



**А.Б. Фукс**  
д-р геол.-мин. наук  
ФГУП «ВНИГНИ»<sup>1</sup>  
главный научный сотрудник  
Lubersi-49@yandex.ru, Fuks@Vnignl

# Современные требования к обоснованию состава и свойств пластовых флюидов для подсчета запасов УВ и проектирования разработки

1. Россия, 105118, Москва, шоссе Энтузиастов, 36.

*Действующие методические руководства по отбору и исследованиям свойств и состава нефти, газа и конденсата (УВС), в основном, обеспечивают получение данных, необходимых для подсчета запасов и составления проектов разработки. Предлагается для залежей нефти с пластовой температурой свыше 60 °С объемный коэффициент определять методом ступенчатой сепарации. Для газоконденсатных залежей изменения потенциального содержания  $C_{5+6}$  в газе и КИК предлагается определять методом CVD*

**Ключевые слова:** подсчет запасов нефти, газа, конденсата и полезных компонентов; объемный коэффициент; коэффициент извлечения конденсата; промышленные концентрации попутных компонентов

**П**одсчет запасов нефти, газа, конденсата и отдельных полезных компонентов, содержащихся в них или добываемых попутно, в РФ проводится на основании требований инструкции [2], где перечислено, какие свойства этих видов сырья необходимо определять, и указаны величины промышленных кондиций отдельных компонентов. Методики исследований свойств и состава нефти, газа, конденсата и попутных компонентов изложены в отдельных документах.

В настоящее время в РФ срок действия документа, определяющего методику и объем исследований свойств и состава пластовой нефти, для подсчета запасов и проектирования разработки месторождений УВ [4], в принципе, исчерпан, но другого общероссийского нормативного документа нет. Большинство его положений не устарели и вполне применимы в современных условиях. Но есть и некоторые принципиальные изменения, связанные, в первую очередь, с изменениями

условий залегания нефти залежей УВ, вводимых в разработку, и переходом к построению цифровых геологических и гидродинамических моделей залежей.

С течением времени запасы УВ, вовлекаемые в разработку, характеризуются увеличением глубины залегания продуктивных отложений, а значит, ростом пластовых давлений и температур. Все большую часть новых залежей составляют двухфазные нефтегазоконденсатные залежи. Определение свойств и состава пластовых УВ-систем в таких условиях особо сложно, т.к. близость давлений насыщения нефти газом и пластового давления на контакте затрудняют отбор качественных глубинных проб нефти. Депрессия на пласт и перепад давления между кровлей интервала перфорации и точкой отбора глубинных проб не дают возможности отобрать глубинные пробы с давлением насыщения, близким к пластовому. В этом случае необходимо отбирать глубинные пробы нефти по существующему ОСТ и проводить лаборатор-

ные исследования в предусмотренном объеме. Затем, учитывая требования современных пакетов программ для гидродинамического моделирования, на основе полученных данных о составе пластовой нефти и ее свойствах создается математическая модель пластовой нефти, и рассчитываются ее свойства и состав для давления насыщения, равного начальному пластовому давлению. Возможно определение свойств и состава пластовой нефти при давлении насыщения, равном пластовому, путем проведения лабораторных *PVT*-исследований с растворением дополнительных объемов газа в глубинной пробе. Для подсчета запасов нефти и растворенного газа рекомендуется использовать состав и свойства пластовой нефти, приведенные к глубине середины запасов нефти рассматриваемой залежи. Опыт исследования распределения свойств пластовой нефти по высоте залежи показывает, что учитывать эти изменения имеет смысл при высоте нефтяной залежи или нефтяной оторочки свыше 25 м. В случае оценки изменений объемного коэффициента и газосодержания при меньшей высоте эти изменения будут в пределах допустимой лабораторной ошибки и не обеспечат реального повышения точности подсчета запасов.

Важным параметром пластовой нефти является объемный коэффициент. В настоящее время в лабораториях он определяется тремя методами.

1. Однократное разгазирование, когда нефть из пластовых термобарических условий переводится в атмосферные условия без промежуточных ступеней.

2. Дифференциальное разгазирование, когда переход к нормальным термобарическим условиям осуществляется через определенное число ступеней снижения давления. Переход к атмосферному давлению производится путем поэтапного снижения давления от давления насыщения к пластовому. На каждой ступени выделившийся газ эвакуируется из сосуда высокого давления. Количество ступеней определяется по диаграмме, приведенной в ОСТ. Разгазирование на всех этапах, кроме последнего, проводится при пластовой температуре.

3. Ступенчатое разгазирование. Разгазирование глубинной пробы проводится в 2–4 ступени, термобарические условия которых задаются близкими к условиям сепарации нефти на промысле.

В настоящее время в инструкции [1] и последующих документах предусматривается при подсчете запасов нефти и растворенного

газа использовать результаты дифференциального разгазирования, т.к. данный метод при пластовых температурах ниже +60 °С позволяет получить объемный коэффициент, близкий получаемому при разработке месторождений. При этих пластовых температурах выделяющийся в процессе разгазирования глубинной пробы нефти газ содержит незначительное количество жидких УВ<sub>(C5+в)</sub>. Но при больших температурах выделяющийся при снижении давления газ содержит значительное количество C<sub>5+в</sub> (до 200 г/м<sup>3</sup>), что в сочетании с увеличением газосодержания нефти с глубиной ведет к значительному количеству жидких УВ, переходящих из жидкой фазы в газообразную, не учитываемую при определении объемного коэффициента. В результате объемный коэффициент, полученный методом однократного разгазирования, выше этой величины, определенной методом дифференциального разгазирования при умеренных температурах, и обратное соотношение – при пластовых температурах выше 60 °С. Ввиду этого предлагается при подсчете запасов нефти и растворенного газа для залежей с пластовой температурой выше +60 °С, перейти к объемному коэффициенту, газосодержанию, плотности дегазированной нефти и составу растворенного газа, определенным методом ступенчатого разгазирования.

Объем и методика промысловых и лабораторных исследований свойств и состава пластовых газоконденсатных систем в РФ регламентированы современным нормативным документом ОАО «Газпром» 2011 г.[3]. Следует отметить, что объем данных, которые необходимо получить при промысловых и лабораторных исследованиях, практически не изменился.

В связи с тем, что все большая часть залежей двухфазная – проблемы такие же, как и при отборе глубинных проб нефти, – при промысловых исследованиях на конденсатность нужно отобрать пробы, обеспечивающие при дальнейшей их рекомбинации давление начала конденсации, равное начальному. Из-за депрессии на пласт, в случае предельно насыщенной газоконденсатной системы, сразу же начинается выпадение жидких УВ в призабойной зоне пласта, и последующая рекомбинация отобранных проб сырого конденсата с КГФ, полученным на скважине, создаст смесь с давлением начала конденсации жидких УВ ниже пластового давления. В данном случае, как и в случае с пластовой нефтью, предлагается работа в следующей последовательности.

Провести промышленные исследования, максимально соответствующие требованиям нормативных документов. В процессе промышленных исследований отобрать пробы газа сепарации и сырого конденсата для последующей рекомбинации и выполнения полного объема лабораторных исследований. Как правило, полученное давление начала конденсации жидких УВ из газа ниже пластового давления на ГНК. Поэтому необходимо выполнить дополнительные исследования по определению состава и свойств пластового газа при давлении начала конденсации жидких УВ из газа, равном начальному пластовому давлению. Это делается двумя методами:

– с помощью математической модели, используя один из программных пакетов, рассчитать состав и свойства пластового газа, с давлением начала конденсации, близким к пластовому на контакте;

– проведением серии лабораторных экспериментов с растворением дополнительных объемов сырого конденсата в газе сверх КГФ, определенного при промышленных исследованиях до получения давления начала конденсации, равного пластовому, с последующим проведением *PVT*-исследований на рекомбинированной таким образом пробе.

С учетом меньшей, по сравнению с пластовой нефтью, плотности свободного газа в пластовых условиях, соответственно меньшим будет и градиент изменения пластового давления по глубине и связанных с этим свойств и состава УВ. Исходя из этого, можно считать правомерным применение [2], где предлагалось учитывать изменения свойств и состава при высоте газовой части залежи свыше 150 м. Соответственно, при этом необходимо обеспечить исследование состава и свойств свободного газа газоконденсатной (нефтегазоконденсатной) залежи из расчета не менее 1 объекта на каждые 150 м высоты залежи.

Основным видом *PVT*-исследований является дифференциальная конденсация, т.е. изучение количества  $C_{5+в}$ , выпавшего, из газа и оставшегося в пластовом газе. При этом снижение пластового давления ступенями по 10% от начального пластового давления происходит путем отбора газа, с последующей стабилизацией давления при постоянном объеме сосуда высокого давления. За рубежом применяется несколько иная схема эксперимента *CVD*. Пакеты программ, моделирующие поведение газоконденсатных систем, настроены на *CVD*, поэтому рекомендуется при проведении экспериментальных исследований

газоконденсатных систем перейти к исследованиям методом *CVD* вместо дифференциальной конденсации.

Одним из наиболее востребованных свойств газоконденсатных систем является коэффициент извлечения конденсата (КИК). До настоящего времени он определялся, так же как и коэффициент извлечения свободного газа, при условии окончания разработки залежи, когда давление на устье скважины станет равным 0,1 МПа. В новых правилах коэффициент извлечения газа определяется экономическими условиями, и соответственно, КИК будет определяться этими условиями. Таким образом, при переходе на новые правила подсчета извлекаемых запасов газа появится необходимость пересчета извлекаемых запасов конденсата для всей страны.

В тоже время следует согласиться с Н.В. Долгушиным в том, что очень часто «при проведении конкурсов или тендеров по выбору подрядных организаций применяется только один критерий выбора – дешевизна» [1]. При этом очень низок уровень промышленных исследований на конденсатность с соответствующим качеством отобранных проб и достоверность результатов их исследований. Таким же образом обстоят дела и с отбором глубинных и поверхностных проб нефти и растворенного газа. Необходимо обращать внимание на качество, полноту и достоверность промышленных и лабораторных исследований на конденсатность.

Широкое распространение и доступность пакетов программ по моделированию состава и свойств пластовых углеводородных систем (пластовой нефти, пластовых газоконденсатных систем) приводит к тому, что очень часто под видом лабораторных *PVT*-исследований представлены данные, полученные в результате математического моделирования. Конечно, математическое моделирование можно и нужно применять для построения гидродинамических моделей залежей УВ, но исходными должны быть данные, полученные при экспериментальных исследованиях. При подготовке нормативных документов нужно предусмотреть необходимость указания организацией-исполнителем – каким образом получены данные, приведенные в отчете по исследованиям УВ.

Газовой промышленностью РФ планируется строительство заводов по производству сжиженного природного газа, при этом попутно будут извлекаться значительные объемы этана, пропана и бутана. То же самое будет происходить и при извлечении из газа гелия.

В связи с этим встает вопрос о пересмотре промышленных пределов содержания этана, гелия и других полезных компонентов природного газа, увязке их с направлениями использования газа тех или иных месторождений.

### Выводы


1. Ранее принятые документы, регламентирующие объем и методику исследований свойств и состава УВ (нефть, газ и газовые конденсаты) в основном обеспечивают объем сведений о свойствах и составе УВ, необходимый для подсчета запасов и проектирования разработки.

2. Для нефтяных залежей с пластовой температурой свыше 60 °С рекомендуется

для подсчета запасов использовать данные ступенчатого разгазирования, вместо данных дифференциального разгазирования.

3. При PVT-исследованиях газоконденсатных пластовых систем рекомендуется вместо исследований методом дифференциальной конденсации перейти к методу CVD.

4. В технических отчетах о результатах исследований свойств и состава УВ обязательно указывать, какие данные получены экспериментально, а какие – моделированием.

5. Необходимо уточнить промышленные концентрации полезных компонентов в газах в связи с направлением ожидаемого их использования – с тем, чтобы определяться с необходимостью постановки их на баланс. 

### Литература

1. Долгушин Н.В. Концепция организации газоконденсатных исследований разведочных скважин в системе ОАО «Газпром». Материалы XIV координационного геологического совещания. М. 2009. С. 129–142.
2. Инструкция о содержании, оформлении, порядке представления в Государственную комиссию по запасам полезных ископаемых при Совете Министров СССР материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов. М. 1984. 48 с.
3. Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин. Р Газпром 086-2010. М. 2011. 234 с.
4. ОСТ 153-39.2-048-2003. Нефть, типовое исследование пластовых флюидов и сепарированных нефтей. Объем исследований формы представления результатов. М. 2003. 90 с.

UDC 553.98

**A.B. Fuks**, doctor of geology and mineralogy, chief research scientist Federal state unitary enterprise «All-Russian research geological oil institute», Lubersi-49@yandex.ru, Fuks@Vnigni.

1. 36, Enthusiasts highway, Moscow, 105118, Russia.

## Modern requirements for substantiation of formation fluid composition and properties for hydrocarbon reserves calculation and development design

**Abstract.** Procedure manuals for sampling and property analysis of oil, gas and condensate (HCS) mainly provide data required for calculation of oil, gas and gas condensate reserves and for designing of development. For oil deposits with formation temperature over 60 °С it is proposed to determine the volumetric factor by staged separation method. For gas condensate deposits it is proposed to determine potential C5+ content in gas and condensate recovery factor by CVD method. It is necessary to confirm concentrations of commercial components contained in HCS or associated components, based on modern technologies and economical conditions

**Keywords:** calculation of reserves of oil, condensate and commercial components; volumetric factor; condensate recovery factor; commercial concentrations of associated components

### References

1. Dolgushin N.V. Kontseptsiiia organizatsii gazokondensatnykh issledovaniy razvedochnykh skvazhin v sisteme ОАО «Gazprom» [The concept of organizing research condensate exploration wells in the system of "Gazprom"]. *Materialy XIV koordinatsionnogo geologicheskogo soveshchaniia* [Materials XIV focal geological meeting]. Moscow, 2009, pp. 129–142.
2. *Instruktsiia o soderzhanii, oformlenii, poriadke predstavleniia v Gosudarstvennuiu komissiiu po zapasam poleznykh iskopaemykh pri Sovete Ministrov SSSR (GKZ SSSR) materialov po podschetu zapasov nefti i goriuchikh gazov* [Instructions on the content, the design, the order of the State Commission for Mineral Reserves of the Council of Ministers of the USSR (SRC USSR) materials for the calculation of reserves of oil and combustible gases]. Moscow, 1984, 48 p.
3. *Instruktsiia po kompleksnym issledovaniyam gazovykh i gazokondensatnykh skvazhin* [Instructions comprehensive research of gas and gas condensate wells]. Chast' 1. R Gazprom 086-2010. Moscow, 2011, 234 p.
4. *OST 153-39.2-048-2003. Neft', tipovoe issledovanie plastovykh fluidov i separirovannykh neftei. Ob'em issledovaniy formy predstavleniia rezul'tatov* [Oil, case studies of reservoir fluids and separate the oils. The volume of research results presentation]. Moscow, 2003, 90 p.