

**МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ
ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ПОДСЧЕТНЫХ ПАРАМЕТРОВ,
ХАРАКТЕРИЗУЮЩИХ КОМПОНЕНТНЫЙ СОСТАВ
И ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ**

Москва 2023 г.

ВВЕДЕНИЕ

Методические рекомендации по определению подсчетных параметров, характеризующих компонентный состав и физико-химические свойства углеводородного сырья (далее – Методические рекомендации), разработаны с целью урегулирования процедуры определения подсчетных параметров в связи с отсутствием установленного порядка в нормативных документах. Методические рекомендации предлагаются к использованию при подготовке отчетов по подсчету геологических запасов углеводородного сырья (далее – УВС) и оперативному изменению состояния запасов УВС, а также при проведении государственной экспертизы.

Работы по подготовке Методических рекомендаций выполнены авторским коллективом по поручению и под руководством ФБУ «ГКЗ».

Авторский коллектив: А.Б. Фукс (ФГБУ «ВНИГНИ»), Д.Г. Фатеев (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»), П.А. Гужиков (ИП «Гужиков Павел Анатольевич»), И.О. Промзев (ООО «Газпромнефть НТЦ»), К.Д. Ашмян (ФГУ ФНЦ НИИСИ РАН), Ф.М. Астапова (ФБУ «ГКЗ»).

1. ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОДСЧЕТНЫХ ПАРАМЕТРОВ, ХАРАКТЕРИЗУЮЩИХ КОМПОНЕНТНЫЙ СОСТАВ И ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА УВС.

1.1. Подсчетные параметры, характеризующие компонентный состав и физико-химические свойства УВС (включая концентрацию попутных полезных компонентов), определяются для каждой залежи по результатам исследований собственных качественных проб, в том числе:

- для нефтяной залежи – глубинных и поверхностных проб пластовой нефти;
- для газовой залежи – поверхностных проб газа;
- для газоконденсатной залежи – проб пластового газа, рекомбинированных на основе проб газа и газового конденсата $C_{5+в}$ (далее – конденсата), отобранных на сепараторе;
- для двухфазных залежей – проб пластового флюида каждой из фаз (газовой шапки и нефтяной части залежи).

Качественной пробой (для целей подсчета запасов УВС) является проба, имеющая компонентный состав и физико-химические свойства, соответствующие компонентному составу и физико-химическим свойствам пластового флюида в начальном состоянии, что подтверждается обоснованными критериями качества, выработанными с учетом технологии отбора проб.

Подсчетные параметры, характеризующие физико-химические свойства пластовой нефти, определяются по собственным качественным глубинным пробам, отобранным и исследованным в соответствии с методологическими требованиями: не менее трех проб в соответствии с ОСТ 153-39.2-048-2003 «Нефть. Типовое исследование пластовых флюидов сепарированных нефтей. Объем исследований и формы представления результатов» по каждому испытанному в скважине объекту.

1.2. Для обоснования подсчетных параметров при подсчете запасов УВС рекомендуется руководствоваться следующими требованиями в представленной последовательности:

1.2.1. При наличии собственных проб:

- а) использование результатов исследований собственных качественных проб УВС, отобранных в пределах залежи;

б) при обосновании невозможности отбора качественных глубинных проб нефти – по данным отбора и исследований рекомбинированных качественных проб пластовой нефти вместо глубинных;

в) при обосновании невозможности отбора качественных сепараторных проб газа и конденсата или неопределенности полученных результатов исследований – по данным отбора и исследований качественных глубинных проб пластового газа, отобранных с помощью пластоиспытателя.

1.2.2. При отсутствии собственных качественных проб:

а) использование результатов моделирования PVT-свойств пластового флюида на основе уравнения состояния с учетом всех имеющихся исходных данных о его компонентном составе, фазовом состоянии, результатов лабораторных и промысловых исследований и т.д. (при наличии предельно насыщенных систем также допустимо применение PVT-моделирования).

В случае выполнения расчетов по PVT-модели рекомендуется представление на экспертизу PVT-модели;

б) использование подсчетных параметров, характеризующих компонентный состав и физико-химические свойства УВС, по данным аналогов (в т.ч. с использованием моделирования с помощью уравнения состояния) допускается в исключительных случаях при обосновании невозможности определения подсчетных параметров способами, перечисленными в п.п. 1.2.1 и 1.2.2 (а).

При выборе аналога для подсчетного объекта необходимо руководствоваться следующими критериями:

- одинаковое фазовое состояние пластового флюида подсчетного объекта и аналога;
- сопоставимые термобарические условия и глубина залегания;
- исключение использования аналога, принятого по аналогии с другой залежью;
- использование последних утвержденных значений параметров в случае изменения подсчетных параметров аналога.

Для залежей с вязкостью нефти в пластовых условиях свыше 10000 мПа×с значение вязкости принимается исключительно по результатам исследований собственных проб, полученных при центрифугировании или обработке низкотемпературным растворителем образцов керна из скважин объекта подсчета запасов.

При использовании аналога все подсчетные параметры, характеризующие компонентный состав и физико-химические свойства УВС, должны быть приняты по данным этого аналога.

В случае использования аналогов необходимо для обоснования физико-химических свойств подсчетного объекта представить актуальные данные аналога с указанием реквизитов протоколов ГКЗ Роснедра, ЭТС ГКЗ. Рекомендательный образец предоставления данных приведен в таблице 1 настоящего документа.

в) в случае отсутствия и невозможности отбора собственных проб, а также невозможности определения подсчетных параметров способами, указанными в п.п. 1.2.2 (а) и (б) допускается использование средних значений подсчетных параметров, определенных как средние значения по изученным залежам данного пласта/горизонта в следующем порядке:

- 1) средние значения по каждому исследованному интервалу (объекту) в каждой исследованной скважине в пределах залежи;
- 2) средние значения по каждой залежи;
- 3) средние значения по исследованным залежам пласта/горизонта.

Использование средних значений возможно для подсчетных параметров, отличающихся в пределах одного пласта/горизонта не более чем на 20%, при высоте каждой залежи не более 20 м.

При высоте нефтяной залежи более 20 м свойства и состав пластовой нефти рассчитываются по PVT-модели пластовой нефти с помощью пакета специализированных программ с использованием результатов исследований собственной качественной пробы с учетом изменений пластовых давлений и температуры для глубины, соответствующей середине объема залежи пластовой нефти.

Двухфазные залежи с высотой более 20 м могут быть охарактеризованы исключительно результатами исследований собственных качественных проб с привлечением математического моделирования по уравнению состояния. В этом случае использование аналогов недопустимо.

1.3. В случае отсутствия собственных качественных проб при возможности отбора глубинных и/или сепараторных проб пользователю недр рекомендуется проводить исследования компонентного состава и физико-химических свойств пластовых флюидов с целью повышения достоверности подсчетных параметров в соответствии с «Требованиями к составу и правилам оформления представляемых на государственную экспертизу материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов», утвержденными приказом МПР от 28.12.2005 № 564.

Следует учитывать, что при выделении площади запасов категории А в случае использования аналогов или средних значений подсчетных параметров (низкая геологическая изученность залежей) не соблюдаются условия отнесения запасов к категории А по степени изученности компонентного состава и физико-химических свойств УВС.

2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОНЦЕНТРАЦИИ ПОПУТНЫХ ПОЛЕЗНЫХ КОМПОНЕНТОВ ДЛЯ ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ.

2.1. Содержание основных попутных полезных компонентов (этана, пропана и бутанов) определяется по результатам исследований глубинных проб методом ступенчатой сепарации пластовой нефти, так как в процессе их изучения устанавливается компонентный состав растворенного в нефти газа.

2.1.1. Содержание серы в нефти или конденсате, ванадия, никеля, титана в нефти определяется как по результатам физико-химических исследований поверхностных проб нефти или конденсата, так и по результатам исследований разгазированной нефти или конденсата, оставшихся после изучения глубинных проб нефти или пластового газа.

2.1.2. Подсчет запасов гелия в свободном газе и газе газовых шапок рекомендуется выполнять по результатам исследований проб пластового газа, так как отбор проб осуществляется из потока газа, снижая вероятность улетучивания более легких компонентов, и отбирается для исследований на газоконденсатность в стальные контейнеры со значительной толщиной стенок, что сокращает диффузию гелия до незначительных величин.

2.1.3. Содержание асфальтенов, смол силикагелевых и парафинов – асфальтосмолопарафиновые отложения (далее – АСПО) определяется по поверхностным пробам нефти. Фазовое состояние пластовой нефти (нефть+твердые парафины) определяется по глубинным пробам.

2.1.4. При определении и обосновании концентрации попутных полезных компонентов необходимо руководствоваться требованиями, предъявляемыми к пробам в соответствии с п. 1 данного документа в соответствии с «Методическими рекомендациями по применению запасов и ресурсов нефти и горючего газа» (распоряжение МПР от 01.02.2016 № 3-р (далее – Распоряжение № 3-р)).

2.1.5. При отсутствии собственных проб концентрация попутных полезных компонентов принимается по аналогам, принятым для подсчетных параметров, характеризующих физико-химические свойства УВС в соответствии с п.1.2.2.

3. ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ ЭТАНА, ПРОПАНА И БУТАНОВ В РАСТВОРЕННОМ ГАЗЕ, СВОБОДНОМ ГАЗЕ И ГАЗЕ ГАЗОВЫХ ШАПОК.

3.1. Подсчет запасов этана, содержащегося в растворенном газе, свободном газе и газе газовых шапок, выполняется при его содержании не менее 3 молярных процентов (далее – % мольн.) с одновременным подсчетом запасов пропан-бутановой фракций при их концентрации не менее минимального промышленного значения: 0,9% мольн. в соответствии с приложением 6 Распоряжения № 3-р.

3.2. Подсчет запасов пропан-бутанов при содержании этана в растворенном газе, свободном газе и газе газовых шапок менее 3% мольн. выполняется в случае подтверждения пользователем недр целесообразности их извлечения технологическими и технико-экономическими расчетами.

4. ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ ГЕЛИЯ.

4.1. Подсчет запасов гелия выполняется при его концентрации не менее минимального промышленного значения – 0,035% мольн. для растворенного газа и 0,05% мольн. для свободного газа и газа газовых шапок в соответствии с приложением 6 Распоряжения № 3-р.

4.2. Минимальное количество запасов гелия при его подсчете, извлечение которого технически возможно и экономически эффективно, должно быть подтверждено пользователем недр технологическими и технико-экономическими расчетами.

5. ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ КОНДЕНСАТА, СОДЕРЖАЩЕГОСЯ В СВОБОДНОМ ГАЗЕ И ГАЗЕ ГАЗОВЫХ ШАПОК (МИНИМАЛЬНАЯ КОНЦЕНТРАЦИЯ)

5.1. При содержании конденсата менее 25 г/см³ залежь относится к низкоконденсатной (Приложение 7 Распоряжения № 3-р), при этом рекомендуемая минимальная промышленная концентрация конденсата в свободном газе и газе газовых шапок для подсчета запасов в нормативных документах отсутствует.

5.2. Минимальная концентрация конденсата в газе газовых шапок и свободном газе, при которой запасы этого попутного полезного компонента подсчитываются и учитываются на государственном балансе запасов полезных ископаемых Российской Федерации, определяется пользователем недр, исходя из технологической схемы подготовки газа и его предназначения, и обосновывается технико-экономическими расчетами.

6. ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ РАСТВОРЕННОГО ГАЗА С СОДЕРЖАНИЕМ АЗОТА БОЛЕЕ 50% МОЛЬН.

6.1. При содержании азота в составе свободного газа или газа, растворенного в нефти, более 50% мольн. газ считается не горючим, не подсчитывается и не учитывается на государственном балансе запасов полезных ископаемых (п. 63 Распоряжения № 3-р).

6.2. Внесение изменений в государственный баланс запасов полезных ископаемых Российской Федерации, связанных с исключением из данных баланса запасов растворенного газа с содержанием азота более 50% мольн., возможно в случае подтверждения содержания азота результатами исследований собственных глубинных проб.

6.3. Внесение изменений в государственный баланс запасов полезных ископаемых Российской Федерации, связанных с исключением из данных баланса запасов растворенного газа с содержанием азота более 50% мольн. в случае если подсчетные параметры, характеризующие свойства нефти, приняты по аналогу возможно в случае подтверждения содержания азота исследованиями собственных качественных глубинных проб. При отсутствии собственных качественных глубинных проб допускается использование результатов исследования собственных качественных поверхностных проб.

7. НЕОБЕСПЕЧЕННОСТЬ ДОБЫЧИ РАСТВОРЕННОГО ГАЗА ОСТАТОЧНЫМИ ИЗВЛЕКАЕМЫМИ ЗАПАСАМИ РАСТВОРЕННОГО ГАЗА.

7.1. В случае выявления необеспеченности добычи растворенного газа остаточными извлекаемыми запасами растворенного газа при определении и обосновании подсчетных параметров, характеризующих компонентный состав и физико-химические свойства нефти, необходимо выполнить:

- анализ полученных исследований глубинных проб для определения первоначальных физико-химических свойств нефти и корректности учета добычи растворенного газа;
- экспертизу гидродинамических моделей и анализ результатов расчета технологических показателей разработки относительно объемов добываемой нефти и растворенного газа.

7.2. Причины необеспеченности добычи растворенного газа остаточными извлекаемыми запасами растворенного газа могут быть следующие:

7.2.1 Неправильное определение начальных свойств пластовой нефти, в том числе газосодержания. В этом случае для уточнения подсчетных параметров необходимо:

– выполнить переинтерпретацию начальных свойств пластовой нефти по данным экспериментальных исследований с оценкой их качества и степени неопределенности полученной оценки. При наличии неопределенности в оценке PVT-данных необходимо обосновать максимально возможное количество газа, способное раствориться в нефти (максимальное газосодержание насыщенной нефти) исследуемого объекта при начальных термобарических условиях. Обоснование должно быть выполнено на основе имеющихся данных о компонентном составе и физико-химических свойствах нефти в поверхностных и пластовых условиях, экспериментальных PVT-данных (зависимости давления насыщения от газосодержания – коэффициента растворимости) и данные моделирования (уравнение состояния), учитывая, что при изменении одного параметра (например, газосодержания) возникает закономерная необходимость изменения и других параметров (например, объемного коэффициента, плотности, вязкости) пластового флюида;

– оценить корректность выбора способа разгазирования для обоснования подсчетных параметров, учитывая, что для построения математической модели пластовой нефти необходимо, в первую очередь, использовать результаты ступенчатой сепарации (результаты эксперимента, а при их отсутствии – данные из модели флюида, построенной по результатам стандартной сепарации и других PVT-замеров).

7.2.2. Неправильная интерпретация геолого-промысловой информации при определении фазового состояния залежи в начальный период изучения месторождения. Например, оценка залежи как нефтяной при наличии газовой шапки в процессе разработки месторождения может привести к тому, что вместе с растворенным газом будет осуществляется добыча газа газовой шапки, при этом суммарная добыча газа превысит начальные запасы растворенного газа.

7.2.3. Отсутствие учета добычи газа, растворенного в пластовой воде и в пресной воде нагнетательных скважин; при появлении значительного количества воды в продукции возможно превышение количества добытого газа над начальными запасами растворенного в нефти газа.

7.2.4. Отсутствие учета геологических и технологических причин (например, перетоков из выше- или нижележащих пластов по проводящим тектоническим нарушениям или наличия трещин после проведенных ГРП), не относящихся к свойствам пластовой нефти.

Таблица 1

Выбор объекта-аналога для обоснования физико-химических свойств УВС

Месторождение			Рассматриваемый объект	Объект-аналог***	Примечание
Пласт					
№ п/п	Параметры	Размерность	Значения		
1	абсолютная отметка кровли	м			
2	абсолютная отметка ВНК (ГВК)	м			
3	абсолютная отметка ГНК	м			
4	фазовое состояние флюида*				
5	тип залежи				
6	тип породы-коллектора**				
7	начальная пластовая температура	°С			
8	начальное пластовое давление	МПа			
9	нефтяная часть залежи	плотность нефти в стандартных условиях	г/см ³		
10		вязкость нефти в стандартных условиях	мПа×с		
11		содержание серы	% масс.		
12		содержание парафинов	% масс.		
13		содержание асфальтенов	% масс.		
14		содержание смол	% масс.		
15		газосодержание	м ³ /м ³		
16		давление насыщения	МПа		
17		объемный коэффициент			
18		вязкость пластовой нефти	мПа×с		
19		плотность растворенного газа	кг/м ³		
20	газовая часть залежи	плотность конденсата в стандартных условиях	г/см ³		
21		молярная масса C _{5+в}	г/моль		
22		вязкость конденсата в стандартных условиях	мПа×с		
23		содержание серы	% масс.		
24		содержание парафинов	% масс.		
25		потенциальное содержание C _{5+в}	г/м ³		
26		коэффициент сверхсжимаемости			
27		давление начала конденсации	МПа		
28		молярная масса пластового газа	г/моль		

Примечание:

* фазовое состояние флюида в залежи: однофазное газовое, однофазное жидкое, двухфазное;

** терригенный, карбонатный.

*** по флюиду-аналогу необходимо привести состав газа (для нефтяной части – растворенного газа, для газовой части залежи – газа сепарации).