МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Утверждаю

Первый зам. министра
нефтяной промышленности

_____В.Ю. Филановский

"31" декабря 1987 г.

И Н С Т Р У К Ц И Я

ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ГАЗОВЫХ ФАКТОРОВ И КОЛИЧЕСТВА РАСТВОРЕННОГО ГАЗА, ИЗВЛЕКАЕМОГО ВМЕСТЕ С НЕФТЬЮ ИЗ НЕДР

РД 39-0147035-225-88

Настоящий документ разработан:

Всесоюзным нефтегазовым научно-исследовательским институтом им. академика А.П. Крылова (ВНИИ)

Зам. директора ВНИИ М.Ф. Путилов

Ответственные исполнители:

Заведующий сектором А.И. Арутинов

Старший научный сотрудник М.З. Корнаев

Доктор экономических наук В.И. Лузин

gost.e-ecolog.ru

Согласовано

Начальник отдела нефтяной и газовой промышленности Госплана СССР	В.М. Юдин
Заместитель председателя Государственного комитета по надзору за безопасным ведением работ в промышленности и горному надзору	В.А. Рябов
Заместитель председателя ГКЗ СССР	М.В. Толкачев
Заместитель министра геологии СССР	Г.А. Сумбатов
Заместитель министра нефтяной промышленности	С.М. Топлов
Заместитель начальника Геологического управления Мингазпрома СССР	М.П. Овчинников

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

Инструкция по определению газовых факторов и количества растворенного газа, извлекаемого вместе с нефтью из недр

РД 39-0147035-225-88

Вводится взамен
РД 39-I-353-80

Срок введения установлен с 0I.0I.88
Срок действия до 0I.0I.9I

Настоящая "Инструкция по определению газовых факторов и количества растворенного газа, извлекаемого вместе с нефтью из недр" предназначена для постановки на строгие научные основы подсчета запасов, учета добычи, расхода и потерь газа. "Инструкция,.." вводит единообразие в терминологию и понятия, связанные с определением количества растворенного газа, извлекаемого вместе с нефтью.

По сравнению с аналогичной Инструкцией издания 1980 г. в настоящем документе опущены материалы чисто справочного характера, разделы по методическим указаниям к расчету планов добычи растворенного газа, а также описания различных методов и способов измерения количества этого газа.

В настоящее время по этим вопросам изданы соответствующие документы и потому необходимость в упомянутых разделах отпала.

Принципиально новым в данной Инструкции является отказ от таких понятий и терминов, как "пластовый" газовый фактор, "рабочий" газовый фактор, "рабочие" ресурсы, "пластовые" ресурсы. Перечисленные выше термины и понятия не обеспечивали полного соответствия между формами статистической отчетности 6гр и 33тп,

что не способствовало точному определению текущих запасов и количества извлеченного газа.

В данной Инструкции принято понятие о едином газовом факторе, который определяется, в основном, в результате дифференциального разгазирования глубинных (пластовых) проб по термобарическим ступеням, параметры которых идентичны параметрам ступеней промысловой системы сепарации.

Кроме того, в соответствии с терминологией, принятой в государственных формах статистической отчетности, такие термины, как "ресурсы нефтяного газа", использованные в Инструкции 1980 г., в этом документе заменены термином "извлеченное количество газа".

В Инструкции введены также новые разделы "Промышленные и непромышленные объемы газа".

С введением настоящего РД "Инструкция по определению газовых факторов и ресурсов нефтяного газа, извлекаемого из недр" (РД 39-I-353-80) издания 1980 г. утрачивает силу.

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Инструкция устанавливает единообразие в:

- методах и технике определения газовых факторов;
- интерпретации полученных результатов;
- расчете количества извлеченного газа.

Определение газовых факторов и количества растворенного газа производится для объекта разработки, который выделен при подсчете запасов нефти и газа. Газовые факторы и количества газа определяют как в целом по газу, так и по его отдельным компонентам. Перспективные значения газовых факторов и количества извлеченного газа при разработке нефтяных залежей и в результате применения специальных методов воздействия на пласт следует брать из проек-

тов их разработки.

2. ОСНОВНЫЕ ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

2.1. Нефть — залегающая в недрах земли природная смесь углеводородов различных групп с примесью других (сернистых, азотистых, кислородных) соединений. В большинстве нефтей в пластовых условиях содержится в том или ином количестве растворенный газ.

2.2. Пластовая нефть и растворенный в ней газ в пластовых условиях находятся в жидкой фазе.

2.3. Добыча нефти - комплекс технологических и производственных процессов, связанных с извлечением нефти из недр на земную поверхность, сбором и подготовкой ее на промыслах до товарных кондиций.

2.4. Извлеченная из недр нефть - количество нефти, сданной потребителям (т.н. товарной) нефти, израсходованной на собственные нужды нефтегазодобывающего предприятия и потерь, а также нефти, сохраненной в нефтехранилищах.

Объем добытой нефти следует относить к определенному периоду времени (суткам, месяцу, кварталу, году и т.д.).

2.5. Потери нефти - часть извлеченной, но неиспользованной и несохраненной для народного хозяйства нефти.

2.6. Сепарация нефти - процесс отделения газа от нефти и сопутствующей ей пластовой воды при их добыче.

Примечание: Количество нефти определяется в тоннах чистой нефти, лишенной механических примесей, воды и солей, при температуре 20°С.

2.7. Нефтяной газ - природная смесь углеводородных и неуглеводородных соединений и простых веществ, извлекаемых из продуктивного объекта вместе с нефтью.

2.7.I. Растворенный газ - смесь различных газов находившихся в пластовых условиях в растворе с нефтью и выделившихся из нее при изменении термобарических условий.

2.8. Добыча нефтяного газа - комплекс технологических и производственных процессов, связанных с подъемом нефти и газа из скважин, сбором, отделением от нефти и сопутствующей воды нефтяного газа, а также с промысловой подготовкой этого газа для использования в народном хозяйстве.

2.9. Извлеченный газ - количество газа, сданного потребителю, израсходованного на собственные нужды нефтегазодобывающего предприятия и потерь, а также газа, сохраненного в газохранилищах.

Потери газа - часть извлеченного вместе с нефтью газа, неиспользованного и несохраненного для народного хозяйства.

2.I0. Газовый фактор - представляет собой количество газа (в стандартных куб.м), извлеченного вместе с одной тонной нефти.

2.II. Газовый фактор ступени сепарации - количество нефтяного газа[x)], отделившегося на данной ступени сепарации в расчете на одну тонну нефти, прошедшей через эту ступень.

2.I2. Компонентный газовый фактор - количество отдельного компонента, содержащегося в газе, определяемое произведением молярной доли компонента на величину газового фактора (или соответствующего газового фактора ступени сепарации).

2.I3. Извлеченное количество газа определяется произведением газового фактора на объем нефти, добытой за рассматриваемый период времени.

---

x) Все определения количества газа и величин газового фактора приводятся к стандартным условиям $P = 0{,}I0I325$ МПа и $T = 20\ ^{0}C$.

2.I4. Количество газа по отдельным ступеням сепарации - объем газа, выделившегося по отдельным ступеням сепарационной системы промысла, нефтегазодобывающего предприятия и определяющийся умножением газового фактора данной ступени сепарации на объем нефти, отсепарированной в ней за рассматриваемый период времени[x].

При определении количества газа, выделившегося по отдельным ступеням сепарации, обязательно фиксируются давления и составы газа, отбираемого на каждой ступени.

2.I5. Объем каждого из компонентов, содержащихся в газе, определяется произведением всего количества извлеченного за данный период времени газа на молярную концентрацию данного компонента.

2.I6. Объем данного компонента, содержащегося в газе отдельных ступеней сепарации, определяется произведением молярной концентрации компонента в газе данной ступени на количество газа, выделившегося на этой ступени в рассматриваемый период времени.

2.I7. Промышленный объем газа - часть извлеченного газа, которую в конкретных условиях данного нефтегазодобывающего предприятия (района) и в рассматриваемый период времени экономически целесообразно использовать.

2.I8. Непромышленные объемы газа - часть извлеченного газа, которую в конкретных условиях данного нефтегазодобывающего предприятия и в рассматриваемый период времени экономически нецелесообразно использовать в народном хозяйстве (в т.ч. и на собственные нужды нефтегазодобывающего предприятия).

---

x) Обычно за это количество берется объем нефти, добытой с помощью данной сепарационной системы.

2.19. Технологические потери газа - объем газа, величина которого обуславливается в проекте обустройства месторождения.

Величина технологических потерь, по мере совершенствования процессов сбора и подготовки, а также создания других условий на промысле, должна корректироваться.

2.20. Неиспользованный газ - количество газа, неиспользованного в народном хозяйстве страны. К этой категории относится количество газа, сожженного в факелах, выпущенного в атмосферу и потерянного в результате аварий на скважинах и в промысловых системах сбора, сепарации и подготовки нефти и газа. Сюда же относят и сверхнормативные технологические потери нефтяного газа.

2.21. Коэффициент использования газа - отношение величины использованного газа ко всему количеству газа, извлеченного с нефтью за рассматриваемый период времени.

2.22. Коэффициент использования промышленных объемов газа - отношение величины использованного газа на данном нефтегазодобывающем предприятии к объему его промышленной категории (за определенный период времени). Этот коэффициент является основным при учете производственной деятельности предприятия.

3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГАЗОВЫХ ФАКТОРОВ

3.1. Определение газовых факторов по скважинам и объектам должно осуществляться систематически согласно планам-графикам, утвержденным руководством нефтегазодобывающего предприятия.

3.2. Газовые факторы следует систематически определять для:

а) отдельных скважин;

б) группы скважин, эксплуатирующих один объект разработки (что необходимо для более точного учета движения запасов газа в

разрабатываемых объектах);

в) отдельных ступеней сепарационных систем нефтегазодобывающего предприятия;

3.3. Определение газовых факторов отдельных скважин в зависимости от условий их эксплуатации осуществляется

- с помощью групповых замерных установок типа "Спутник" (с последующим дифференциальным разгазированием в лабораторных условиях пробы жидкости, взятой на выходе из сепаратора),

- непосредственным измерением количеств газа и нефти на передвижных замерно-сепарационных установках,

- исследованием глубинных проб нефти, режим разгазирования которых до стандартных условий должен соответствовать режимам сепарации на промысле;

- расчетом по константам фазового равновесия газонефтяных систем с применением метода материального баланса,

- сравнением компонентных составов проб нефти и газа по ступеням сепарации,

- методом исследования рекомбинированных проб нефти и газа.

3.4. Определение величин газовых факторов проводится по кривым дифференциального разгазирования поверхностных (взятых из сепараторов) или глубинных проб нефти с включением точек разгазирования, определяющих параметры промысловой системы сепарации данного месторождения и доведенных до стандартных условий.

Такая же методика должна соблюдаться и при определении газовых факторов расчетным методом.

3.5. Наряду с количественным определением газового фактора следует систематически определять компонентные составы газа по опорным скважинам и на их основе по отдельным объектам разработки, ступеням сепарации и по нефтегазодобывающему предприятию

в целом. Периодичность определения устанавливается руководством предприятия.

3.6. Результаты определения газовых факторов должны фиксироваться в рабочих журналах и специальных книгах, которые являются официальными документами, на основании которых определяются количества растворенного газа, осуществляется контроль за состоянием объекта разработки и промысловых сепарационных систем.

3.7. При осуществлении промышленных экспериментов по воздействию различными методами на продуктивные объекты с целью повышения нефтеотдачи или интенсификации их разработки, определения количественного и качественного состава газа производят согласно графику по специальным методикам.

3.8. Определения газовых факторов ступеней сепарации должны осуществляться систематически по графикам, утвержденным руководством предприятия.

3.9. Определение газовых факторов всей данной системы сепарации производится путем суммирования величин газовых факторов отдельных ступеней сепарации.

Одновременно с измерениями расхода жидкостей и количества отсепарированного газа в рабочих журналах следует фиксировать все случаи аварий, происшедших с трубопроводами, как до первой ступени, так и между ступенями сепарации с оценкой количества потерянных нефти и газа.

3.10. Газовый фактор нефтегазодобывающего предприятия находится путем деления количества газа, отсепарированного за рассматриваемый период времени на всех ступенях сепарации всех сепарационных систем данного предприятия (с прибавлением количества газа, которое содержится в нефти последней ступени сепарации)

на добычу нефти предприятия за тот же период времени.

3.II. Количество газа, на основе которого исчисляются газовые факторы нефтегазодобывающего предприятия и ступеней промысловой системы сепарации, должны, главным образом, определяться с помощью стандартных измерительных приборов, установленных на всех сепарационных установках и аппаратах, представляющих отдельные ступени сепарации.

3.I2. При определении газовых факторов следует пользоваться действующей нормативно-технической документацией.

4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГАЗОВЫХ ФАКТОРОВ НА НОВЫХ НЕОБУСТРОЕННЫХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

а) На стадии разведки

4.I. На стадии разведки нефтяного месторождения газовый фактор объекта разработки должен определяться путем разгазирования проб пластовой нефти, взятых из нескольких опорных скважин, представляющих данный объект разработки.

4.2. Отбор глубинных проб нефти для определения газового фактора методом их дифференциального разгазирования производят из скважин, работающих при забойном давлении, превышающем давление насыщения, в соответствии с инструкциями по применению пробоотборника (ОСТ 39-II2-80 "Нефть. Типовое исследование пластовой нефти").

4.3. Глубинные пробы для определения газового фактора следует отбирать из скважин, равномерно распределенных по нефтеносной площади пласта. Если пласт разбит на отдельные блоки, то глубинные пробы отбирают из каждого блока. Количество проб по каждой скважине должно быть не менее трех.

4.4. Количество и номера опорных скважин, из которых предпо-

лагается отбирать глубинные пробы, определяет геологическая служба предприятия. Количество контрольных скважин по каждому из объектов разработки также должно быть не менее трех.

4.5. Газовый фактор следует определять отдельно по каждому из объектов разработки, выделенных при подсчете запасов нефти и газа.

4.6. Для определения газовых факторов необустроенных месторождений в нефтегазодобывающем районе, в котором разрабатываются ранее открытые месторождения, условия разгазирования глубинных проб могут быть приняты по аналогии с ближайшими действующими нефтегазосборными системами при условии, что новое месторождение по своим геологофизическим характеристикам близко к разрабатываемым.

4.7. Для необустроенных месторождений в совершенно новом нефтедобывающем районе, где не разрабатываются продуктивные пласты, условия разгазирования глубинных проб следует принять совместным решением проектной организации и руководством нефтегазодобывающего предприятия.

б) При освоении и вводе в промышленную разработку

4.8. При многоступенчатой сепарации принятой или предполагаемой к созданию на данном месторождении, разгазирование проб пластовой нефти для определения газового фактора скважины производят по следующей методике.

В сосуд (бомбу) равновесия, снабженный плунжером (или поршнем), помещают пробу пластовой нефти, после чего содержимое сосуда приводят к равновесию при давлении и температуре, соответствующих предполагаемым условиям в сепараторе I-ой ступени. Далее, путем перемещения поршня, из сосуда при постоянных дав-

лении и температуре, полностью удаляют образовавшуюся газовую фазу, замеряя при этом ее количество. Оставшуюся в сосуде жидкую фазу приводят к равновесию при новых условиях, соответствующих давлению и температуре в сепараторе II-ой ступени, после чего образовавшуюся газовую фазу вновь удаляют из сосуда равновесия, замеряя ее количество и т.д. Как указывалось выше, операции, имитирующие процессы разгазирования и сепарации, должны соответствовать фактическим, предполагаемым или запроектированным количеству ступеней и режимам сепарации на промысле.

Величина газового фактора определяется как частное от деления суммарного объема газа (в ст.м^3) отделившегося на всех ступенях сепарации, а также газа, который выделится из нефти последней ступени при ее разгазировании до стандартных условий на количество чистой нефти (в тоннах), полученной в результате полного разгазирования. Величину определенного таким образом газового фактора закладывают в расчет запасов газа.

4.9. При определении газовых факторов по отдельным скважинам одного объекта разработки с помощью замерно-сепарационных установок давление и температура в первых сепараторах этих установок при исследовании должны поддерживаться на уровне давлений и температуры первой ступени будущей сепарационной системы промысла. Отобранные из остальных сепараторов пробы, с целью определения количества газа, оставшегося в растворенном состоянии в пластовых жидкостях, следует разгазировать на режимах, строго соответствующих реальным условиям промысловой сепарации на будущих промыслах и прибавить количество газа, которое выделится из нефти последней ступени, когда конечные давления и температуры разгазирования пробы станут равными стандартным.

4.I0. Для расчетов и определения газовых факторов по месторождениям рекомендуется принимать:

- три ступени сепарации,
- давление первой ступени 0,6–I,0 МПа (абс.);
- давление второй ступени 0,25–0,30 МПа (абс.);
- давление третьей ступени 0,I05 МПа (абс.);
- температуру флюидов на всех ступенях сепарации – по расчету, принятому в проекте обустройства.

4.II. *При определении газовых факторов* отдельных ступеней сепарации, скважин и объектов разработки необходимо одновременно *определять и физико-химические свойства нефтей и газов.* Все анализы нефтей и газов должны производиться согласно действующим инструкциям.

4.I2. При определении газового фактора путем разгазирования глубинных проб достоверность исследований контролируют сравнением результатов, полученных при ступенчатом разгазировании нескольких одновременно отобранных глубинных проб по каждой из скважин.

Отличие содержания различных компонентов и величин газового фактора при разгазировании отдельных глубинных проб не должно превышать I0%.

4.I3. Условия разгазирования проб, результаты определения газовых факторов, составы выделившихся газов и другие характеристики нефти до и после ее разгазирования записываются в рабочих журналах и таблицах.

5. ПРОМЫШЛЕННЫЕ И НЕПРОМЫШЛЕННЫЕ ОБЪЕМЫ ГАЗА

5.I. Разделение газа на промышленные и непромышленные объемы выполняется на основе оценки экономической эффективности капитальных вложений и эксплуатационных затрат по объектам, которые необходимо создать для использования газа.

5.2. Использование извлеченного количества газа экономически оправдано с народнохозяйственных позиций, если коэффициент экономической эффективности капитальных вложений ($Э_{кв}$) на осуществление мероприятий по подготовке, сбору, транспорту и переработке этого газа в пределах предприятий нефтяной промышленности не ниже 0,I.

Примечание: Так как данный норматив определен на базе действующих (планируемых) цен, то он подлежит пересмотру при их изменении.

5.3. К основным причинам, определяющим нерентабельность использования газа, относятся:

а) низкая калорийность газа;

б) наличие в газе агрессивных примесей, предопределяющих необходимость создания специальных дорогостоящих очистных сооружений с целью его использования;

в) малые объемы газа;

г) большая отдаленность и вызванные этим обстоятельством чрезмерно высокие издержки на сооружение по сбору, подготовке и транспорту газа от промысла до мест его потребления.

5.4. Газ, в котором азота и углекислоты содержится более 60%, считается негорючим и в промышленные категории не включается.

5.5. На месторождениях с небольшими объемами добычи нефти и низким газовым фактором, где затраты на строительство и эксплуатацию объектов сбора, подготовки и транспорта велики, объемы газа считаются непромышленными.

5.6. Определение той части извлеченного количества газа, которая будет отнесена к категории непромышленных, решается ежегодно перед составлением плана нефтедобывающего предприятия на основании расчета экономической целесообразности использования этого газа.

5.7. Предел экономической эффективности использования газа, как правило, устанавливается с учетом затрат по всему циклу производства продуктов, вырабатываемых из него, включая как газоперерабатывающее производство, так и транспорт этих продуктов до потребителя[x].

Капитальные вложения и эксплуатационные расходы на извлечение газа в комплексных процессах добычи нефти (строительство и эксплуатация нефтяных скважин и нефтегазосборных систем, общепромысловые и другие затраты), которые имеют место независимо от того используется или не используется газ, при определении предела экономической эффективности не учитываются.

5.8. Расчет предела экономической эффективности использования газа производится по форме, приведенной в таблицах I и 2.

5.9. К промышленным объемам газа данного месторождения должны относиться только те его объемы при использовании которых (с применением современной техники и технологии) выдерживается условие.

---

x) Если переработка газа не предусматривается, то затраты на нее и стоимость продуктов переработки газа не учитывается.

$$\frac{П - С}{К} = Э_{кв} \geqslant 0{,}I$$

где $Э_{кв}$ – коэффициент экономической эффективности капитальных вложений;

П – совокупная товарная продукция в оптовых ценах предприятия, полученная при подготовке, сборе, транспорта и переработке газа, руб. (руб/I000 куб.м);

С – эксплуатационные расходы (себестоимость) подготовки, сбора, транспорта и переработки газа, руб. (руб/I000 куб.м);

К – капитальные вложения (удельные капитальные вложения) на осуществление мероприятий по сбору, подготовке, транспорту и переработке газа, руб.(руб/I000 куб.м).

5.I0. Расчет промышленных объемов газа в нефтегазодобывающем районе должен производиться по месторождениям на базе соответствующего технико-экономического обоснования коэффициентов экономической эффективности капитальных вложений, необходимых для вовлечения извлеченного газа в использование.

5.II. Непромышленные объемы газа на определенный период устанавливаются в откорректированных технологических схемах разработки и обустройства месторождений и утверждаются в установленном порядке.

Таблица I

П Р И М Е Р

расчета коэффициента предельной эффективности использования газа

Наименование показателей	Объем тыс.м³ Вес, тыс.кг	Цена и удельные затраты на единицу продукции	Общие затраты и товарная продукция, руб.	Примечание
I	2	3	4	5
Количество продукции				
I. Количество используемого газа	I000 I250			
2. Количество переработанного газа				
3. Потеря газа при переработке, включая балласт (азот, углекислота, вода)	I00			
4. Общий выход продукции:	900 II50			
в том числе:				
а) топливный газ	560	I6 руб.	8960	
б) этан товарный	90 I20 руб.	50 руб.	6000	
в) стабильный бензин	I32	35 руб.		
г) прочие жидкие продукты (бутан, изобутан, пропан и др.	II7	45 руб.	5270	
Выход готовой продукции в оптовых ценах предприятия, всего			25I50	

Продолжение таблицы I

I	1	2	3	4	5
Себестоимость продукции, всего				I6600	
в том числе:					
а) топливный газ			2,60	2600	
б) этан товарный			3,00	3000	
в) отбензиненный бензин			5,50	5500	
г) прочие жидкие продукты (бутаны, пентаны и др.)					
5. Капитальные вложения, всего				30400	
в том числе:					
а) сбор газа				9000	
б) транспорт газа				I000	
в) переработка					
Коэффициент экономической эффективности ($Э_{кв}$)					

Таблица 2

Р А С Ч Е Т

использования промышленных объемов газа по НГДУ за I98 г.

Наименование показателей	Ед. измерения	Месторождения и эксплуатационные объекты					
		Месторождение			Месторождение		
		Всего	в том числе		Всего	в том числе	
			объект	объект		объект	объект
I. Добыча нефти	тнс.т						
2. Средневзвешенный газовый фактор	$м^3/т$						
3. Потенциальное количество газа	тыс.$м^3$						
4. Непромышленные количества газа	-"-						
5. Промышленные количества газа	-"-						
6. Реализация газа на сторону	-"-						
7. Добыча газа (включая нормируемые потери)	-"-						
8. Расход газа на собственные нужды	-"-						
9. Сожжено на факелах и выпущено в атмосферу	-"-						
I0. Использовано: промышленных категорий газа	%						

С О Д Е Р Ж А Н И Е

Стр.

I. Общие положения 2
2. Основные термины и определения. 3
3. Определение газовых факторов. 6
4. Определение газовых факторов на новых необустроенных месторождениях. 9
5. Промышленные и непромышленные объемы нефтяного газа . . I3

Ротапринт НИИ. Зак. I36 Тир. I000 экз.
Подписано к печати 5.04.88 г.

gost.e-ecolog.ru