

ПРОБЛЕМЫ ОТСУТСТВИЯ ЕДИНОЙ НОРМАТИВНО-МЕТОДИЧЕСКОЙ БАЗЫ ПРИ ОБОСНОВАНИИ СВОЙСТВ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ И ОПЫТ КОМПАНИИ ПАО «ГАЗПРОМ НЕФТЬ» В ИХ РЕШЕНИИ

УДК 006.622.276

© А.И. Брусиловский,
И.О. Промзелев,
С.А. Федоровский, 2017

THE PROBLEM OF LACK OF UNIFIED REGULATORY AND METHODOLOGICAL BASE FOR THE STUDY OF THE PROPERTIES OF RESERVOIR HYDROCARBON FLUIDS AND EXPERIENCE OF PJSC GAZPROM NEFT IN THEIR DECISION

А.И. Брусиловский, д.т.н., **И.О. Промзелев**, **С.А. Федоровский**

Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»)

Электронный адрес: Brusilovskiy.AI@gazprom-neft.ru, Promzelev.IO@gazpromneft-ntc.ru, Fedorovskiy.SA@gazpromneft-ntc.ru

Ключевые слова: пластовая нефть, газоконденсатный флюид, PVT-свойства, отбор проб пластовых флюидов, объемный коэффициент, подсчетные параметры пластовых нефтей, дифференциальное разгазирование, ступенчатая сепарация, дифференциальная конденсация, истощение при постоянном объеме (CVD), z-фактор

A.I. Brusilovskiy, I.O. Promzelev, S.A. Fedorovskiy Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

In the article actual problems, the solution of which is necessary to enhance the reliability of information on PVT properties of reservoir fluids of oil and gas deposits, are discussed. The created in Gazpromneft NTC LLC scientific and methodological standard of PJSC Gazprom Neft "Sampling and laboratory studies of reservoir fluids" is characterized. It is noted that the document accumulates the Russian and worldwide experience. It is noted the necessity of creation in Russia a uniform regulatory and methodological recommendations for sampling and laboratory studies of reservoir fluids. It is important for improving the quality of the reserves calculation and designing of deposits development.

Keywords: reservoir oil, gas/condensate fluid, PVT-properties, sampling of reservoir fluids, formation volume factor, differential liberation, multistage separation, differential condensation, constant volume depletion (CVD), z-factor

ВВЕДЕНИЕ

Обоснование компонентного состава и PVT-свойств пластовых флюидов является одним из важнейших условий повышения достоверности подсчета (пересчета) геологических запасов и эффективности проектирования разработки месторождений. В связи с этим наиболее пристальное внимание в ходе лабораторных исследований уделяется термодинамическим исследованиям глубинных и рекомбинированных проб пластовых флюидов.

В настоящее время в РФ не существует единого нормативно-методического документа, в котором описывается процедура лабораторных исследований пластовых флюидов (нефти, газа и воды). В работе [1] отмечено, что роль государства как надзорного органа за проектированием разработки снижается по объективным причинам. Контролировать качество и объем проводимых исследований должен недропользователь, так как определяемые параметры непосредственно влияют

на прогноз запасов и добычи углеводородного сырья и, как следствие, на точность оценки прибыли компании.

Принято считать, что исследования пластовой нефти в нашей стране проводятся согласно ОСТ 153-39.2-048-2003 «Типовое исследование пластовых флюидов и сепарированных нефтей. Объем исследований и формы представления результатов», который был введен взамен ОСТ 39-112-80 «Нефть. Типовое исследование пластовой нефти. Объем исследования, формы представления результатов» и в значительной степени дублирует его, исследования пластового газа (газоконденсатных систем) – в соответствии с инструкцией [2]. Следует отметить, что в ПАО «Газпром» в 2011 г. выпущен документ Р Газпром 086-2010 [3], который, по сути, содержит основные положения инструкции [2] с некоторыми дополнениями.

Однако методическое содержание указанных документов не соответствует современной практике в связи с появлением в лабораториях и научно-исследовательских ин-

ститутах современного высокоточного оборудования (прежде всего PVT-установок и хроматографов, а также цифровых вискозиметров и плотномеров высокого давления) и изменением методик проведения экспериментов. Например, в инструкции [2] описана процедура выполнения эксперимента по дифференциальной конденсации как основного эксперимента исследования газоконденсатных систем. На практике данный эксперимент по описанной процедуре выполняется только единичными лабораториями. Кроме того, на текущий момент у отмеченных документов нет статуса действующих и обязательных к повсеместному применению.

ИССЛЕДОВАНИЯ ПЛАСТОВЫХ НЕФТЕЙ

В соответствии с Федеральным законом от 27.12.02 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании» ОСТ 153-39.2-048-2003, утвержденный 01.07.03 г., действовал на протяжении семи лет. Таким образом, с 01.07.10 г. в Российской Федерации отсутствует нормативный документ, в котором описаны методические основы проведения лабораторных исследований пластовой нефти.

ИСПОЛЬЗОВАВШИЕСЯ В ПОСЛЕДНИЕ ДЕСЯТИЛЕТИЯ НОРМАТИВНО-МЕТОДИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ ПО ЛАБОРАТОРНЫМ ИССЛЕДОВАНИЯМ ПРОБ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ УСТАРЕЛИ И НЕ ОТРАЖАЮТ НОВЫХ МЕТОДОВ, ПРИМЕНЯЕМЫХ В ДАННОМ НАПРАВЛЕНИИ

Нефтяным сообществом признано, что уже не действующий ОСТ 153-39.2-048-2003 мало чем отличался от своего предшественника – ОСТ 39-112-80. С 1980 г. в нашей стране и за рубежом технологии как в сфере разведки и добычи углеводородов, так и в сфере лабораторных исследований пластовых флюидов шагнули далеко вперед.

С увеличением глубины поисково-разведочного бурения значительно расширились диапазоны изменения свойств пластовой нефти (газосодержания, давления насыщения, динамической вязкости и др.), а с развитием технологий отбора глубинных проб существенно возросли возможности получения представительных проб пластовых нефтей с повышенным газосодержанием и углеводородных флюидов, находящихся в околокритическом состоянии. В ОСТ 153-39.2-048-2003 не отражена специфика исследования подобных систем.

Отметим, что в работе [4] на конкретных примерах демонстрируется сложность опреде-

ления такого ключевого параметра пластовой нефти, как давление насыщения, в случае ее высоких газосодержания и пластовой температуры. Стандартный объемный метод, позволяющий достоверно определять давление насыщения классической «черной» нефти (black oil), для нефтей с высоким газосодержанием дает очень большую погрешность. Этим в настоящее время во многом обусловлено обязательное оборудование современных PVT-установок смотровым окном. Ранее считалось, что смотровое окно необходимо только для исследования газоконденсатных систем. Таким образом, в нормативно-методический документ необходимо включать минимально необходимые технические требования к исследовательскому лабораторному оборудованию.

Актуальным является вопрос обоснования свойств пластовой нефти двухфазных залежей. Отбор глубинных проб из таких залежей – технически сложная задача, и очень часто полученные глубинные пробы характеризуются заниженным газосодержанием. Результаты лабораторных исследований заведомо некондиционных проб не могут быть использованы при подсчете запасов и в проектных документах. В лабораторной практике часто применяется методика так называемого «физического донасыщения» частично дегазированной и некондиционной по условиям отбора пробы нефти газом, отобранном из того же пласта и находящимся в равновесии с пластовой нефтью при начальных термобарических условиях. Донасыщение пробы частично дегазированной нефти газом проводится на основании классических физических представлений о термодинамическом равновесии сосуществующих газовой и жидкой фаз: давление насыщения пластовой нефти равно пластовому на газонефтяном контакте (ГНК). Таким образом, донасыщение проводится до соблюдения условия равенства давления насыщения и принятого пластового.

Теоретическая составляющая данного подхода описана в работах [5–7]. Результаты лабораторных исследований по физическому донасыщению частично дегазированных проб пластовой нефти показывают хорошую сходимость с методикой математического донасыщения частично дегазированной нефти, используемой в специализированных программных продуктах.

Еще одним недостатком ОСТ 153-39.2-048-2003 является, по сути, отсутствие перечня критериев представительности проб. В документе говорится исключительно об идентичности отобранных проб по контрольному параметру – давлению в приемной камере пробоотборника при температуре окружающей

среды. Кондиционность проб при условиях отбора не оценивается. Однако помимо давления в камерах при температуре окружающей среды требуются определение давления в камерах при температуре отбора, наличия в камерах свободного газа и его объем. При наличии в камерах свободного газа необходима дополнительная проверка кондиционности проб по давлению насыщения при температуре отбора с целью определения фазового состояния флюида в момент отбора. Только на основании вышеописанных экспериментов можно судить о представительности отобранных проб. В настоящее время под контролем научно-технических центров в лабораториях выполняются все вышеуказанные виды проверочных экспериментов, однако в анализируемом ОСТ они не регламентируются. Таким образом, требуется разработка единой методики определения кондиционности проб. Несмотря на многолетнюю практику исследования глубинных проб пластовой нефти, детально методики проведения экспериментов стандартной и ступенчатой сепарации, дифференциального разгазирования в отраслевом стандарте ОСТ 153-39.2-048-2003 не приведены. В отдельных методических документах и инструкциях они обычно описываются применительно к какому-либо конкретному оборудованию. При составлении актуального нормативно-методического документа необходимо использовать накопленный отечественный и зарубежный опыт, касающийся исследования проб пластовых флюидов сложного фазового состояния, а также исключить недочеты, о которых упоминается выше.

ИССЛЕДОВАНИЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СИСТЕМ

Текущая инструкция [2] в еще большей степени нуждается в доработке, что также признано инженерным сообществом. Обусловлено это следующими причинами:

- рекомендацией в качестве основного эксперимента проводить дифференциальную конденсацию – методику, в настоящий момент мало применяемую в лабораторной практике;
- отсутствием описания эксперимента контактной конденсации – исследования при постоянных компонентном составе и массе газоконденсатной смеси;
- недостаточно подробным описанием экспериментов;
- адаптацией описания экспериментов исключительно под отечественные PVT-установки УФР-2 и УГК-3 (давно снятые с производства), несмотря на повсеместное распространение более современных PVT-установок, в том числе

зарубежного производства;

- отсутствием описания физических измерений ключевых параметров пластового газа (в том числе конденсатсодержащего): плотности, коэффициента сжимаемости (z -фактора), динамической вязкости и др.

Сравнение экспериментов дифференциальной конденсации и CVD

В инструкции [2] для определения подсчетных параметров пластового газа и коэффициента извлечения конденсата (КИК) рекомендуется проводить лабораторные исследования газоконденсатной смеси методом дифференциальной конденсации, основным недостатком которого является отсутствие термодинамического равновесия между газовой и жидкой фазами в процессе проведения эксперимента. В связи с этим завышается содержание стабильного конденсата (C_{5+}) в добываемом газе. Как следствие, завышается КИК, определенный по данной методике, и занижаются пластовые потери конденсата.

РАЗРАБОТАННЫЙ СПЕЦИАЛИСТАМИ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОГО ЦЕНТРА «ГАЗПРОМ НЕФТИ» СТАНДАРТ «ОТБОР И ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОБ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ» ПОЗВОЛЯЕТ РЕШИТЬ ПРОБЛЕМУ НЕПРЕДСТАВИТЕЛЬНОСТИ ОТБИРАЕМЫХ ПРОБ И ПРИМЕНИМОСТИ РЕЗУЛЬТАТОВ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ В ПЕРИМЕТРЕ ОДНОЙ КОМПАНИИ, НО НЕ РЕШАЕТ ПРОБЛЕМУ НА ФЕДЕРАЛЬНОМ УРОВНЕ

В зарубежной практике для моделирования компонентного состава добываемого газа и пластовых потерь конденсата в процессе разработки газоконденсатной залежи на режиме истощения проводится эксперимент, называемый CVD (Constant Volume Depletion). Основным его отличием от дифференциальной конденсации является достижение термодинамического равновесия на каждой ступени снижения давления и в процессе выпуска газовой фазы. Эксперимент CVD проводится значительно дольше (10–20 сут в зависимости от потенциала C_{5+}), чем дифференциальная конденсация (5–6 ч). Это обусловлено длительной стабилизацией системы на каждой ступени снижения давления и невысокой скоростью выпуска газовой фазы в процессе эксперимента CVD. Более подробный анализ результатов исследований, проведенных на основе данных методик, представлен в работе [8]. В современной инженерной практике результаты CVD используются при построении PVT-моделей, применяемых для гидродинамического моделирования разработки залежей.

Контактная конденсация

Проведение эксперимента контактной конденсации в инструкции [2] не отражено.

В современной практике лабораторных исследований газоконденсатных систем на основании данного эксперимента (исследования при постоянных составе и массе) определяют следующие параметры:

- давление начала конденсации;
- коэффициент сверхсжимаемости пластового газа (z -фактор);
- долю ретроградного конденсата при различных термобарических условиях.

Следует отметить, что давление начала ретроградной конденсации и ретроградные потери конденсата на современном оборудовании с высокой точностью определяются визуальным методом благодаря наличию в PVT-ячейках смотрового окна. Это значительно повышает точность экспериментов контактной конденсации и CVD.

ПРОБЛЕМА ОБОСНОВАНИЯ ПОДСЧЕТНЫХ ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТОВОЙ НЕФТИ

В соответствии с действовавшей в СССР и используемой в РФ Инструкцией по применению классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов [9] при подсчете запасов нефти и растворенного в ней газа объемным методом используются следующие свойства пластовой смеси, определяемые в ходе лабораторных исследований:

- газосодержание нефти;
- пересчетный коэффициент (величина, обратная объемному коэффициенту);
- плотность сепарированной нефти.

Современные методы позволяют корректно и с высокой точностью определить данные показатели.

Суть проблемы заключается в том, что в настоящее время программы лабораторных исследований пластовых флюидов, отобранных при проведении геолого-разведочных работ, составляются непосредственно представителями геологических служб недропользователя. В некоторых случаях это приводит к невыполнению ключевого эксперимента по определению подсчетных параметров нефти – ступенчатой сепарации пластовой нефти. Невыполнение ступенчатой сепарации объясняется следующей формулировкой из инструкции [9]:

«при обосновании подсчетных параметров нефти необходимо использовать результаты эксперимента по дифференциальному разгазированию глубинных проб нефти до стандартных условий». Однако отсутствует упоминание о том, что необходимо использование результатов ступенчатой сепарации нефти (являющейся частным случаем дифференциального разгазирования) по схеме подготовки нефти на промысле и доведении ее до товарных кондиций. Эксперты ГКЗ и специалисты в данной области в большинстве случаев в качестве подсчетных используют корректные параметры пластовой нефти, определенные методом ступенчатой сепарации. Однако некорректность процитированной формулировки может привести (и уже приводила) к неправомерному использованию параметров, полученных по результатам дифференциального разгазирования при пластовой температуре, в качестве подсчетных.

Несмотря на это, следует отметить, что дифференциальное разгазирование при пласто-

Формулировка из работы [10]	Комментарий авторов
Подсчет геологических запасов нефти производится с учетом объемного коэффициента и плотности нефти, определяемых по результатам дифференциального, или ступенчатого, разгазирования глубинных или рекомбинированных проб пластовой нефти до стандартных условий.	Подсчет геологических запасов нефти должен проводиться с учетом величин объемного коэффициента и плотности нефти, определяемых по результатам ступенчатого разгазирования глубинных или рекомбинированных проб пластовой нефти. Термобарические условия на ступенях сепарации должны соответствовать фактической или планируемой системе промысловой сепарации на месторождении. Исходя из этого использование результатов дифференциального разгазирования для определения подсчетных параметров методически неправомерно и должно быть исключено.
При отсутствии исследований таких проб на месторождениях, находящихся на последних стадиях разработки (3, 4), допускается: а) применение данных, полученных методом однократного разгазирования; б) учет данных по результатам моделирования PVT-свойств. В отдельных случаях для запасов категории B ₂ , C ₁ и C ₂ допускается использование данных по свойствам нефтей объектов-аналогов	Часто даже на стадии разведки при испытаниях поисково-оценочных и разведочных скважин отбираются некондиционные пробы. Проблема заключается в том, что существует вероятность отбора некондиционных проб даже при условии стабильной работы скважины в фонтанирующем режиме и четком соблюдении плана работ. Причиной могут быть как технические неполадки, так и человеческий фактор. Кондиционность проб определяется в лаборатории, находящейся на значительном удалении от промысла. В связи с этим повторный отбор проб с данного объекта испытаний почти всегда невозможен. Следует также учитывать проблематику отбора проб из скважин, вскрывших залежи сложного фазового состояния – летучей нефти, околокритических систем, двухфазных залежей и др. В связи с этим очевидно, что PVT-моделирование в данных случаях является необходимым и, при квалифицированном применении, достаточно надежным инструментом идентификации искоемых свойств пластовой нефти. Наиболее прогрессивный подход – комплексное использование имеющихся результатов экспериментальных исследований и PVT-моделирования.

вой температуре является важным экспериментом и отказываться от его выполнения ни в коем случае не рекомендуется. Данный процесс позволяет получать зависимости свойств жидкой и газовой фаз пластовой углеводородной смеси от давления при пластовой температуре. Такие зависимости используются при прогнозировании разработки залежей с применением моделей типа «черной нефти» (Black oil).

В таблице приведены формулировки из нового документа [10], вступившего в силу 01.01.16 г. Однако данные формулировки фактически не снижают степени неопределенности при обосновании подсчетных параметров пластовых нефтей. Поэтому авторы сочли необходимым высказать свою точку зрения.

ОПЫТ ПАО «ГАЗПРОМ НЕФТЬ»

Лабораторные исследования проб пластовых флюидов, отбираемых на лицензионных участках ПАО «Газпром нефть» из поисково-оценочных и разведочных скважин в ходе геолого-разведочных работ, проводятся при непосредственном сопровождении специалистов Центра исследований пластовых систем (ЦИПС) Научно-Технического Центра «Газпром нефти». Программы лабораторных исследований составляются с целью использования их результатов для удовлетворения всех потребностей компании и в первую очередь при подсчете/пересчете геологических запасов, проектировании и мониторинге разработки месторождений, их обустройстве.

Поскольку в компании работают совместные предприятия, появляются новые активы, эксплуатируются месторождения, находящиеся на завершающих стадиях разработки и т.д., регулярно проводится работа с историческим неконсолидированным материалом по исследованиям пластовых флюидов, а также с техническими отчетами по лабораторным исследованиям, выполненным по программам работ, составленным научно-техническими центрами других компаний.

Исходя из этого, а также учитывая актуальность проблемы отсутствия в РФ единой нормативно-методической базы по отбору и лабораторным исследованиям пластовых флюидов и оформлению результатов исследований, специалистами ЦИПС был разработан корпоративный нормативно-методический документ – стандарт компании «Отбор и лабораторные исследования проб пластовых флюидов». Стандарт включает три методических документа.

1. Отбор проб пластовых флюидов

2. Лабораторные исследования проб пластовых флюидов.

3. Форма представления результатов лабораторных исследований проб пластовых флюидов.

Основные положения стандарта описывают:

- типы пластовых флюидов;
- методы и технологии отбора проб;
- объемы отбора проб пластовых флюидов;
- требования к транспортировке проб в лабораторию;
- требования к предоставлению результатов промысловых исследований и сопроводительной документации к пробам;
- проверку представительности проб;
- лабораторные исследования пластовой нефти (глубинных и рекомбинированных проб);
- лабораторные газоконденсатные исследования;
- лабораторные исследования пластовой воды;
- лабораторные исследования проб дегазированных углеводородных жидкостей;
- требования к оформлению и содержанию технического отчета.

НЕОБХОДИМО СОЗДАНИЕ В РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ ЕДИНОЙ НОРМАТИВНО-МЕТОДИЧЕСКОЙ БАЗЫ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ И ОПРЕДЕЛЕНИЮ СВОЙСТВ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ ПРИ ОБОСНОВАНИИ ПОДСЧЕТНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Важной особенностью стандарта является обобщение в нем методик исследования всех существующих типов пластовых флюидов: нефти, газа и воды. Описаны виды и способы исследований как глубинных, так и устьевых проб пластовых флюидов. Подробно описаны методические последовательности проведения PVT-экспериментов без привязки к конкретному лабораторному оборудованию.

При составлении стандарта учитывался как собственный опыт, так и опыт отечественных и зарубежных исследователей пластовых флюидов. Таким образом, стандарт компании «Отбор и лабораторные исследования проб пластовых флюидов» является единым методическим документом, аккумулирующим отечественные и зарубежные достижения и наработки в области отбора и лабораторных исследований пластовых флюидов.

Соблюдение стандарта, утвержденного в 2015 г., обязательно для всех организаций, осуществляющих разведку и добычу природных углеводородных ископаемых в ПАО «Газпром нефть». Все текущие исследования проб пластовых флюидов выполняются в

строгом соответствии с требованиями, изложенными в стандарте. Специалистами ЦИПС на постоянной основе проводятся мероприятия по обучению сотрудников геологических служб компании основным положениям стандарта и методам отбора и лабораторных исследований проб пластовых флюидов.

Проведенная нормативно-методическая стандартизация процессов существенно способствует решению задачи получения представительных проб пластовых флюидов и корректного применения результатов лабораторных исследований.

ВЫВОДЫ

1. Используемые в последние десятилетия нормативно-методические документы по лабораторным исследованиям проб пластовых флюидов устарели и не отражают новых методов, применяемых в данном направлении.

2. Методический документ [10], вступивший в силу 01.01.16 г., не обязывает компании использовать при подсчете запасов свойства нефти, определенные путем ступенчатой сепарации по схеме обустройства месторождения. Поэтому остается вероятность некор-

ректного использования свойств, определенных по результатам дифференциального разгазирования при пластовой температуре.

3. Документ [10] не допускает возможности обоснования свойств нефти на основе PVT-моделирования для объектов, находящихся на стадии разведки, в случае отсутствия качественно исследованных представительных проб.

4. Разработанный специалистами Научно-Технического Центра «Газпром нефти» стандарт «Отбор и лабораторные исследования проб пластовых флюидов» является важным научно-методическим инструментом в решении актуальной проблемы кардинального уменьшения числа непредставительных проб и повышения качества результатов лабораторных исследований в периметре одной компании, но не решает проблему на федеральном уровне.

5. Необходимо создание в Российской Федерации единой нормативно-методической базы по выполнению лабораторных исследований и определению свойств пластовых флюидов при обосновании подсчетных параметров.

Список литературы

1. Гужиков П.А. Проблемы и недостатки нормативно-методической базы экспериментальных исследований пластовых флюидов // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 12. – С.124–128.
2. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин/Под ред. Г.А. Зотова, З.С. Алиева. – М.: Недра, 1980. – 301 с.
3. Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин. Р Газпром 086–2010. – М.: ООО «Газпром экспо», 2011. – 319 с.
4. Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. – М.: Грааль, 2002. – 575 с.
5. Коррекция физико-химических свойств нефти методом моделирования с использованием уравнений состояния / В.А. Байков, М.А. Шабалин, В.И. Савичев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 9. – С. 6–8.
6. Ефимов Д.В., Сергеев Е.И., Юрьев Д.А. Восстановление корректных PVT-свойств пластового флюида нефтегазоконденсатного месторождения с использованием физико-математического моделирования // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2008. – № 1. – 35–38.
7. Брусиловский А.И., Промзелев И.О. О методических подходах к уточнению PVT-свойств пластовой нефти двухфазных залежей // Вести газовой науки. – 2013. – № 1. – С. 41–45.
8. Новопашин В.Ф., Филиппова Ю.А., Ваганов Д.С. Сравнение методик термодинамического исследования пластовых флюидов/Четвертая Сибирская международная конференция молодых ученых по наукам о Земле. – Новосибирск: ИГМ СО РАН, 2008. – 301 с.
9. Инструкция по применению классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов. – М.: ГКЗ СССР, 1984. – 22 с.
10. Методические рекомендации по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов. Утверждены распоряжением Минприроды России от 01.02.2016 № 3-р. – М.: Минприроды России, 2016. – 30 с.

Reference

1. Guzhikov P.A., *Problems and shortcomings normative and methodical base of experimental studies of reservoir fluids* (In Russ.), Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry, 2012, no. 12, pp. 124–128.
2. *Instruktsiya po kompleksnomu issledovaniyu gazovykh i gazokondensatnykh plastov i skvazhin* (Instructions for a comprehensive study of gas and gas condensate reservoirs and wells): edited by Zotov G.A., Aliev Z.S., Moscow: Nedra Publ., 1980, 301 p.
3. R Gazprom 086–2010, *Instruktsiya po kompleksnym issledovaniyam gazovykh i gazokondensatnykh skvazhin* (Instructions for complex research of gas and gas condensate wells), Part II, Moscow: Publ. of Gazprom ekspoz, 2011, 319 p.
4. Brusilovskiy A.I., *Fazovye prevrashcheniya pri razrabotke mestorozhdeniy nefiti i gaza* (Phase transformations in the development of oil and gas fields), Moscow: Graal' Publ., 2002, 575 p.
5. Baykov V.A., Shabalin M.A., Savichev V.I. et al., *Correction of physical and chemical properties of oil by a method of modeling with use of the equations of a state* (In Russ.), Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry, 2006, no. 9.
6. Efimov D.V., Sergeev E.I., Yur'ev D.A., *Recovering the correct PVT properties of the reservoir fluid of the oil and gas condensate field using physical and mathematical modeling* (In Russ.), Nauchno-tehnicheskii vestnik OAO "NK "Rosneft", 2008, no. 1, pp. 35–38.
7. Brusilovskiy A.I., Promzelev I.O., *About methodical approaches to refinement of PVT-properties of reservoir oil of two-phase deposits* (In Russ.), Vesti gazovoy nauki, 2013, no. 1, pp. 41–45.
8. Novopashin V.F., Filippova Yu.A., Vaganov D.S., *Sravnienie metodik termodinamicheskogo issledovaniya plastovykh flyuidov* (Comparison of methods of thermodynamic study of formation fluids), Proceedings of 4th Sibirskaya mezhdunarodnaya konferentsiya molodykh uchenykh po naukam o Zemle (Siberian International Conference of Young Scientists on Earth Sciences), Novosibirsk, 2008, 301 p.
9. *Instruktsiya po primeneniyu klassifikatsii zapasov mestorozhdeniy, perspektivnykh i prognoznnykh resursov nefiti i goryuchikh gazov* (Instructions for the use of the classification of reserves, perspective and expected resources of oil and combustible gases), Moscow: Publ. of GKZ SSSR, 1984, 22 p.
10. *Metodicheskie rekomendatsii po primeneniyu klassifikatsii zapasov i resursov nefiti i goryuchikh gazov* (Guidelines on the application of oil and combustible gas resources and reserves classification), Moscow: Publ. of Russian Ministry of Natural Resources, 2016, 30 p.