особенно в случае месторождений с большим этажом нефтегазоносности, большим количеством продуктивных пластов и залежей, отбор проб не всегда возможен. В таком случае зачастую свойства пластовых флюидов принимают по аналогам, т.е. по пробам одновозрастного пласта с близкими условиями залегания и с идентичным характером насыщения [1].

В том случае, когда PVT-свойства определяются на основе лабораторных исследований, полученные результаты вносятся в общую базу исследований. В эту базу попадают результаты исследования кондиционных и некондиционных проб. Кроме того, при внесении данных возможны ошибки случайного характера, например, при их копировании может быть не учтен перевод из одних единиц измерения в другие и т.д. Все это приводит к тому, что в базе лабораторных исследований могут оказаться некорректные данные [2, 3].

В связи с вышеперечисленными аспектами необходим инструмент, позволяющий не только определить некондиционные пробы и случайные ошибки, но и оценить достоверность выбора аналогов при определении PVT-свойств залежи или пласта, а также по результатам лабораторных исследований проб сформировать собственную корреляцию.

Модифицированные корреляции

Как правило, авторские корреляции, полученные разными исследователями, основываются на наборе данных, куда входит от 100 до 5 000 результатов лабораторных исследований проб [4]. Каждый автор при создании собственной корреляции определял свойства нефтяных флюидов определенного типа залежей или месторождений, например, Standing построил корреляцию для давления насыщения от газосодержания по данным 105 проб калифорнийской нефти, Labeledi — по данным 247 проб ливийской нефти и т.д. На текущий момент известно множество корреляций, которые описывают PVT-свойства различных нефтяных флюидов, от тяжелых до легких [4–10].

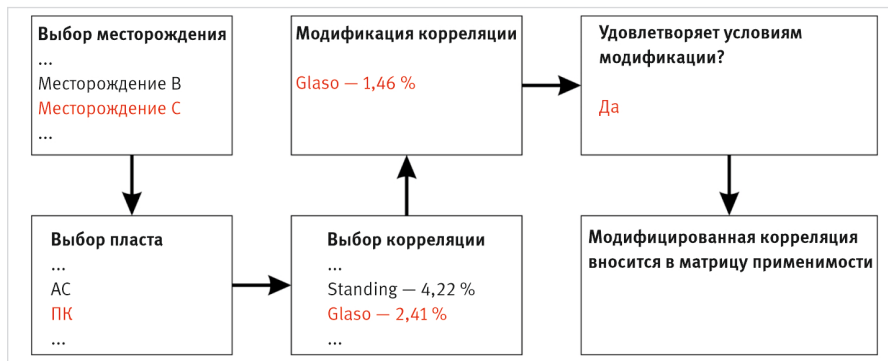


Рис. 1. Схема работы методики
Fig. 1. The scheme of the methodology

Для построения собственной корреляции по данным сравнительно небольшого количества проб можно прибегнуть к методике, которая предполагает выбор лучшей корреляции из списка известных с последующей модификацией ее параметров при наличии достаточного количества лабораторных исследований.

Основные этапы предлагаемого алгоритма модификации следующие.

1. По данным небольшого количества лабораторных проб подбирается авторская корреляция, которая дает максимальное согласование между расчетными значениями PVT-свойств и результатами лабораторных исследований.
2. У подобранной корреляции параметры варьируются таким образом, чтобы невязка между расчетными значениями PVT-свойств и результатами их лабораторных определений была минимальной. Данная задача относится к классу оптимизационных и может быть решена, например, методом Ньютона.

Полученные указанным выше образом корреляции назовем модифицированными. Их можно применять для исследуемого месторождения, чтобы определить PVT-свойства пласта не напрямую на основе данных аналога, а с учетом отличия пластового давления, температуры, плотности нефти и т.п. Сам процесс выглядит следующим образом:

- в ходе мероприятий по контролю за разработкой залежи определяются пластовое давление, пластовая температура, плотность дегазированной нефти. В случае разработки газонефтяной или нефтегазовой залежи можно принять, что давление насыщения нефти равно

начальному пластовому давлению.

- с помощью модифицированных корреляций на основе перечисленных исходных данных определяется значение того или иного PVT-свойства по разрабатываемому пласту и производится сравнение со значением, принятым по аналогу. Такое сравнение позволяет оценить то, насколько верно подобран аналог, и при необходимости запланировать отбор проб для уточнения PVT-свойств пласта, либо пересчитать PVT-свойства объекта-аналога на основе корреляции с учетом отличия пластового давления, температуры, плотности нефти и давления насыщения.

Модифицированные корреляции имеют свои границы применимости, отличающиеся от исходных. Они обусловлены свойствами проб и термобарическими условиями, при которых были получены результаты лабораторных исследований PVT-свойств, использованных в качестве основы для построения модифицированной корреляции по каждому PVT-свойству. Для того, чтобы принять модифицированную корреляцию по исследуемому пласту или группе пластов, необходимо выполнение следующих критериев:

- количество проб по исследуемому пласту или группе пластов должно превышать количество модифицируемых параметров корреляции как минимум в два-три раза;
- у модифицированной корреляции среднее отклонение между расчетным значением и результатом лабораторного определения должно быть существенно меньше, чем для оригинальной корреляции;
- модифицированная корреляция не должна противоречить основным

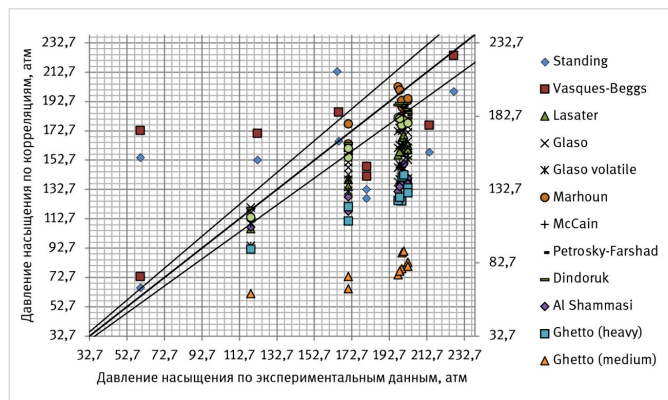


Рис. 2. Сравнение теоретических и экспериментальных значений давления насыщения
Fig. 2. Comparison of theoretical and experimental values of saturation pressure

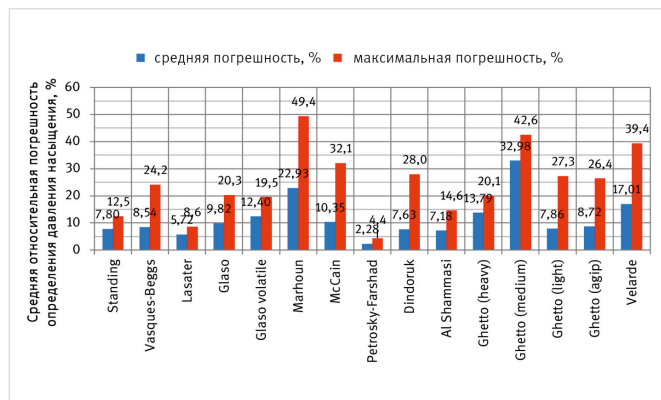


Рис. 3. Среднее отклонение экспериментальных значений давления насыщения от корреляционных
Fig. 3. The average deviation of the experimental values of saturation pressure from the correlation values

Табл. 1. Сопоставление исходных и уточненных параметров корреляции
 Tab. 1. Comparison of the initial and refined correlation parameters

Выборка	A	B	C	D	E	F	Ср. откл. от эксп. данных, %
Параметры автора	112,727	-0,8439	0,577421	-12,34	1,3911	1,541	2,28
Модифицированные параметры	9 235,416	-0,2106007	0,1127348	-1,700047	1,224433	1,203782	1,35

закономерностям между PVT-параметрами в рамках области их применимости. Например, функция давления насыщения от газосодержания должна быть возрастающей, объемный коэффициент должен снижаться по мере уменьшения газосодержания и при нулевом значении должен быть равен единице в стандартных условиях и т.п.

Если модифицированная корреляция удовлетворяет приведенным критериям, то она вносится в матрицу применимости корреляций — специальную форму, позволяющую определить, какая корреляция для исследуемого месторождения лучше всего описывает PVT-свойства пласта или залежи.

На рисунке 1 представлен принцип работы данной методики. Изначально выбирается месторождение, затем исследуемый пласт или группа схожих пластов, по которым имеются результаты лабораторного определения PVT-свойств. Далее по анализируемому PVT-свойству нефти рассчитываются теоретические значения по авторским корреляциям и выбирается та, которая дает максимальное согласование/рассогласование с лабораторными значениями. Следующим действием проводится модификация выбранной корреляции, и если она удовлетворяет необходимым критериям, то вносится в матрицу применимости корреляций.

Анализ результатов сравнения авторских и модифицированных корреляций

В рамках уточнения PVT-свойств пластовых флюидов для объектов, разрабатываемых ООО «РН Пурнефтегаз», был обработан большой набор результатов лабораторного определения PVT-свойств и определены наиболее подходящие корреляции для пластов или групп пластов по разрабатываемым месторождениям. Результаты подбора лучших корреляций среди известных авторских корреляций для пластов и групп пластов описаны в статье [11]. Ниже приведены результаты определения корреляций, модифицированных на основе выборки всех кондиционных проб рассматриваемых месторождений.

На рисунке 2 показаны результаты сравнения теоретического и экспериментального значения давления насыщения по различным корреляциям для месторождения М2 группы пластов БП, а на рисунке 3 — их среднее отклонение.

Наилучший результат показала корреляция Petrosky-Farshad, рассчитанная по формуле (1) [4]:

$$p_b = A [\gamma_g^B R_s^C 10^X + D], \quad (1)$$

$$X = 4,561 \cdot 10^{-5} T^E - 7,916 \cdot 10^{-4} \gamma_{API}^F,$$

где A, B, C, D, E, F — параметры корреляции; γ_g — относительная плотность газа в стандартных условиях; R_s — газосодержание при давлении насыщения, scf/scb; γ_{API} — относительная плотность нефти, API; T — пластовая температура, °F.

Найдены параметры (табл. 1), обеспечивающие большее согласование с результатами лабораторных исследований по сравнению с параметрами, предложенными автором корреляции.

Сравнение авторской корреляции с модифицированной представлено на рисунке 4. Как видно из рисунка, модифицированная корреляция лучше описывает давление насыщения по сравнению с корреляцией Petrosky-Farshad.

Полученная корреляция удовлетворяет сформулированным выше критериям, по которым она включена в матрицу применимости корреляций.

На рисунке 5 показаны результаты сравнения теоретического и экспериментального значения давления насыщения по различным корреляциям для месторождения М7 группы пластов АП, а на рисунке 6 — их среднее отклонение. Наилучший результат показала корреляция Marhoun, рассчитанная по формуле (2) [6]:

$$p_b = AR_s^B \gamma_g^C \gamma_o^D T^E, \quad (2)$$

где A, B, C, D, E — параметры корреляции, γ_o — относительная плотность дегазированной нефти, T — пластовая температура, °Ra.

Найдены параметры, обеспечивающие меньшее отклонение от результатов лабораторных исследований по сравнению с параметрами, предложенными автором корреляции (табл. 2).

Сравнение авторской корреляции с модифицированной представлено на рисунке 7. Как видно из рисунка, модифицированная корреляция лучше описывает давление

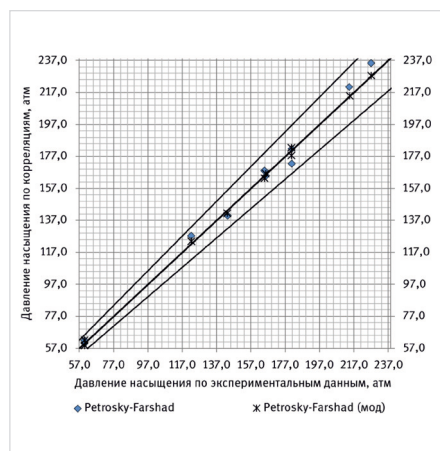


Рис. 4. Сравнение теоретических значений давления насыщения по авторской и модифицированной корреляции с экспериментальными значениями месторождения М2

Fig. 4. Comparison of theoretical values of saturation pressure according to the author's and modified correlation with experimental values of the M2 deposit

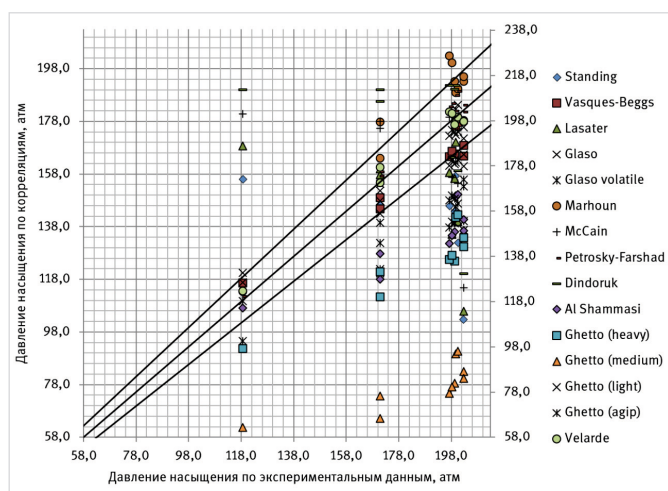


Рис. 5. Сравнение теоретических и экспериментальных значений давления насыщения

Fig. 5. Comparison of theoretical and experimental values of saturation pressure

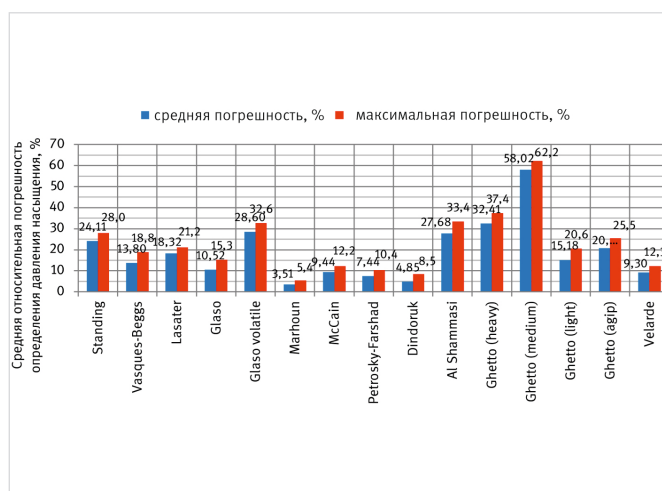


Рис. 6. Среднее отклонение экспериментальных значений давления насыщения от корреляционных

Fig. 6. The average deviation of the experimental values of saturation pressure from the correlation values

Табл. 2. Сопоставление исходных и уточненных параметров корреляции
 Tab. 2. Comparison of the initial and refined correlation parameters

Выборка	A	B	C	D	E	Ср. откл. от эксп. данных, %
Параметры автора	0,00538088	0,715082	-1,87784	3,1437	1,32657	3,51
Модифицированные параметры	0,01417537	0,88401624	-1,5711564	1,31976798	0,99810607	0,87

насыщения по сравнению с корреляцией Marhoun.

Таким образом, полученная корреляция удовлетворяет всем условиям ее применимости и включена в матрицу применимости корреляций. Аналогично рассматриваются и другие PVT-свойства, такие как объемный коэффициент и сжимаемость.

На рисунке 8 показаны результаты сравнения теоретического и экспериментального значений объемного коэффициента по различным корреляциям для месторождения M1 группы пластов БС, а на рисунке 9 — их среднее отклонение. Наилучший результат показала корреляция Petrosky-Farshad, рассчитанная по формуле (3) [4]:

$$B_{ob} = 1,0113 + A \left[R_s^B \frac{\gamma_g^C}{\gamma_o^D} + ET_F^E \right]^{3,0936}, \quad (3)$$

где A, B, C, D, E, F — параметры корреляции.

Найдены параметры, обеспечивающие большее согласование с результатами лабораторных исследований по сравнению с параметрами, предложенными автором корреляции (табл. 3).

Сравнение авторской корреляции с модифицированной представлено на рисунке 10. Как видно из рисунка, модифицированная корреляция лучше описывает давление насыщения по сравнению с исходной корреляцией Petrosky-Farshad.

На рисунке 11 показаны результаты сравнения теоретического и экспериментального значения коэффициента сжимаемости по различным корреляциям для месторождения M2 группы пластов БП, а на рисунке 12 — их среднее отклонение. Наилучший результат показала корреляция Marhoun, рассчитанная по формуле (4) [6]:

$$\ln c_o = A + \frac{B}{\gamma_{ob}} + C \frac{(p - p_b)}{\gamma_{ob}^3} + \frac{D}{T}, \quad (4)$$

где A, B, C, D — параметры корреляции, γ_{ob} — относительная плотность газа, полученная при разгазировании насыщенной нефти, T — пластовая температура, °Ra.

Найдены параметры, обеспечивающие меньшее отклонение от результатов лабораторных исследований по сравнению с параметрами, предложенными автором корреляции (табл. 4).

Сравнение авторской корреляции с модифицированной представлено на рисунке 13. Как видно из рисунка, модифицированная корреляция лучше описывает давление насыщения по сравнению с корреляцией Marhoun.

Итоги

После рассмотрения всех пластов обновленные данные были внесены в матрицу применимости корреляций (табл. 5).

По результатам выполненных работ из 87 корреляций 21 являются модифицированными (табл. 5). Небольшое количество модифицированных корреляций связано в основном с невыполнением первого условия — наличия необходимого количества проб по пласту. Для большинства пластов имеются результаты исследований от четырех до восьми проб, поэтому для них подбирается лучшая авторская корреляция.

С использованием матрицы применимости корреляций определены «проблемные» объекты, где изначально было либо занижено газосодержание, либо завышен объемный коэффициент. Как оказалось, расхождения были обусловлены тем, что PVT-свойства принимались по месторождениям-аналогам. Если отклонение между принятым по аналогу и рассчитанным по корреляции значением PVT-свойства составляло более 10% по рассматриваемым пластам, эти пласты включались в план отбора проб.

Также было выявлено, что по некоторым пластам, из которых проводился отбор проб, полученные в лаборатории PVT-свойства совпали со значениями, определенными по корреляциям из матрицы применимости. Таким образом, часть объектов можно исключить из программы отбора и перераспределить затраты на лабораторные исследования и отбор проб в пользу объектов с более высокой неопределенностью PVT-свойств.

Выводы

В работе описана методика оценки PVT-свойств пластовых флюидов с применением авторских корреляций и возможностью их модификации в условиях минимального количества набора данных. Обсуждаемая в статье методика снимает большинство вопросов и в плане неоднозначности состояния флюидов, и в плане оценки запасов, а также может быть применена при подсчете запасов, составлении технических проектов разработки месторождений и интерпретации гидродинамических исследований скважин. Все исследованные корреляции были внедрены для дальнейшего использования в корпоративные программные продукты «РН-ВЕГА» и «РН-КИН». В дальнейшем в них также планируется интеграция алгоритмов автовыбора и автомодификации корреляций.

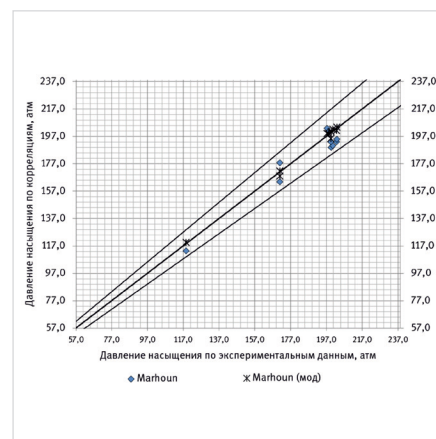


Рис. 7. Сравнение теоретических значений давления насыщения по авторской и модифицированной корреляции с экспериментальными значениями месторождения M7
 Fig. 7. Comparison of theoretical values of saturation pressure according to the author's and modified correlation with experimental values of the M7 deposit

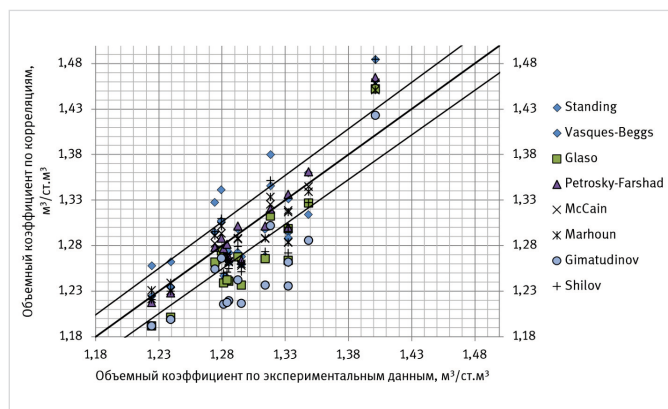


Рис. 8. Сравнение теоретических и экспериментальных значений объемного коэффициента
 Fig. 8. Comparison of theoretical and experimental values of the volume coefficient

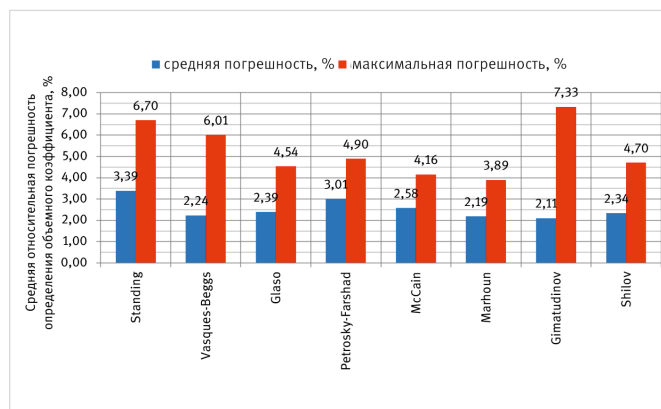


Рис. 9. Среднее отклонение экспериментальных значений объемного коэффициента от корреляционных
 Fig. 9. The average deviation of the experimental values of the volume coefficient from the correlation ones

Литература

1. Вологин И.С., Исламов Р.Р., Нигматуллин Ф.Н., Харисова А.В., Лознюк О. А. Методика выбора объекта-аналога для нефтегазовой залежи по геолого-физическим характеристикам // Нефтяное хозяйство. 2019. № 12. С. 124–127.
2. Иванов Е.Н., Росляк А.Т. Выбор и оценка эффективности методов увеличения нефтеотдачи для месторождений Западной Сибири // Георесурсы. 2012. № 6. С. 89–90.
3. Хафизов Ф.З. Анализ запасов нефти. Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. 360 с.
4. McCain W.D., Spivey J.P., Lenn C.P. Petroleum reservoir property correlations. Tulsa: PennWell, 2011, 219 p. (In Eng).
5. Larry W.L., John R.F. Petroleum engineering handbook. Ebooks Chemical Engineering, 2006, 864 p. (In Eng).
6. Al-Marhoun M.A. Evaluation of empirically derived PVT properties for Middle East crude oils. Journal of petroleum science and engineering, 2004, Vol. 42, issues 2–4, P. 209–221. (In Eng).
7. Lee S.T., Chien M.C.H. A new multicomponent surface tension correlation based on scaling theory. SPE Enhanced Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, April 1984, SPE-12643-MS. (In Eng).
8. Yarbrough L., Hall K.R. How to solve equations of state for Z-factors. Oil and Gas Journal, Vol. 72, issue 7, 1974, P. 86–88. (In Eng).
9. Sutton R.P. Fundamental PVT calculations

Табл. 3. Сопоставление исходных и уточненных параметров корреляции
Tab. 3. Comparison of initial and refined correlation parameters

Выборка	A	B	C	D	E	F	Ср. откл. от эксп. данных, %
Параметры автора	0,000072046	0,3738	0,2914	0,6265	0,2462	0,5371	1,12
Модифицированные параметры	0,001253509	0,2750484	0,3056597	-0,8205861	1,603112	-0,0435926	0,45

Табл. 4. Сопоставление исходных и уточненных параметров корреляции
Tab. 4. Comparison of initial and refined correlation parameters

Выборка	A	B	C	D	Ср. откл. от эксп. данных, %
Параметры автора	-14,1042	2,7314	-5,60605E-05	-580,8778	10,12
Модифицированные параметры	-17,02278439	-0,164832763	-0,000122394	3883,069829	4,92

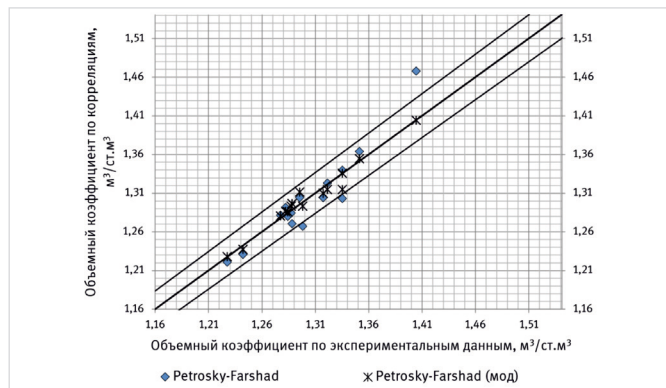


Рис. 10. Сравнение теоретических значений объемного коэффициента по авторской и модифицированной корреляции с экспериментальными значениями месторождения M1
Fig. 10. Comparison of the theoretical values of the volume coefficient according to the author's and modified correlation with the experimental values of the M1 deposit

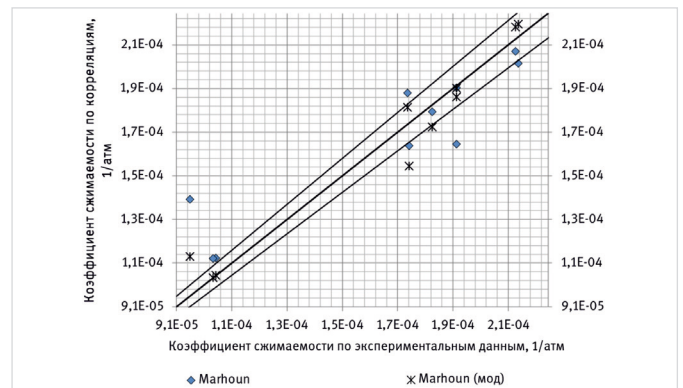


Рис. 13. Сравнение теоретических значений давления насыщения по авторской и модифицированной корреляции с экспериментальными значениями месторождения M2
Fig. 13. Comparison of theoretical values of saturation pressure according to the author's and modified correlation with experimental values of the M2 deposit

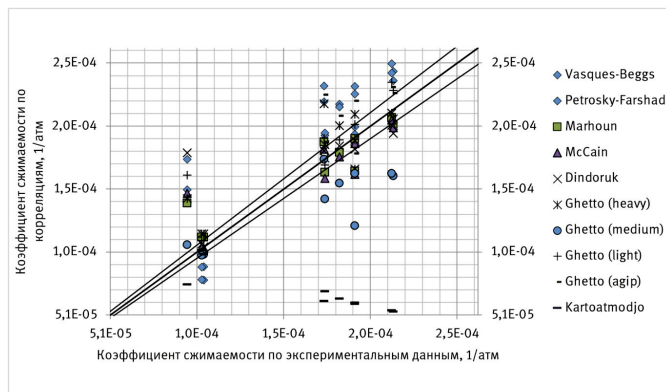


Рис. 11. Сравнение теоретических и экспериментальных значений коэффициента сжимаемости
Fig. 11. Comparison of theoretical and experimental values of the compressibility factor

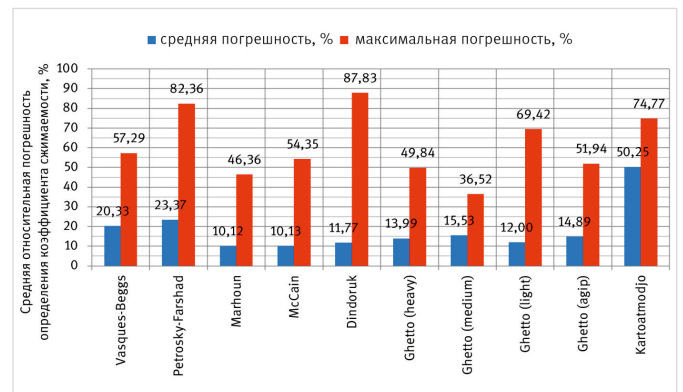


Рис. 12. Среднее отклонение экспериментальных значений коэффициента сжимаемости от корреляционных
Fig. 12. The average deviation of the experimental values of the compressibility coefficient from the correlation values

- for associated and gas/condensate natural gas systems. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, October 2005, SPE-97099-MS. (In Eng).
10. Al-Shammasi A.A. A review of bubblepoint pressure and oil formation volume factor correlations. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2001, Vol. 4, issue 2, P. 146–160. (In Eng).
11. Ишмуратов Т.А., Хамидуллина А.И., Исламов Р.Р. и др. Совершенствование подходов к расчету PVT-свойств

- пластовых флюидов нефтегазовых, нефтегазоконденсатных и газоконденсатных залежей месторождений на территории деятельности ООО «РН-Пурнефтегаз» // Нефтяное хозяйство. 2021. № 12. С. 92–96.
12. Хабибуллин Р.А., Хасанов М.М., Одегов А.И. и др. Анализ корреляционных моделей Black Oil для оценки PVT-свойств // Российская нефтегазовая технологическая конференция SPE,

- Москва, Россия, октябрь 2015 г. SPE-176596-MS.
13. Хабибуллин Р.А., Хасанов М.М., Брусиловский А.И. Новый подход к выбору корреляций для оценки PVT-свойств пластовых нефтей // Российская техническая конференция и выставка по разведке и добыче нефти и газа SPE, Москва, Россия, октябрь 2014 г. SPE-171241-MS.

Табл. 5. Матрица применимости корреляций для месторождений ООО «РН-Пурнефтегаз»
Tab. 5. Matrix of applicability of correlations for the fields of “RN-Purneftegaz” LLC

Место-рождение	Пласт (группа пластов)	Давление насыщения		Коэффициент сжимаемости		Объемный коэффициент	
		Корреляция	Среднее отклонение	Корреляция	Среднее отклонение	Корреляция	Среднее отклонение
M1	ПК	Ghetto (light)	3,0	Ghetto (light)	20,0	Standing	1,1
M1	АС	Ghetto (light)	1,8	Dindoruk	30,0	Glaso	0,7
M1	БС	Vasques-Beggs	2,1	Dindoruk	23,0	Petrosky-Farshad (мод)	0,5
M2	АП	Ghetto (agip)	2,4	Ghetto (light)	13,0	Glaso (мод)	0,1
M2	БП	Petrosky-Farshad (мод)	1,4	Marhoun (мод)	5,0	Marhoun	2,3
M2	Ю	Ghetto (heavy)	2,7	Ghetto (medium) (мод)	5,3	Glaso	1,6
M3	ПК	McCain	12,0	Dindoruk	34,0	Standing	0,6
M3	БП	Dindoruk	3,3	Petrosky-Farshad	7,7	Marhoun	2,2
M3	Ю	Dindoruk	10,0	Ghetto (agip)	2,5	Glaso	1,6
M4	ПК	Ghetto (heavy)	3,1	Dindoruk	6,6	Marhoun	0,6
M4	АП	McCain (мод)	3,1	Ghetto (medium) (мод)	0,6	Petrosky-Farshad	0,5
M4	БП	Ghetto (agip) (мод)	2,1	Petrosky-Farshad	14,0	Marhoun	0,9
M5	ПК	Ghetto (heavy)	3,1	Dindoruk	6,6	Marhoun	0,6
M5	АП	McCain (мод)	3,1	Ghetto (medium) (мод)	0,6	Petrosky-Farshad	0,5
M5	БП	Ghetto (agip) (мод)	2,1	Petrosky-Farshad	14,0	Marhoun	0,9
M6	БС	Dindoruk	3,0	Dindoruk	19,0	Glaso (мод)	0,6
M7	АП	Marhoun (мод)	0,9	Ghetto (heavy)	6,4	Glaso (мод)	0,1
M7	БП	Glaso volatile	3,2	Ghetto (agip)	14,0	Glaso (мод)	1,5
M7	Ач	Petrosky-Farshad	2,5	Dindoruk	1,0	Glaso	2,2
M7	Ю	Glaso	2,5	Vasques-Beggs	11,0	Vasques-Beggs	0,6
M8	АП	Marhoun (мод)	0,9	Ghetto (heavy)	6,4	Glaso (мод)	0,1
M8	БП	Glaso volatile	3,2	Ghetto (agip)	14,0	Glaso	2,4
M8	Ач	Petrosky-Farshad	2,5	Dindrouk	1,0	Glaso	2,2
M8	Ю	Glaso	2,5	Vasques-Beggs	11,0	Vasques-Beggs	0,6
M9	АП	Marhoun (мод)	0,9	Ghetto (heavy)	6,4	Glaso (мод)	0,1
M9	БП	Glaso volatile	3,2	Ghetto (agip)	14,0	Glaso	2,4
M9	Ач	Petrosky-Farshad	2,5	Dindrouk	1,0	Glaso	2,2
M9	Ю	Glaso	2,5	Vasques-Beggs	11,0	Vasques-Beggs	0,6
M10	БП	Ghetto (light) (мод)	0,7	McCain (мод)	2,5	Vasques-Beggs	1,3

Results

After reviewing all the layers, the updated data were entered into the correlation applicability matrix (tab. 5).

According to the results of the work performed, 21 out of 87 correlations are modified (tab. 5). The small number of modified correlations is mainly due to the failure to fulfill the first condition – the availability of the required number of samples in the reservoir. For most formations, there are research results from four to eight samples, so the best author's correlation is selected for them.

Using the correlation applicability matrix, “problematic” objects were identified, where initially either the gas content was underestimated or the volume coefficient was overestimated. As it turned out, the discrepancies were due to the fact that PVT properties were accepted for analog deposits. If the deviation between the value of the PVT property taken by analogy and calculated by correlation was more than 10 % for the layers under consideration, these layers were included in the sampling plan.

It was also revealed that for some layers from which sampling was carried out, the PVT properties obtained in the laboratory coincided with the

values determined by correlations from the applicability matrix. Thus, some objects can be excluded from the sampling program and the costs of laboratory research and sampling can be redistributed in favor of objects with higher uncertainty of PVT properties.

Conclusions

The paper describes a method for evaluating PVT properties of reservoir fluids using author's correlations and the possibility of their modification under conditions of a minimum number of data sets. The technique discussed in the article removes most of the issues both in terms of the ambiguity of the state of fluids and in terms of estimating reserves, and can also be used in calculating reserves, drawing up technical projects for field development and interpreting hydrodynamic studies of wells.

All the studied correlations were implemented for further use in the corporate software products “RN-VEGA” and “RN-KIN”. In the future, they also plan to integrate algorithms for auto-selection and auto-modification of correlations.

References

- Vologin I.S., Islamov R.R., Nigmatullin F.N., Harisova A.V., Loznyuk O.A. Methodology for selecting an analogous object for oil and gas reservoirs to geological and physical characteristics. Oil industry, 2019, issue 12, P. 124–127. (In Russ).
- Ivanov E.N., Roslyak A.T. The selection and evaluation of enhanced oil recovery methods effectiveness for oil fields in the Western Siberia. Georesources, 2012, issue 6, P. 89–90. (In Russ).
- Khafizov F.Z. Analysis of oil reserves. Tyumen: TSOGU, 2015, 360 p. (In Russ).
- McCain W.D., Spivey J.P., Lenn C.P. Petroleum reservoir property correlations. Tulsa: PennWell, 2011, 219 p. (In Eng).
- Larry W.L., John R.F. Petroleum engineering handbook. Ebooks Chemical Engineering, 2006, 864 p. (In Eng).
- Al-Marhoun M.A. Evaluation of empirically derived PVT properties for Middle East crude oils. Journal of petroleum science and engineering, 2004, Vol. 42, issues 2–4, P. 209–221. (In Eng).
- Lee S.T., Chien M.C.H. A new multicomponent surface tension correlation based on scaling theory. SPE Enhanced Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, April 1984, SPE-12643-MS. (In Eng).
- Yarborough L., Hall K.R. How to solve equations of state for Z-factors. Oil and Gas Journal, Vol. 72, issue 7, 1974, P. 86–88. (In Eng).
- Sutton R.P. Fundamental PVT calculations for associated and gas/condensate natural gas systems. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, October 2005, SPE-97099-MS. (In Eng).
- Al-Shammasi A.A. A review of bubblepoint pressure and oil formation volume factor correlations. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2001, Vol. 4, issue 2, P. 146–160. (In Eng).
- Ishmuratov T.A., Khamidullina A.I., Islamov R.R. et al. Improvement of approaches for calculating the PVT properties of reservoir fluids of oil and gas, oil-gas-condensate and gas-condensate deposits on the territory of the activity of RN-Purneftegaz LLC. Oil industry, 2021, issue 12. P. 92–96. (In Russ).
- Khabibullin R.A., Khasanov M.M., Odegov A.I. et al. Analysis of black oil correlation models for evaluating PVT properties. SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, October 2015, SPE-176596-MS. (In Russ).
- Khabibullin R.A., Khasanov M.M., Brusilovsky A.I. A new approach to choosing correlations for evaluating PVT properties of reservoir oils. SPE Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition, Moscow, Russia, October 2014, SPE-171241-MS. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Ишмуратов Тимур Ахмадеевич, к.ф.-м.н., главный специалист отдела гидродинамического моделирования, ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»», Уфа, Россия
Для контактов: ishmuratovta@bnipi.rosneft.ru

Исламов Ринат Робертович, к.ф.-м.н., начальник отдела сопровождения разработки нефтегазовых залежей ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»», Уфа, Россия

Шарипова Гузель Флюровна, ведущий специалист сектора ГДМ нефтяных месторождений ЗС НГП, ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»», Уфа, Россия

Абдульмянов Айдар Расимович, ведущий специалист сектора ГДМ нефтяных месторождений ЗС НГП, ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»», Уфа, Россия

Хамидуллина Айгуль Ильшатовна, старший специалист сектора геолого-гидродинамического моделирования и подбора кандидатов (СН-МНГ), ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»», Уфа, Россия

Хисамов Артур Альфирович, к.ф.-м.н., начальник отдела гидрогеологии и проектирования водозаборов, ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»», Уфа, Россия

Андреев Алексей Егорович, заместитель генерального директора, главный геолог, ООО «РН-Пурнефтегаз», Губкинский, Россия

Оприлов Иван Геннадьевич, начальник управления по разработке месторождений, ООО «РН-Пурнефтегаз», Губкинский, Россия

Ishmuratov Timur Akhmadeevich, ph.d. of physico-mathematical sciences, chief specialist of the hydrodynamic modeling department, “RN-BashNIPneft” LLC, Ufa, Russia
Corresponding author: ishmuratovta@bnipi.rosneft.ru

Islamov Rinat Robertovich, ph.d. of physico-mathematical sciences, head of the department of support for the development of oil and gas deposits, “RN-BashNIPneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

Sharipova Guzel Flurovna, leading specialist in the GDM sector of oil fields of ZS NGP, “RN-BashNIPneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

Abdulmyanov Aidar Rasimovich, leading specialist in the GDM sector of oil fields of ZS NGP, “RN-BashNIPneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

Khamidullina Aigul Ilshatovna, senior specialist in the sector of geological and hydrodynamic modeling and candidate selection (CH-MNG), “RN-BashNIPneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

Khisamov Artur Alfirovich, ph.d. of physico-mathematical sciences, head of the department of hydrogeology and design of water intakes, “RN-BashNIPneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

Andreev Alexey Egorovich, deputy general director, chief geologist, “RN-Purneftegaz” LLC, Gubkinskiy, Russia

Opritov Ivan Gennadievich, head of the field development department, “RN-Purneftegaz” LLC, Gubkinskiy, Russia