УДК 622.276:552.578
М.В. Гагина*[1]*, e-mail: GaginaMV@ufanipi.ru

[1] ООО «РН-УфаНИПИнефть» (Уфа, Республика Башкортостан, Россия).

Комплексный методический подход к оценке свойств пластовой нефти нефтегазоконденсатных месторождений

Описано применение алгоритма комплексной оценки PVT-свойств пластовых флюидов для залежей с газовой шапкой, приведен пример использования методики анализа экспериментальных данных и оценки PVT-свойств пластовых флюидов для месторождений с газовой шапкой при подсчете запасов углеводородов нефтегазоконденсатного месторождения.

Отбор глубинных проб пластовых флюидов на Н-ском месторождении с газовой шапкой значительно затруднен вследствие насыщенности пластовой нефти газом, так как процесс отбора пробы создает дополнительную депрессию на насыщенный пласт, что ведет либо к непременному разгазированию нефти в случае снижения пластового давления, либо к донасыщению нефти газом газовой шапки в случае его повышения. Таким образом, из-за невозможности произвести отбор глубинных проб ставится задача установить PVT-свойства пластовых флюидов расчетным путем, описанным в [1].

Комплексный методический подход к оценке свойств пластовой нефти месторождений с газовыми шапками реализован в виде следующего алгоритма: 1) оценка представительности исследований глубинных проб; 2) выделение группы нефтей на основании свойств разгазированного флюида; 3) расчет и выбор наиболее подходящих трендов разгазирования; 4) восстановление свойств по методике [1].

Таким образом, получен состав нового насыщенного флюида, соответствующий восстановленному составу пластовой нефти. Он представляют собой некую гипотетическую пробу, характеризующую насыщенную пластовую нефть Н-ского месторождения.

Подбор корректных свойств пластовых флюидов позволил выбрать оптимальную стратегию выработки запасов нефти Н-ского месторождения.

Ключевые слова: PVT-свойства пластовых флюидов, глубинная проба, месторождение с газовой шапкой, восстановление свойств пластовой нефти.

M.V. Gagina*[1]*, e-mail: GaginaMV@ufanipi.ru

[1] RN-UfaNIPIneft LLC (Ufa, the Republic of Bashkortostan, Russia)

Complex Methodical Approach to Assessment of Oil Properties for Oil-Gas Condensate Reservoirs

The article describes the use of a comprehensive assessment algorithm of PVT-properties of reservoir fluids for deposits with a gas cap and illustrates an example of using an experimental data analysis method and assessment of PVT-properties of reservoir fluids for fields with a gas cap when calculating the hydrocarbon reserve of an oil and gas condensate field.

The downhole sampling of reservoir fluids at an N-field with a gas cap is greatly hampered by the saturation of reservoir oil with gas since the sampling process creates additional depression into the saturated reservoir which leads either to the automatic degassing of oil caused by a reservoir pressure decrease, or to the resaturation of oil with gas of a gas cap in case of its increase. Therefore, since it is impossible to perform downhole sampling, the goal is to establish PVT-properties of reservoir fluids with the use of the calculation method described in [1].

The comprehensive methodical approach to the assessment of reservoir oil properties of fields with gas caps is implemented in the form of the following algorithm: 1) Assessment of the representativity of downhole sampling research; 2) Establishment of oil groups on the basis of the properties of a degassed fluid; 3) Calculation and sampling of the most suitable degassing trends; 4) Properties rejuvenation according to the method [1].

Therefore we obtained the composition of a new saturated fluid which corresponds to the rejuvenated composition of reservoir oil. It represents a certain hypothetical sample which characterizes saturated reservoir oil of the N-field. The selection of correct peculiarities of reservoir fluids allows selecting the best strategy for oil reserve production at the N-field.

Keywords: PVT-properties of fluids, deep test, oilfield with a gas cap, properties restoration of reservoir oil.

Результаты исследований свойств пластовой нефти входят в комплекс исходных данных, составляющих основу проведения корректной оценки запасов, а также проектирования и регулирования процесса разработки месторождений углеводородов. Решение многообразных задач в этом направлении в большой степени зависит от своевременной, объективной и наиболее точной информации о свойствах пластовых флюидов.

Корректная экспериментальная оценка физико-химических свойств пластовых нефтей для залежей с газовыми шапками затруднена по причине максимальной насыщенности пластового флюида растворенным газом на глубине газонефтяного контакта (ГНК).

Создание депрессии на пласт, необходимой для получения притока, не дает возможности отобрать представительную глубинную пробу с давлением насыщения нефти, равным начальному пластовому давлению на уровне газонефтяного контакта, что соответствует условию равновесия в залежи нефти с газовой шапкой.

Отмеченные особенности подтверждаются анализом публикаций ряда отечественных и зарубежных авторов [2–8]. Как показывает практика, даже применение дорогостоящих пробоотборников (например, MDT компании Schlumberger), позволяющих контролировать глубину отбора, депрессию на пласт в ходе отбора пробы пластовой нефти, а также фазовое состояние флюида, поступающего в пробоотборную камеру, в большинстве случаев не позволяет отобрать представительную пробу пластовой нефти. Исследования показывают, что на разных депрессиях на пласт получаются разные результаты исследований свойств пластовых флюидов [1].

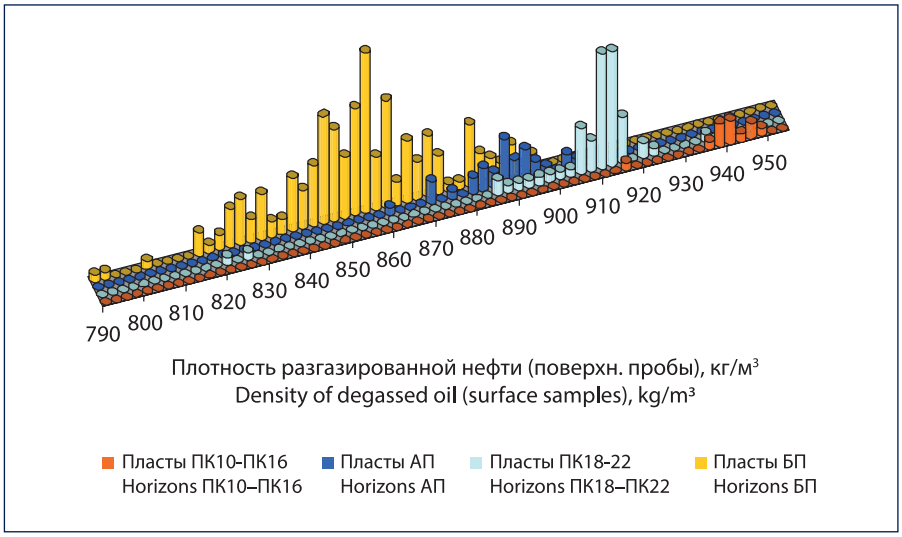


Рис. 1. Частотная гистограмма распределения плотности разгазированной нефти по данным исследования поверхностных проб Н-ского месторождения с выделением четырех групп нефтей
Fig. 1. Frequency histogram of the density distribution of degassed oil according to the research data of surface samples of the N-field with the separation into four oil groups

В случае когда отбор представительных глубинных или рекомбинированных проб пластовой нефти на месторождении затруднен, использование защищенной на экспертно-техническом совете ФБУ «Государственная комиссия по запасам» [1] методики анализа экспериментальных данных и оценки PVT-свойств пластовых флюидов месторождений с газовой шапкой (Е.И. Сергеев, 2012 г.), может способствовать повышению достоверности оценки свойств флюидов.

В данной работе приведены пример PVT-анализа свойств пластовых флюидов для Н-ского нефтегазоконденсатного месторождения с привлечением методики [1], а также пример подбора корреляционных зависимостей для анализа тренда разгазирования. Анализ проводился в целях обоснования подсчетных параметров в рамках работ по пересчету запасов месторождения.

АЛГОРИТМ ПРОВЕДЕНИЯ PVT-АНАЛИЗА

Методика оценки опробована впервые в данной работе. Автор статьи внес некоторые коррективы (также впервые примененные в данной работе) в алгоритм реализации методики, позволяющие проверить сходимость расчетных значений физико-химических свойств с известными корреляциями [12], а также получить подтверждение тренда кривой разгазирования по всему числу условно представительных проб разгазированием полученной насыщенной рекомбинированной пробы.

Ссылка для цитирования (for citation):
Гагина М.В. Комплексный методический подход к оценке свойств пластовой нефти нефтегазоконденсатных месторождений // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2017. № 7–8. С. 100–105.
Gagina M.V. Complex Methodical Approach to Assessment of Oil Properties for Oil-Gas Condensate Reservoirs (In Russ.). Territorija «NEFTEGAZ» = Oil and Gas Territory, 2017, No. 7–8, P. 100–105.

Таблица 1. Сравнение значений PVT-параметров, полученных по корреляционным зависимостям, и средних значений результатов исследования глубинных проб (однократное разгазирование)
Table 1. Comparing the values of PVT-parameters obtained by correlation dependences, and the mean values of the downhole sampling research results (a one-time degassing) and rejuvenated properties

Наименование Name	Среднее по пробам* Sampling mean*	Корреляции** Correlation**	Относительное отклонение, % Relative deviation, %
Группа пластов $БП_6$** Strata group $БП_6$**			
Пластовое давление, МПа Reservoir pressure, MPa	22,9	22,9	–
Пластовая температура, °С Reservoir temperatura, °C	69,4	69,4	–
Давление насыщения газом, МПа Gas saturation pressure, MPa	12,8	12,8	0
Газосодержание, $м^3/т$ Gas content, m^3/t	110,4	109,7	(0,62)
Плотность нефти в условиях пласта, $кг/м^3$ Oil density in situ, kg/m^3	743,4	737,3	(0,82)
Вязкость пластовой нефти, мПа·с Reservoir oil density, mPas	1,78	–	–
Коэффициент объемной упругости, $1/МПа \cdot 10^{-4}$ Cubic elasticity coefficient, $1/MPa\ 10^{-4}$	15,3	14,9	(2,66)
Объемный коэффициент, доли ед. Volumetric coefficient, fr. unit	1,275	1,282	0,56
Плотность нефтяного газа Petroleum gas density	1,088	1,050	(3,52)
Плотность разгазированной нефти Degassed oil density	847,7	847,7	0

** В расчете среднего для пластов $БП_6$ участвовали пробы, давление насыщения которых составляет не более 80 % от начального пластового давления.*

*** Расчет по корреляциям McCain (1991).*

** In the calculation of the mean value for $БП_6$ strata, we selected samples whose saturation pressure does not exceed 80 % from the initial reservoir pressure.*

*** Calculations by McCain correlations (1991).*



Рис. 2. Алгоритм донасыщения пластовой нефти
Fig. 2. Reservoir oil resaturation algorithm

Алгоритм PVT-анализа сводится к следующей последовательности.

1. Оценка представительности исследований.

По результатам исследований свойств нефтей произведена оценка кондиционности глубинных проб нефти. По итогам оценки исследований на представительность было отбраковано 167 (51 %) глубинных проб (согласно критериям ОСТ 153-39.2-048-2003 [9], в котором перечислены основные условия кондиционности проб).

2. Выделение основных типов нефти, основанное на близости свойств разгазированного флюида.

В целях выделения основных типов нефти в пределах месторождения были построены частотные гистограммы плотности разгазированной нефти и нефтяного газа, полученные по данным исследования поверхностных и глубинных проб нефти. По значениям плотности сепарированной нефти (по результатам дифференциального разгазирования) выделено четыре группы нефтей (рис. 1):

- тяжелые нефти пластов $ПК_{10}^3$ – $ПК_{16}$ плотностью 930–950 $кг/м^3$;
- тяжелые нефти пластов $ПК_{18}^1$ – $ПК_{22}^1$ плотностью 900–920 $кг/м^3$;
- нефти пластов АП плотностью 860–900 $кг/м^3$;
- средние нефти пластов БП плотностью 815–870 $кг/м^3$.

Дальнейшая оценка PVT-свойств нефтей проводилась в соответствии с приведенным делением.

3. Подбор трендов по корреляциям для выбора тренда разгазирования. Проведение исследования в каждой группе нефтей, с минимальными отклонениями от кривой разгазирования.

Задача подбора трендов разгазирования, включающих максимальное количество кондиционных исследований, пригодных для построения адекватных моделей, решалась путем подбора известных корреляционных зависимостей [7]. Предполагалось, что вид и форма гипотетической кривой разгазирования соответствуют определенным корреля-

Таблица 2. Сравнение значений PVT-параметров, полученных по корреляционным зависимостям, средних значений результатов исследования глубинных проб (однократное разгазирование) и восстановленных свойств

Table 2. Comparing the values of PVT-parameters obtained by correlation dependences, and the mean values of the downhole sampling research results (a one-time degassing)

Наименование Name	Среднее по пробам* Sampling mean*	Корреляции** Correlation**	Восстановленные свойства*** Rejuvenated properties***
Группа пластов $БП_6$** Strata group $БП_6$**			
Пластовое давление, МПа Reservoir pressure, MPa	22,9	22,9	22,9
Пластовая температура, °С Reservoir temperatura, °С	69,4	69,4	69,4
Давление насыщения газом, МПа Gas saturation pressure, MPa	12,8	12,8	22,8
Газосодержание, $м^3/т$ Gas content, m^3/t	110,4	109,7	192,2
Плотность нефти в условиях пласта, $кг/м^3$ Oil density in situ, kg/m^3	743,4	737,3	694,8
Вязкость пластовой нефти, мПа·с Reservoir oil density, MPas	1,78	–	1,60
Коэффициент объемной упругости, $1/МПа \cdot 10^{-4}$ Cubic elasticity coefficient, $1/mPa\ 10^{-4}$	15,3	14,9	–
Объемный коэффициент, доли ед. Volumetric coefficient, fr. unit	1,275	1,282	1,465
Плотность нефтяного газа Petroleum gas density	1,088	1,050	0,986
Плотность разгазированной нефти Degassed oil density	847,7	847,7	856,3

** В расчете среднего значения для пластов $БП_6$ участвовали пробы, давление насыщения которых составляет не более 80 % от начального пластового давления.*

*** Расчет по корреляциям McCain (1991).*

**** Данные, полученные по модели флюида.*

** In the calculation of the mean value for $БП_6$ strata, we selected samples whose saturation pressure does not exceed 80 % from the initial reservoir pressure.*

*** Calculations by McCain correlations (1991).*

**** Data obtained by the fluid model.*

ционным зависимостям, полученным авторами корреляций по большому количеству исследований пластовых нефтей.

С имеющимися экспериментальными данными флюидов Н-ского месторождения сопоставлялась совокупность трех корреляций данных, полученных разными авторами, – для давления насыщения, объемного коэффициента и сжимаемости пластовой нефти. Предполагалось, что согласованность корреляций с имеющимися экспериментальными данными означает, что нефти, по результатам исследований которых были построены корреляции, могут быть привлечены в качестве аналогов исследуемых нефтей. Причем под аналогичностью в данном случае понимается не столько идентичность конкретных физико-химических свойств, сколько единый характер связи между этими свойствами, изменение которых в ходе разгазирования обусловливает кривую разгазирования.

Подбор корреляционных зависимостей осуществлялся путем сравнения значений свойств нефти, полученных арифметическим усреднением по условно-представительным глубинным пробам, со значениями, рассчитанными или задействованными в расчете по уравнениям корреляций.

В качестве критерия удовлетворительной согласованности совокупности корреляций с экспериментальными данными использовали значения допустимых отклонений между результатами исследования дублирующих проб, указанных в [9].

Исследование с минимальными отклонениями от кривой разгазирования – это исследование, позволяющее наиболее достоверно характеризовать каждый из типов нефти, пригодный для построения моделей флюидов на основе уравнения состояния (УС).

Для нефти пласта $БП_6$ Н-ского месторождения в качестве реперной выбрана проба из скв. 3206, расположенная наиболее близко к линии равенства давления насыщения и пластового давления на уровне ГНК. При этом выбранная проба удовлетворяет следующим критериям:

- проба признана кондиционной;
- проба имеет полный набор экспериментально определенных зависимостей свойств нефти от давления;
- определен компонентный состав пластовой нефти, необходимый для работы с применением аппарата УС.

Компонентный состав пластовой нефти, а также весь набор экспериментальных данных, соответствующий выбранной пробе, используются для настройки параметров УС, позволяющей максимально точно описать свойства выбранной пробы нефти. При этом полученная модель, как правило, соответствует частично разгазированной пластовой нефти.

В табл. 1 приводится сравнение значений свойств нефти, определенных с использованием выбранной совокупности корреляций, средних значений по условно-представительным глубинным пробам, а также сравнение свойств, полученных по восстановленной модели флюида.

Расчеты показали, что результаты исследования нефти скв. 3206 группы пластов $БП_6$ лучше всего согласуются с корреляциями McCain (1991) [12]. Эта проба использована в качестве опорной для восстановления свойств пластовой нефти.

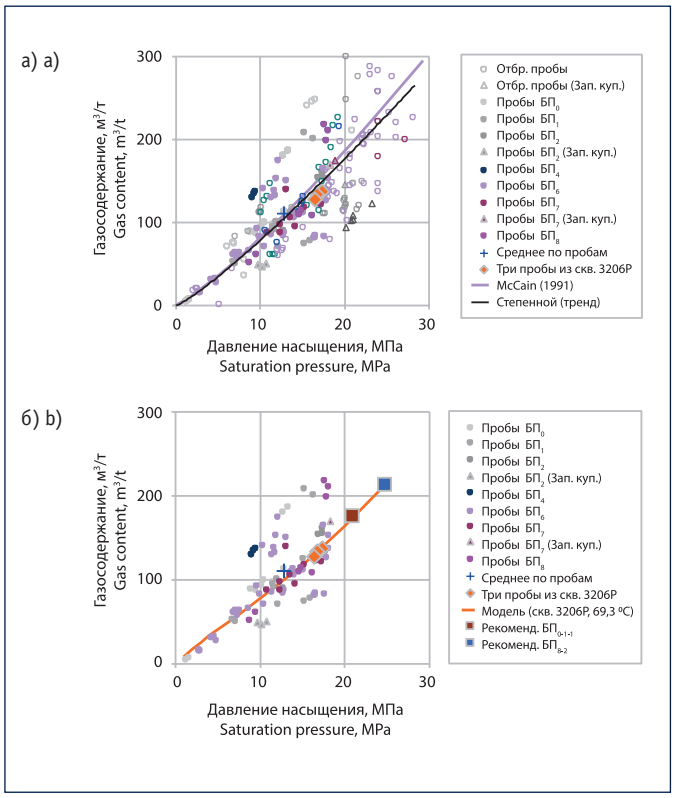


Рис. 3. Зависимость газосодержания нефти от давления насыщения по результатам однократного разгазирования нефти пластов БП Н-ского месторождения:
а) «кривая разгазирования» определена по корреляции McCain (1991);
б) результаты моделирования свойств насыщенной нефти

Fig. 3. Dependence of oil/gas ration on the saturation pressure following the results of a one-time degassing of reservoir oil of БП strata of the N-field:
a) «degassing curve» is established by McCain correlation (1991); b) results of saturated oil properties simulation

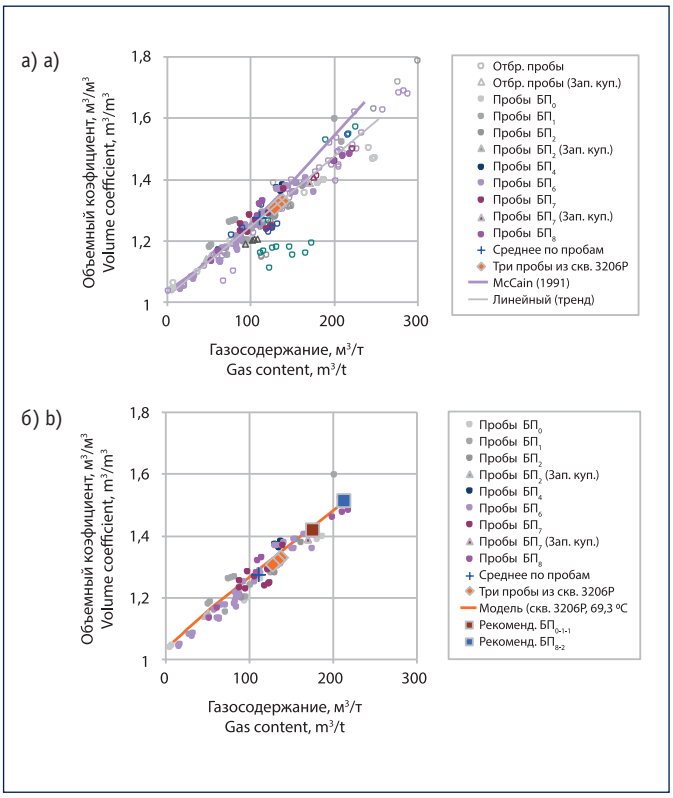


Рис. 4. Зависимость объемного коэффициента от газосодержания по результатам однократного разгазирования нефти пластов БП Н-ского месторождения:
а) «кривая разгазирования» определена по корреляции McCain (1991);
б) результаты моделирования свойств насыщенной нефти

Fig. 4. Dependence of the volume coefficient on the gas content following the results of a one-time degassing of reservoir oil of БП strata of the N-field:
a) «degassing curve» is established by McCain correlation (1991); b) results of saturated oil properties simulation

4. Восстановление свойств расчетным путем.

Восстановление свойств пластовой нефти по методике предполагает следующий алгоритм действий (рис. 2).

На основе экспериментальных данных о свойствах и компонентном составе пластовой нефти, полученных при исследовании выбранных проб, производилась настройка трехпараметрического кубического (относительно объема) уравнения состояния Пенга – Робинсона с шифт-параметром:

$$p = \frac{RT}{V - b} - \frac{a}{V(V + b) + b(V - b)};$$

где p – давление, МПа; R – универсальная газовая постоянная, Дж/(моль·К); V – объем, м³; T – температура, К; a, b – коэффициенты [11].

В качестве параметров настройки были использованы критическое давление, критическая температура и шифт-параметр тяжелого псевдокомпонента.

По флюидальной модели пробы из скв. 3206 определяется состав газа, находящегося в равновесии с нефтью при пластовой температуре и давлении, равном давлению насыщения (использованной пробы). Насыщение нефти газом проводится в несколько этапов, на каждом из которых к монофазной нефти добавляется небольшое количество равновесного газа – эксперимент ступенчатого разгазирования. Данный процесс повторяется до тех пор, пока давление насыщения полученного флюида не станет равным пластовому. Состав пластовой нефти до и после процесса рекомбинации представлен в табл. 2.

Полученный состав флюида будет соответствовать восстановленному составу пластовой нефти. Он представляет собой некую гипотетическую пробу, характеризующую насыщенную пластовую нефть Н-ского месторождения. На рис. 3 и 4 приведены зависимости физико-химических свойств нефти по пластам группы БП, определенные по корреляции McCain и по флюидальной модели.

В табл. 3 приведены данные по компонентным составам пластовых нефтей, полученные по результатам лабораторного эксперимента с образцом глубинной пробы из скв. 3206 и по результатам моделирования донасыщения этой же пробы равновесным газом до давления

Таблица 3. Компонентные составы пластовых нефтей, полученных по исследованию глубинной пробы нефти из скв. 3206 и по насыщенной флюидальной модели

Fig. 3. Component compositions of reservoir oils obtained by studying a downhole oil sample from well No. 3206 and by the saturated fluidal model

Компонентный состав пластовой нефти, % мол. Component composition of reservoir oil, mol. %	Среднее по пробам* Sampling mean*	Восстановленные свойства** Rejuvenated properties**
CO_2	0,12	0,12
N	0,34	0,51
CH_4	40,36	48,54
C_2H_6	3,56	3,51
C_3H_8	3,78	3,50
и-C_4H_{10} i-C_4H_{10}	1,52	1,36
н-C_4H_{10} n-$C4H_{10}$	2,85	2,53
и-C_5H_{12} i-C_5H_{12}	1,68	1,59
н-C_5H_{12} n-C_5H_{12}	1,82	1,46
Гексаны Hexanes	5,06	4,33
Гептаны Heptanes	4,62	3,91
Октаны Octanes	3,04	2,56
C9+	31,25	26,08

** В расчете среднего значения для пластов БП$_6$ участвовали пробы, давление насыщения которых составляет не более 80 % от начального пластового давления.*

*** Данные, полученные по модели флюида.*

** In the calculation of the mean value for БП$_6$ strata, we selected samples whose saturation pressure does not exceed 80 % from the initial reservoir pressure.*

*** Data obtained by the fluid model.*

насыщения, равного начальному пластовому давлению на уровне ГНК залежи.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе описано использование комплексного методического подхода к оценке свойств пластовых нефтей нефтегазоконденсатного месторождения, в котором получил практическое применение алгоритм восстановления исходных свойств пластовых нефтей на уровне ГНК для пластов с газовой шапкой, основанный на применении кубического (относительно объема) трехпараметрического уравнения состояния Пенга – Робинсона [1].

Работа в рамках подсчета запасов углеводородов в 2015 г. прошла апробацию на уровне Государственной комиссии по запасам, где получила положительный отзыв Экспертно-технического совета и рекомендована к использованию при проведении подобных работ. Подбор корректных свойств пластовых флюидов позволил принять оптимальную стратегию выработки запасов нефти Н-ского месторождения.

Литература:

1. Протокол заседания секции нефти и газа ЭТС ФБУ «ГКЗ» от 6 июня 2012 г. [Электронный ресурс]. Режим доступа: www.gkz-rf.ru/materialy-ets-i-plenarnyh-zasedaniy (дата обращения: 18.08.2017).
2. Брусиловский А.И., Нугаева А.Н. Решение актуальных задач прогнозирования свойств природных углеводородных смесей // Нефтяное хозяйство. 2006. № 12. С. 44–47.
3. Козубовский А.Г., Промзелев И.О., Павлов Е.Н., Колесников С.В. Влияние достоверности оценок свойств нефти на адекватность геолого-технологической модели месторождения // Нефтяное хозяйство. 2008. № 1. С. 79–81.
4. Towler B.F. Reservoir Engineering Aspects of Bottomhole Sampling of Saturated Oils for PVT Analysis. SPE 019438, 1990.
5. Brakstad F., Bjorlykke O.P., Bu T., Mykkeltvedt K. A Complex PVT Modeling Study. SPE 18314, 1988.
6. Bon J., Sarma H., Rodrigues T. Reservoir-Fluid Sampling Revisited – A Practical Perspective. SPE101037, 2007.
7. Байков В.А., Шабалин М.А., Савичев В.И. и др. Коррекция физико-химических свойств нефти методом моделирования с использованием уравнений состояния // Нефтяное хозяйство. 2006. № 9. С. 6–9.
8. Мелик-Пашаев В.С., Власенко В.В., Серегина В.Н. Давление насыщения в нефтяных залежах. М.: Недра, 1978. 91 с.
9. ОСТ 153-39.2-048-2003. Типовое исследование пластовых флюидов и сепарированных нефтей. М., 2003.
10. Комплексный отчет Schlumberger о выполненных исследованиях физико-химических свойств пластовой нефти по данным глубинных проб Ванкорского месторождения. Тюмень, 2004.
11. Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. М.: Грааль, 2002. 579 с.
12. McCain W.D. Jr. Reservoir–Fluid Property Correlations. State of the Art. SPE 18571, 1991, P. 266–272.

References:

1. Minutes of a Meeting of the Oil and Gas Section of the Expert and Technical Board of Federal Budgetary Institution «State Reserves Commission» as of June 6, 2012 [Electronic source]. Access mode: www.gkz-rf.ru/materialy-ets-i-plenarnyh-zasedaniy (Access date: August 18, 2017). (In Russian)
2. Brusilovsky A.I., Nugaeva A.N. Solving Topical Issues of Forecasting the Properties of Natural Hydrocarbon Mixtures. Neftyanoe khozyaistvo = Oil Business, 2006, No. 12, P. 44–47. (In Russian)
3. Kozubovsky A.G., Promzelev O.I., Pavlop E.N., Kolesnikov S.V. Impact of the Reliability of Oil Properties Assessment upon the Adequacy of the Geological and Technological Field Model. Neftyanoe khozyaistvo = Oil Business, 2008, No. 1, P. 79–81. (In Russian)
4. Towler B.F. Reservoir Engineering Aspects of Bottomhole Sampling of Saturated Oils for PVT Analysis. SPE 019438, 1990.
5. Brakstad F., Bjorlykke O.P., Bu T., Mykkeltvedt K. A Complex PVT Modeling Study. SPE 18314, 1988.
6. Bon J., Sarma H., Rodrigues T. Reservoir-Fluid Sampling Revisited – A Practical Perspective. SPE101037, 2007.
7. Baykov A.V., Shabalin M.A., Savichev V.I., et al. Correction of the Physical and Chemical Properties of Oil with the Use of the Modeling Method with Constitutive Equations. Neftyanoe khozyaistvo = Oil Business, 2006, No. 9, P. 6–9. (In Russian)
8. Melik-Pashaev V.S., Vlasenko V.V., Seregina V.N. Saturation Pressure in Oil Deposits. Moscow, Nedra, 1978, 91 pp. (In Russian)
9. Industry-Specific Standard 153-39.2-048-2003. Standard Research of Reservoir Fluids and Separated Oils. Moscow, 2003. (In Russian)
10. Schlumberger's Comprehensive Report on the Performed Research of the Physical and Chemical Properties of Reservoir Oil according to the Data of Downhole Samples of the Vangorsk Field. Tyumen, 2004. (In Russian)
11. Brusilovsky A.I. Phase Transformations during Oil and Gas Field Development. Moscow, Grail, 2002, 579 pp. (In Russian)
12. McCain W.D. Jr. Reservoir–Fluid Property Correlations. State of the Art. SPE 18571, 1991, P. 266–272.