СТАНДАРТ ОТРАСЛИ

ОСТ 153-39.2-048-2003

НЕФТЬ
ТИПОВОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ И СЕПАРИРОВАННЫХ НЕФТЕЙ

Объем исследований и формы представления результатов

Москва 2003

gost.e-ecolog.ru

СТАНДАРТ ОТРАСЛИ

ОСТ 153-39.2-048-2003

НЕФТЬ
ТИПОВОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ И СЕПАРИРОВАННЫХ НЕФТЕЙ

Объем исследований и формы представления результатов

Москва 2003

ПРЕДИСЛОВИЕ

1 РАЗРАБОТАН ОАО «Всероссийский нефтегазовый научно-исследовательский институт имени акад.А.П. Крылова» (ОАО «ВНИИнефть») по Государственному контракту № 02-14-10Б с Министерством энергетики РФ.

2 ИСПОЛНИТЕЛИ: Ашмян К.Д. (руководитель), Абайдуллин Ш.А., Галактионова Н.В., Гетманенко В.В., Емельянова А.С., Ковалева О.В., Немировская Г.Б., Уголев В.С., Шмелев Ю.А.

3 ВЗАМЕН ОСТ 39-112-80 «Нефть. Типовое исследование пластовой нефти. Объем исследования, формы представления результатов» (ВНИИнефть).

4 ЗАРЕГИСТРИРОВАН ГОССТАНДАРТОМ РФ ОСТ 153-39.2-048-2003

СОДЕРЖАНИЕ

			Стр.
1	Область применения		1
2	Нормативные ссылки		2
3	Термины и определения		3
4	Обозначения основных параметров пластовых флюидов		7
5	Требования безопасности		8
6	Требования охраны окружающей среды		8
7	Транспортирование и хранение		9
8	Пластовая нефть		9
9	Объем исследования пластовых флюидов		11
10	Сепарированная нефть		16
11	Пластовая вода		18
12	Термобарические условия исследования		19
13	Формы представления результатов		21
14	Табличные и текстовые формы		22
15	Оформление технического отчета		30
16	Анализ результатов исследования		31
17	Приложение А	Формы представления результатов исследования пластовой нефти	37
18	Приложение Б	Типичные графики результатов исследования пластовой нефти	60
19	Приложение В (1)	Протокол проверки качества глубинных проб Этикетка к приемной камере пробоотборника	65
20	Приложение В (2)	Протокол перевода пробы в контейнер Этикетка к контейнеру	66
21	Приложение В (3)	Протокол отбора проб воды и полевых измерений Этикетка к сосуду с пробой	67
22	Приложение Г	Допустимые расхождения между значениями измеренных параметров	68
23	Приложение Д	Сводная таблица результатов исследования	69
24	Приложение Е	Расчет вязкости газа	72

25 Приложение Ж Определение молекулярной массы 76
26 Приложение И Определение смолисто-асфальтовых веществ 82
27 Приложение К Библиография 88
28 Ключевые слова 89

СТАНДАРТ ОТРАСЛИ

НЕФТЬ

ТИПОВОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ И СЕПАРИРОВАННЫХ НЕФТЕЙ

ОБЪЕМ ИССЛЕДОВАНИЙ И ФОРМЫ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ

Дата введения 2003-07-01

1 ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Стандарт отрасли (ОСТ) устанавливает общие требования к исследованию пластовых флюидов в нефтедобывающей отрасли, а также к построению, изложению, оформлению и содержанию документов, представляющих результаты исследования.

ОСТ распространяется на исследования пластовых флюидов - нефть, газ, пластовую воду.

ОСТ не распространяется на конденсат, на водонефтяные смеси и смеси нефти и газового конденсата.

ОСТ обеспечивает получение необходимой информации о физико-химических свойствах пластовых флюидов, необходимых для:

а) подсчета запасов нефти и газа;

б) проектирования разработки месторождения;

в) контроля за разработкой нефтяных месторождений;

г) разработки технологий интенсификации нефтедобычи.

2 НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В настоящем ОСТе использованы ссылки на следующие государственные и отраслевые стандарты

ГОСТ 7.32-2001 Система стандартов по информационному, библиотечному и издательскому делу. Отчет о научно-исследовательской работе. Структура и правила оформления

ГОСТ 12.1.005.88 Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны

ГОСТ 33-2000 Нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической вязкости и расчет динамической вязкости

ГОСТ 1437-75 Нефтепродукты темные. Ускоренный метод определения серы

ГОСТ 1461-75 Нефть и нефтепродукты. Метод определения зольности

ГОСТ 1756-2000 Нефтепродукты. Определение давления насыщенных паров

ГОСТ 2177-99 Нефтепродукты. Методы определения фракционного состава

ГОСТ 2477-65 Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды

ГОСТ 2939-63 Газы. Условия для определения объема

ГОСТ 3900-85 Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности

ГОСТ 3956-76 Силикагель технический

ГОСТ 4333-87 Нефтепродукты. Методы определения температур вспышки и воспламенения в открытом тигле

ГОСТ 5985-79 Нефтепродукты. Метод определения кислотности и кислотного числа

ГОСТ 6356-75 Нефтепродукты. Метод определения температуры вспышки в закрытом тигле

ГОСТ 6370-83 Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей

ГОСТ 9249-59 Нормальная температура

ГОСТ 10364-90 Нефтепродукты. Метод определения ванадия

ГОСТ 11011-85 Нефть и нефтепродукты. Метод определения фракционного состава в аппарате АРН-2

ГОСТ 11851-85 Нефть. Метод определения парафина

ГОСТ 19433-88 Грузы опасные. Классификация и маркировка

ГОСТ 19932-99 Нефтепродукты. Определение коксуемости методом Конрадсона

ГОСТ 20287-91 Нефтепродукты. Методы определения температур текучести и застывания

ГОСТ 21534-76 Нефть. Методы определения содержания хлористых солей

ГОСТ Р 1.2-92 Государственная система стандартизации Российской Федерации. Порядок разработки государственных стандартов

ГОСТ Р 1.4-93 Государственная система стандартизации Российской Федерации. Стандарты отраслей, стандарты предприятий, стандарты научно-технических, инженерных обществ и других общественных объединений. Общие положения

ГОСТ Р 1.5-92 Государственная система стандартизации Российской Федерации. Общие требования к построению, изложению, оформлению и содержанию стандартов

ГОСТ Р 50442-92 Нефть и нефтепродукты. Рентгено-флуоресцентный метод определения серы

ГОСТ Р 50802-95 Нефть. Метод определения сероводорода, метил- и этилмеркаптанов

ГОСТ Р 51330.2-99 Электрооборудование взрывозащитное. Часть 1. Взрывозащита вида «взрывонепроницаемая оболочка». Дополнение 1. Приложение Д. Метод определения безопасного экспериментального максимального зазора

ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия

ОСТ 38.01197-80 Нефти СССР. Технологическая индексация

ОСТ 39.034-76 Метод определения температуры насыщения нефти парафином. Фотометрический способ

ОСТ 39-087-79 Лабораторные методы и приборы для определения давления насыщения нефти газом. Общие технические требования. Оценка точности

СТО РМНТК 153-39.2-001-2003 Нефть. Методы исследования парафинистых нефтей

СТО РМНТК 153-39.2-002-2003 Нефть. Отбор проб пластовых флюидов

3 ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

В ОСТ применяют следующие термины и соответствующие определения:

1	Пластовый флюид	Совокупность подвижных фаз пласта
2	Пластовая нефть	Нефть, содержащаяся в пласте в условиях характерных для него давлений и температур
3	Пластовые условия	Термобарические условия пребывания флюидов в пласте
4	Глубинная проба	Образец нефти, взятый из скважины на глубине залегания пласта и соответствующий по составу пластовой нефти
5	Рекомбинированная проба	Искусственно приготовленный образец пластовой нефти, составленный из сепарированной нефти и газа, отобранных на сепарационных установках

6	Давление насыщения пластовой нефти	Давление, при котором в процессе изотермического расширения однофазной пластовой нефти появляются первые признаки свободного газа
7	Глубинный пробоотборник	Скважинный прибор для отбора глубинных проб пластовой нефти
8	Приемная камера	Часть пробоотборника, предназначенная для приема глубинной пробы, герметизации и сохранения ее
9	Рабочая жидкость	Жидкость, предназначенная для создания давления в пробоотборнике и в установке PVT
10	Контейнер	Емкость для транспортирования и длительного хранения глубинной пробы нефти
11	Потенциальное газосодержание	Отношение суммы всех содержащихся в пластовой нефти углеводородных и неуглеводородных компонентов, агрегатное состояние которых при 20°С и 0,101 МПа является газовым, к сумме компонентов, являющихся при тех же условиях жидкими, или ко всей исходной пластовой нефти
12	Газосодержание	Количество компонентов, перешедших в газовую фазу при изменении условий от пластовых до атмосферных и отнесенных к единице объема или массы сепарированной нефти
13	Газосодержание нефти при разных давлениях	Сумма объемов газа, выделившихся в интервале от данного давления до атмосферного, отнесенная к единице объема или массы сепарированной нефти
14	Газовый фактор	Объем газа, замеренный на нефтегазодобывающем предприятии при условиях сепарации, отнесенный к массе или объему сепарированной нефти
15	Разгазирование пластовой нефти	Процесс перехода газа из растворенного состояния в свободное. В лабораторной практике используют две формы разгазирования – контактное и дифференциальное и вытекающие из них стандартную и ступенчатую сепарации
16	Контактное разгазирование	Форма выделения газа из пластовой нефти, при которой на любом уровне давления весь выделившийся газ находится в равновесии с нефтью. Вид однократного процесса выделения газа

17	Стандартная сепарация	Частный случай контактного разгазирования, когда выделение газа осуществляется при стандартных условиях – нормальной температуре 20°С и давлении 0,101МПа (допускается текущее атмосферное давление)
18	Дифференциальное разгазирование	Форма выделения газа из пластовой нефти, при которой газ, выделяющийся на каждом бесконечно малом интервале снижения давления, непрерывно отводится из системы; при этом в каждый данный момент времени общее количество выделившегося газа не находится в равновесии с нефтью
19	Ступенчатая сепарация	Частный случай дифференциального разгазирования, когда число ступеней, их давление и температура соответствуют существующей системе сепарации нефти на промысле или специально задаются
20	Объемный коэффициент пластовой нефти	Параметр, характеризующий уменьшение объема пластовой нефти при изменении условий от пластовых до 20°С и атмосферного давления. Не является константой пластовой нефти и зависит от условий сепарации
21	Объемный коэффициент газа	Параметр, характеризующий увеличение объема газа при изменении условий от пластовых до 20°С и 0,101 МПа
22	Коэффициент сжимаемости пластовой нефти	Количественная характеристика объемной упругости пластовой нефти, представляющая отношение относительного изменения объема пластовой нефти при ее изотермическом сжатии (расширении) к приращению давления
23	Температурный коэффициент объемного расширения пластовой нефти	Количественная характеристика теплового расширения пластовой нефти, представляющая отношение относительного изменения объема пластовой нефти при ее изобарическом нагревании (охлаждении) к приращению температуры
24	Температурный коэффициент давления насыщения	Приращение величины давления насыщения при изменении температуры на 1°С

25	Коэффициент растворимости газа в нефти	Изменение величины газосодержания в единице объема или массы жидкой нефти при изменении давления на 0,1 МПа
26	Средний коэффициент растворимости газа в нефти	Отношение газосодержания пластовой нефти к величине давления насыщения
27	Сосуд PVT	Сосуд высокого давления, предназначенный для изучения соотношений между давлением, объемом и температурой пластовых флюидов
28	PV – изотерма пластовой нефти	Графическое изображение результатов измерений соотношений между давлением и объемом пластовой нефти в процессе ее изотермического расширения
29	Объемный метод определения давления насыщения пластовой нефти	Метод, основанный на интерпретации PV – изотермы пластовой нефти
30	Ступени давления	Задаваемые значения давлений при поинтервальном расширении или сжатии пластовой нефти в процессе ее исследования
31	Изобары насыщения	Линии равных значений давления насыщения
32	Температура насыщения нефти парафином	Максимальная температура, при которой в процессе изобарического охлаждения нефть из однофазного состояния переходит в двухфазное при термодинамическом равновесии, т.е. в нефти появляются первые кристаллы парафина.
33	Адаптированная методика исследования	Испытанная (во времени) методика, утверждающая подлинность полученных результатов на основании всесторонней проверки
34	Квота пласта	Отношение продукции из отдельного пласта к общему дебиту скважины в объемах при пластовых условиях для постоянного режима работы скважины
35	Средневзвешенное значение	Среднее значение измеряемой величины из ряда неравноточных измерений, определяемое с учетом весов отдельных измерений

4 ОБОЗНАЧЕНИЕ ОСНОВНЫХ ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ

Параметры	Символы
Вязкость газа, динамическая	$\mu_г$
Вязкость нефти, динамическая	$\mu_н$
Газосодержание	Г
Давление насыщения	$P_{нас}$
Давление пластовое	$P_{пл}$
Коэффициент растворимости газа в нефти	a
Коэффициент сжимаемости газа	Z
Коэффициент сжимаемости нефти	β
Объемный коэффициент газа	B
Объемный коэффициент нефти	b
Плотность газа	$\rho_г$
Плотность нефти	$\rho_н$
Температура насыщения нефти парафином	$t_{нас}$
Температура пластовая	$t_{пл}$
Температурный коэффициент изменения давления насыщения	ψ
Температурный коэффициент объемного расширения нефти	α

Примечания

1 Для обозначения формы выделения газа следует использовать следующие обозначения, проставляемые при необходимости в виде индекса: д – дифференциальное разгазирование; к – контактное разгазирование; ст – стандартная сепарация.

При ступенчатой сепарации индекс не проставляется, т.к. должна быть указана использованная схема сепарации. Индексы проставляют внизу буквенного обозначения параметра. Если параметр имеет свой индекс, то используют скобки. Давление, при котором измерен параметр, проставляют вверху буквенного обозначения.

Пример - $Г_д$ - газосодержание, измеренное по данным дифференциального разгазирования. Г- газосодержание, измеренное при ступенчатой сепарации по схеме: 2,9/53 -0,8/40 - 0,3/40 - 0,3 - 0,14/37 - атм/37 (числитель - абсолютное давление ступеней, знаменатель - температура); $b_{ст\ (Рпл)}$ - объемный коэффициент при пластовом давлении и стандартной сепарации; $\mu_{н\ (Рнас)}$ - вязкость нефти при давлении насыщения.

2 Все обозначения относятся к параметрам, измеренным при пластовой температуре. При других условиях температура должна быть указана в обозначении.

Пример - $P_{нас}$ (20°С) - давление насыщения при 20°С.

5 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

5.1 Нефть содержит легкоиспаряющиеся компоненты, опасные для здоровья и жизни человека, а также для окружающей среды. Предельно допустимые концентрации нефтяных паров и опасных для здоровья компонентов нефти в воздухе рабочей зоны установлены ГОСТ 12.1.005 и ГН 2.2.5.1313-03 [1].

5.2 Нефть относят к легковоспламеняющимся жидкостям класса 3 по ГОСТ 19433, при отборе проб нефть относят к третьему классу опасности (предельно допустимая концентрации аэрозоля нефти в воздухе рабочей зоны – не более 10 мг/м^3), при хранении и испытаниях в лабораториях – к четвертому классу опасности (предельно допустимая концентрация по легким углеводородам в пересчете на углерод – не более 300 мг/м^3). Нефть, содержащую сероводород с массовой долей более 20 млн.$^{-1}$, относят к третьему классу опасности. Предельно допустимая концентрация сероводорода в смеси с углеводородами $C_1 – C_5$ в воздухе рабочей зоны – не более 3 мг/м^3.

5.3 При отборе нефти, проведении испытаний необходимо соблюдать инструкции по безопасности труда по видам работ с нефтью. При работах с нефтью необходимо применять индивидуальные средства защиты согласно типовым отраслевым нормам, утвержденным в установленном порядке.

5.4 Глубинные пробы нефти должны быть отобраны пробоотборниками, отвечающими требованиям СТО РМНТК 153-39.2-002-2003, с соблюдением требований РД 08-624-03 [2] и правил ПБ 03-576-03 [3].

Категория взрывоопасности и группа взрывоопасности смесей паров нефти с воздухом по ГОСТ Р 51330.2-99. Температура самовоспламенения нефти выше 250°С.

5.6 При загорании нефти применяют средства пожаротушения: распыленную воду, химическую и механическую пену, порошковые огнетушители, углекислый газ, жидкостно-бромэтиловые составы (СЖБ), перегретый пар, песок, асбестовые покрывала, кошму и другие средства.

6 ТРЕБОВАНИЯ ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

6.1 При хранении, транспортировании и при отборе глубинных и поверхностных проб нефти должны быть приняты меры, исключающие или снижающие до уровня предельно допустимого содержания вредных веществ в воздухе рабочей зоны и обеспечивающие выполнение требований охраны окружающей среды.

6.2 Предельно допустимая концентрация нефти в воде объектов культурно-бытового пользования и хозяйственно-питьевого назначения для высокосернистой нефти (классы 3, 4) – не более 0,1 мг/дм^3, для прочей нефти (классы 1, 2) - не более 0,3 мг/дм^3 (ГОСТ Р 51858-2002);

для водных объектов рыбохозяйственного назначения – не более 0,05 мг/дм^3 по СанПиН 2.1.5.980-00 [4].

6.3 Загрязнение почвы разлитой нефтью ликвидируется сбором нефти с последующей рекультивацией почвы или другими методами очистки. Остаточное содержание нефти после ликвидации загрязнения и проведение рекультивационных работ устанавливается нормативными и техническими документами.

7 ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ И ХРАНЕНИЕ

7.1 Транспортирование глубинных проб пластовых нефтей допускается:

а) в приемных камерах глубинных пробоотборников;

б) в транспортных контейнерах.

7.2 Транспортирование проб газа допускается в газовых баллонах.

7.3 Пробоотборник или контейнер с отобранной пробой должен быть снабжен этикеткой и иметь номер (Приложение В(1); В(2)).

7.4 Отбор глубинных и поверхностных проб пластовых флюидов производится в соответствии с СТО РМНТК 153-39.2-002-2003.

7.5 Доставка глубинных и поверхностных проб нефти допускается специально оборудованным автомобильным, водным, железнодорожным и авиационным транспортом при наличии разрешения на транспортирование опасного груза.

7.6 Хранение приемных камер глубинных пробоотборников, транспортных контейнеров и емкостей с поверхностными пробами допускается в специальных металлических шкафах вне лабораторных помещений и обеспечивается средствами пожаротушения.

8 ПЛАСТОВАЯ НЕФТЬ

8.1 Объектом исследования является образец пластовой нефти – глубинная проба.

Представительной глубинной пробой пластовой нефти следует считать газонефтяную смесь, имеющую компонентный состав пластовой нефти, отобранную при установившемся режиме работы скважины в зоне потока с однофазным состоянием этой

смеси, т.е. с превышением давления в точке отбора над давлением насыщения. Если забойное давление ниже давления насыщения, то скважина должна быть переведена на режим с превышением забойного давления над давлением насыщения.

8.2 Если глубинные пробы отобрать невозможно, допускается исследование рекомбинированных проб.

Представительной пробой нефти для рекомбинирования следует считать нефть, отобранную под давлением в транспортный контейнер из сепаратора или с устья скважины, работающей на установившемся режиме. Пробы газа для рекомбинирования следует отбирать так же, как и пробы нефти, под давлением и в объеме, достаточном для приведения к пластовым условиям.

8.3 Исследования необходимо производить с помощью лабораторной аппаратуры, специально предназначенной для изучения PVT свойств пластовой нефти, позволяющей моделировать пластовые термобарические условия. Исследования проводятся только по апробированным методикам.

8.4 При многопластовых объектах, эксплуатируемых одной сеткой скважин, данные по свойствам нефти должны быть получены отдельно для каждого из пластов.

8.5 Из скважины должно быть отобрано не менее 3-х глубинных проб при заданном, установившемся режиме работы скважины.

8.6 По скважинам, из которых отобраны глубинные пробы, должны быть получены необходимые данные об условиях отбора и о нефтяном пласте. Данные должны быть представлены по формам 4 и 5 Приложения А.

8.7 Идентичность проб устанавливают непосредственно в пробоотборнике по совпадению контрольного параметра – давлению в приемной камере пробоотборника при температуре окружающей среды. Пробы считаются идентичными, если расхождение значений контрольных параметров не превышает 3%. Результаты проверки идентичности проб фиксируются в протоколе в соответствии с Приложениями В(1) и В(2).

8.8 Для парафиновых и высокопарафиновых нефтей (содержание парафина более 1,5% по ОСТ 38.01197-80) перевод проб из пробоотборника в контейнеры или в исследовательскую аппаратуру должен сопровождаться термостатированием пробоотборника при температуре на 3 ÷ 5 °С выше пластовой. Предварительно нагретая проба должна быть перемешана.

Примечание - Перевод пробы при комнатной температуре допускается, если вся нефть, включая твердую фазу, может быть полностью переведена из пробоотборника.

8.9 Перевод пробы должен осуществляться средствами, использующими инертные к нефти материалы и рабочие жидкости и газы.

8.10 Объем исследования и форма представления результатов исследования как глубинных, так и рекомбинированных проб, должны отвечать требованиям настоящего стандарта.

9 ОБЪЕМ ИССЛЕДОВАНИЙ ПЛАСТОВОЙ НЕФТИ

9.1 Типовые комплексы исследования пластовой нефти.

9.2 Установлены три комплекса типового исследования пластовой нефти – А, Б и В, отличающиеся различным объемом выполняемых исследований и получаемой информации.

9.3 Число скважин, исследуемых по комплексам, должно обеспечивать, для объекта в целом, распределение свойств нефти и газа по разрезу и площади залежи с получением параметров с погрешностью не выше заданной (Приложение Г).

9.4 Исследования пластовой нефти по комплексу А должны проводиться для нефтяных добывающих скважин. Исследования по комплексам Б и В должны проводиться преимущественно для разведочных скважин.

Примечание - Если количество исследований по комплексам Б и В, выполненных для разведочных скважин, недостаточно для обеспечения требования п. 9.3, то недостающие исследования выполняют по пробам, отобранным из добывающих скважин.

9.5 Виды исследования и получаемая при этом информация, с указанием принадлежности определяемых параметров к тому или иному комплексу, приведены в таблице 1 (Скобки при литерах, обозначающих комплексы, показывают, что данный параметр для комплекса не является обязательным; отсутствие скобок указывает на обязательность определения данного параметра).

9.6 Для скважин, по которым исследование проб производится не впервые (при контроле за процессом разработки, после повторной перфорации и др.), и для скважин, вводимых в эксплуатацию после обеспечения требований п. 9.3, установлен комплекс А.

9.7 Компонентный состав пластовой нефти, газа и сепарированной нефти должен быть определен по следующим компонентам: сероводород, метил- и этилмеркаптан, диоксид углерода, азот, редкие газы (допускается в сумме с азотом, гелий допускается отдельно), метан, этан, пропан, изо-бутан, н-бутан, неопентан, изо-пентан, н-пентан, сумма C_6+высшие, сумма C_7+высшие, остаток C_8+высшие. В обоснованных случаях допускается ограничивать компонентный состав пентанами, остаток – C_6+ высшие.

Примечание – Определение меркаптанов является дополнительным исследованием и проводится при необходимости.

9.8 Допускается при необходимости расширять комплексы А и Б дополнительными видами исследования, взятыми из комплекса В. Исключение из комплексов обязательных видов исследования или отдельных параметров должно быть оговорено в пояснительной записке (п. 14.4.) технического отчета с указанием обоснованных причин исключения.

Таблица 1 – Параметры, определяемые при различных комплексах исследования

Вид исследований	Определяемый параметр	Комплекс
Исследование PVT-соотношений пластовой нефти	Давление насыщения	
	1 при пластовой температуре	А Б В
	2 при 20°С	(А) Б В
	3 при промежуточной температуре от п.п. 12.4 до 12.6 включительно	(А) Б В
	Коэффициент сжимаемости при разных давлениях, от пластового до давления насыщения:	
	а) при пластовой температуре	А Б В
	б) при 20°С	(А) Б В
	в) при промежуточной температуре от п.п. 12.4 до 12.6 включительно	Б В
	Температурный коэффициент давления насыщения	(А) Б В
	Температурный коэффициент объемного расширения пластовой нефти в интервале температур	
	1 20°С – пластовая	(А) Б В
	2 20°С – промежуточная	Б В
	3 промежуточная – пластовая	Б В

Продолжение таблицы 1

Исследование PVT-соотношений пластовой нефти	Плотность газожидкостной смеси при разных давлениях в однофазной и двухфазной областях состояния нефти 1 при пластовой температуре 2 при 20°С; 3 при промежуточной температуре от п.п. 12.4 до 12.6 включительно	 (А) Б В (А) Б В Б В
	Удельный объем газожидкостной смеси при разных давлениях в однофазной и двухфазной областях состояния нефти 1 при пластовой температуре 2 при 20°С; 3 при промежуточной температуре от п.п. 12.4 до 12.6 включительно	 (А) Б В (А) Б В Б В
	Относительный объем газожидкостной смеси при разных давлениях в однофазной и двухфазной областях состояния нефти при температурах пластовой, 20°С и промежуточной от п.п. 12.4 до 12.6 включительно 1 за единицу объема принят объем нефти при пластовой температуре и пластовом давлении 2 за единицу объема принят объем нефти при пластовой температуре и давлении насыщения	 (А) Б В (А) Б В
Стандартная сепарация пластовой нефти	Газосодержание	А Б В
	Объемный коэффициент пластовой нефти при пластовой температуре 1 при пластовом давлении 2 при давлении насыщения	 А Б В (А) Б В
	Плотность пластовой нефти	А Б В
	Плотность сепарированной нефти	А Б В
	Плотность газа при 20°С и 0,101МПа	А Б В

Продолжение таблицы 1

Стандартная сепарация пластовой нефти	Компонентный состав газа по п. 9.7	А Б В
	Компонентный состав сепарированной нефти (п. 9.7)	(А) Б В
	Компонентный состав пластовой нефти (п. 9.7)	(А) Б В
	Потенциальное газосодержание: 1 общее 2 только по углеводородам	 (А) Б В (А) Б В
	Молярная масса 1 газа 2 сепарированной нефти 3 пластовой нефти 4 остатка C_8+	 (А) Б В (А) Б В (А) Б В (А) Б В
Дифференциальное Разгазирование при пластовой температуре	Газосодержание нефти при разных давлениях в интервале от давления насыщения до атмосферного [1)]	Б В
	Объемный коэффициент нефти при разных давлениях, от пластового до атмосферного 1 по отношению к объему сепарированной нефти при атмосферном давлении и 20°С 2 по отношению к объему сепарированной нефти при атмосферном давлении и пластовой температуре	 Б В Б В
	Плотность частично разгазированной нефти в однофазном состоянии при разных давлениях – от пластового до атмосферного (сепарированная нефть при 20°С и пластовой температуре)	Б В
	Плотность выделившегося газа при разных давлениях – от давления насыщения до атмосферного (плотность газа дается при 0,101 МПа и 20°С)	Б В

[1)] При необходимости нижний предел давления может быть выше атмосферного.

Продолжение таблицы 1

Дифференциальное разгазирование при пластовой температуре	Сжимаемость газа, выделившегося при разных давлениях – от давления насыщения до атмосферного [2)]	Б В
	Объемный коэффициент газа, выделившегося при разных давлениях – от давления насыщения до атмосферного [2)]	Б В
	Вязкость газа, выделившегося при разных давлениях – от давления насыщения до атмосферного [2)]	(Б В)
	Компонентный состав газа, выделившегося при разных давлениях – от давления насыщения до атмосферного, и расчетная плотность газа для каждого давления	Б В
То же при 20°С		В
То же при промежуточной температуре		В
Контактное разгазирование	Вся информация тождественна получаемой в результате дифференциального разгазирования	В
Ступенчатая сепарация при заданном числе ступеней сепарации и заданных давлениях и температурах ступеней	Количество газа, выделившегося на разных ступенях давления, отнесенное к единице объема сепарированной нефти	(Б) В
	Состав газа, выделившегося на разных ступенях давления	(Б) В
	Расчетная молярная масса газа, выделившегося на разных ступенях давления	(Б В)
	Плотность газа, выделившегося на разных ступенях давления	(Б) В
	Объемный коэффициент нефти при давлениях и температурах ступеней сепарации	(Б) В

[2)] При отсутствии экспериментальных данных определяется расчетом.

Продолжение таблицы 1

Ступенчатая сепарация при заданном числе ступеней сепарации и заданных давлениях и температурах ступеней	Плотность нефти при 20°С после ступенчатой сепарации	(Б) В
Определение вязкости пластовой нефти	Вязкость при пластовой температуре: - при пластовом давлении - при разных давлениях в интервале от пластового давления до давления насыщения - при разных давлениях в интервале от давления насыщения до атмосферного давления	 А (А) Б В Б В
То же при 20°С		В
То же при промежуточной температуре		В
Определение температуры насыщения нефти парафином	Температура насыщения нефти парафином при пластовом давлении [3] по ОСТ 39.034-76 и СТО РМНТК 153-39.2-001-2003 Нефть. Методы исследования парафинистых нефтей	А Б В
Исследование реологических свойств пластовой нефти	Определение параметров по РД 39-11-02-77 [5]	(В)
Физико-химический анализ сепарированной нефти	Перечень параметров помещен в таблице 2 (п. 10)	(А) Б В

[3] При необходимости, дополнительно, $t_{нас}$ может быть определена при иных давлениях.

10 СЕПАРИРОВАННАЯ НЕФТЬ

Для физико-химического анализа сепарированной нефти должна быть взята нефть после стандартной сепарации. Допускается физико-химическую характеристику сепарированной нефти или отдельные параметры получать на основании исследования поверхностных проб нефти. Перечень определяемых параметров сепарированной нефти с указанием метода их определения приведен в таблице 2.

Таблица 2 - Физико-химическая характеристика сепарированной нефти

Параметр	Метод определения	
Плотность при 20°С	а) ГОСТ 3900-85 б) Цифровой плотномер	- ASTM Д 5002
Молекулярная масса	Криоскопический (с бензолом) (Приложение Ж)	-
Вязкость при 20°С	ГОСТ 33-2000	ASTM Д 445
Температура застывания	ГОСТ 20287-91	ASTM Д 5853
Температура насыщения нефти парафином	а) ОСТ 39.034-76 б) СТО РМНТК 153-39.2-001-2003	- -
Температура плавления парафина	ГОСТ 11851-85	-
Содержание: - парафина	а) ГОСТ 11851-85 б) СТО РМНТК 153-39.2-001-2003	-
- серы	а) ГОСТ 1437-75 б) ГОСТ Р 50442-92	ASTM Д 1552 ASTM Д 4294
- смол силикагелевых - асфальтенов	а) по Маркуссону-Саханову (Приложение И) б) Хроматографический (адсорбционный) ВНИИНП (Приложение И) в) СТО РМНТК 153-39.2-001-2003	- -
- воды	ГОСТ 2477-65	
- механических примесей	ГОСТ 6370-83	-
- хлористых солей	ГОСТ 21534-76	-
- хлорорганических соединений *)	-	ASTM Д 4929
Фракционный состав	ГОСТ 2177-99	ASTM Д 86
Содержание металлов *)	а) Рентгено-флуоресцентный б) Атомно-абсорбционный в) ГОСТ 10364-90	ASTM Д 5708 ASTM Д 5863 -
Зольность *)	ГОСТ 1461-75	ASTM Д 482
Кислотное число *)	ГОСТ 5985-79	ASTM Д 664
Фракционный состав в аппарате АРН-2 *)	ГОСТ 11011-85	ASTM Д 2892 ASTM Д 1160
Температура вспышки в закрытом тигле *)	ГОСТ 6356-75	ASTM Д 93

Продолжение таблицы 2

Температура вспышки в открытом тигле *)	ГОСТ 4333-87	ASTM Д 92
Коксуемость *)	ГОСТ 19932-99	ASTM Д 189
Давление насыщенных паров *)	ГОСТ 1756-2000	ASTM Д 323
*) Определяется при необходимости. Примечание – Приведенные в таблице 2 методы определения по ГОСТам РФ соответствуют зарубежным аналогам по ASTM.		

11 ПЛАСТОВАЯ ВОДА

11.1 Систематические гидрохимические исследования воды на нефтяных и газовых месторождениях необходимо проводить от начала разведочных работ до полной их выработки, с целью определения солевого состава и физических свойств.

11.2 При отборе поверхностных и глубинных проб пластовой воды необходимо соблюдение правил отбора проб аналогично отбору проб пластовых нефтей (СТО РМНТК 153--39.2-002-2003)

11.3 При анализе вод для характеристики их свойств необходимо проводить:

1) определение общей минерализации воды и ее жесткости;

2) определение главных шести ионов для отнесения исследуемой воды к тому или иному типу;

3) определение концентрации водородных ионов;

4) анализ растворенных в воде газов;

5) определение некоторых характеристик воды – температуры, плотности, объемного коэффициента, коэффициента сжимаемости, коэффициента термического расширения, вязкости – аналогично исследованию пластовой нефти.

6) Формы представления результатов по пластовой воде аналогичны форме представления результатов по пластовой нефти.

Перечень определений и методы физико-химического анализа в лабораториях для общего анализа воды приведен в таблице 3.

Таблица 3 - Физико-химическая характеристика пластовых вод

Наименование показателей	Рекомендуемый метод определения
1 Газосодержание, $м^3/м^3$	Объемный *)
2 Объемный коэффициент	Объемный *)
3 Коэффициент термического расширения	Объемный *)
4 Коэффициент сжимаемости	Объемный *)
5 Плотность, $кг/м^3$, при 20 ^{0}C при пластовой температуре	а) ГОСТ 3900-85 **) б) Цифровой плотномер, ASTM D 5002 **)
6 Вязкость, $мм^2/с$, при 20 ^{0}C при пластовой температуре	ГОСТ 33-2000 **)
7 Содержание мех. примесей, % масс	ГОСТ 6370-83 **)
8 Удельная электропроводимость, S/см***)	Кондуктометрический (диапазон от 0-149,9 mS/см)
9 Общая минерализация, г/л	
10 Содержание ионов, мг /л, мг-экв/л, % мг-экв:	
$Na^+ + K^+$ натрий-ион, калий-ион	Пламенно-фотометрический
Ca^{2+} кальций - ион	Оксалатный при концентрации ионов – до 50 мг/л Объемный при концентрации ионов > 50 мг/л
Mg^{2+} магний -ион	Объемный трилонометрический
Cl^- хлор-ион	Объемный аргентометрический
SO_4^{2-} сульфат - ион	Турбидиметрический
HCO_3^- гидрокарбонат - ион	Объемный трилонометрический
NH_4^- аммоний - ион	Колориметрический с реактивом Несслера
J^- иод - ион	Гипохлоритный
Br^- бром - ион	Гипохлоритный

*) Параметры определяются аналогично параметрам для пластовой нефти из опыта однократного разгазирования. Допускается также определять экспресс-методом с помощью глубинных приборов.
**) Определения выполняются по ГОСТам и ASTM для нефти
***) Определяется при необходимости.

12 ТЕРМОБАРИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ИССЛЕДОВАНИЯ

12.1 Термобарические условия исследования на установке изучения соотношения давление, объем, температура (PVT соотношения) должны быть заданы, исходя из

конкретных условий эксплуатации данного объекта. В иных случаях следует пользоваться рекомендациями, изложенными в п.п. 12.2 - 12.16.

12.2 Параметры пластовой нефти должны быть определены при пластовом давлении и пластовой температуре.

12.3 Исследования PVT – соотношений, дифференциальное и контактное разгазирование и определение вязкости, выполняемые по комплексам Б и В, помимо пластовой температуры, должны проводиться при 20°С и промежуточной температуре.

12.4 Допускается контактное разгазирование проводить на ступенях, давления и температуры которых соответствуют условиям, имеющим место в стволе работающей скважины.

12.5 Установлен следующий ряд промежуточных температур: 30, 40, 50... и далее через 10 °С.

12.6 Промежуточная температура определяется как средняя арифметическая двух температур – пластовой и 20°С, округляемая до ближайшей в ряду (п. 12.5).

Примечание - Допускается при необходимости проводить исследование при нескольких температурах, которые, в этом случае, не являются средними арифметическими величинами, а выбираются из ряда по 12.5.

12.7 При пластовых температурах ниже 55°С, но не ниже 30°С, измерения по п. 12.4 производят только при двух температурах: пластовой и 20°С. При пластовой температуре ниже 30°С измерения по п. 12.4 проводят только при пластовой температуре.

12.8 При стандартной сепарации нефть, поступающая в сепаратор, и в самом сепараторе должна находиться при температуре 20°С и давлении 0,101 МПа (допускается при текущем атмосферном давлении).

Примечание - Температура нефти в сосуде PVT может быть как 20°С, так и пластовая при условии, что давление нефти в подводящих к сепаратору коммуникациях не будет снижаться ниже давления насыщения, и при соблюдении требования настоящего пункта.

12.9 Исследования в области однофазного и двухфазного состояния нефти при измерении PVT – соотношений, дифференциальном и контактном разгазировании, а также при определении вязкости должны выполняться при значениях давления, обусловленных величиной пластового давления и давления насыщения данной нефти.

12.10 Исследования должны проводиться на установленных ступенях давления. Число ступеней должно быть: для однофазной области от 4 до 6, для двухфазной – от 5 до 10.

Примечание - Число ступеней в двухфазной области может быть ограничено минимальными ожидаемыми давлениями в скважине в процессе эксплуатации при данных температурах.

12.11 При исследовании PVT - соотношений величина интервала снижения давления (шаг по давлению) в области однофазного состояния нефти (выше давления насыщения) должна быть в пределах от 1 до 3 МПа.

Примечание - Если разрыв между пластовым давлением и давлением насыщения не обеспечивает совместных требований по п. 12.10 и п. 12.11, то начальное давление исследования должно быть поднято выше пластового давления на величину, обеспечивающую требования по п. 12.10 и 12.11. При этом одна из ступеней должна иметь давление, равное пластовому.

12.12 В двухфазной области (ниже давления насыщения) при измерении PVT - соотношений и дифференциальном разгазировании число ступеней и величины их давления должны быть одинаковыми.

12.13 Измерение вязкости нефти в однофазной области необходимо проводить на тех же ступенях давлений, что и при исследовании PVT - соотношений пластовой нефти.

12.14 При измерении вязкости в двухфазной области ступени должны соответствовать ступеням, что и при исследовании PVT – соотношений.

Примечание - Если в двухфазной области возможно производить прямое измерение вязкости нефти без предварительного вывода газовой фазы, то обязательной ступенью становится также давление насыщения.

12.15 Число ступеней и соответствующие им давления и температуры, при ступенчатой сепарации, должны соответствовать реальной схеме сепарации нефти на данном нефтегазодобывающем предприятии или схеме, предполагаемой к осуществлению в будущем.

12.16 Для выполнения исследований по комплексам Б и В одной глубинной пробы обычно недостаточно, поэтому часть пунктов исследования проводят по дублирующей пробе. В этом случае по дублирующей пробе должно быть выполнено повторное определение контрольного показателя качества пробы по п. 8.8. Для выполнения исследования по комплексу А обычно достаточно объема одной пробы.

ФОРМЫ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ

13.1 Основным документом, содержащим результаты исследования пластовой нефти, является технический отчет (в дальнейшем – отчет).

13.2 Отчет должен быть составлен в течение одного месяца после окончания исследования и включать комплект материалов по каждой скважине отдельно.

Примечания

1 Допускается комплектование отчетов в соответствующие подборки (например, за год, за шесть месяцев, или по исследованному объекту), что не исключает необходимости выполнения п. 13.2. Подборка должна быть снабжена оглавлением и общим пояснительным текстом.

2 Для организаций, составляющих отчеты по НИР, соблюдение требования п. 13.2 не является обязательным, что в каждом конкретном случае решается в самой организации. Соблюдение п.п.14, 15 является обязательным.

13.3 Отчет должен состоять из краткой пояснительной записки, таблиц и графиков, выполненных по стандартным формам.

13.4 Для отчета о результатах исследования по комплексам Б и В установлено 18 форм (Приложение А). На каждой форме указано ее название (назначение). В правом верхнем углу указывается название месторождения, номер скважины и пробы. Перед номером пробы указывают: "Гл."- глубинная проба или "Рек." – рекомбинированная проба.

Для комплекса А может быть использована индивидуальная форма 18 (1 - 4) после выполнения требования п. 9.3.

14 ТАБЛИЧНЫЕ И ТЕКСТОВЫЕ ФОРМЫ

14.1 Текстовую и табличную части отчета представляют по формам 1-18 (таблица 4 и Приложение А). Результаты экспериментов иллюстрируют графиками, перечень которых, с поясняющими их пунктами, представлен в таблице 5; образцы типичных графиков – в Приложении Б.

Таблица 4 – Табличные и текстовые формы технического отчета

Формы	Названия форм	Соответствующий график по таблице 5	Поясняющий пункт стандарта
Форма 1	Титульный лист	нет	14.2
Форма 2	Содержание отчета	"	14.3
Форма 3	Пояснительная записка	"	14.4
Форма 4	Сведения о пласте и скважине	"	14.5
Форма 5	Условия отбора глубинных (поверхностных) проб	"	14.6
Форма 6	Основные результаты исследования	"	14.7
Форма 7	Физико-химическая хар-ка сепарированной нефти	"	14.8
Форма 7а	Фракционный состав нефти	"	14.8а
Форма 8	PV- соотношения пластовой нефти	Б1, Б2, Б3	14.9
Форма 9	Температурный коэффициент давления насыщения	Б4	14.10
Форма 10	Температурный коэффициент объемного расширения пластовой нефти	Б5	14.11
Форма 11	Стандартная сепарация пластовой нефти	нет	14.12
Форма 12	Компонентный состав газа, пластовой и сепарированной нефти	"	14.13

Продолжение таблицы 4

Форма 13	Дифференциальное разгазирование Контактное разгазирование	Б6-Б12	14.14
Форма 14	Дифференциальное разгазирование Контактное разгазирование Состав газа	Б13	14.15
Форма 15	Ступенчатая сепарация пластовой нефти	Б7 и Б14	14.16
Форма 16	Вязкость пластовой нефти при различных давлениях	Б15	14.17
Форма 17	Температура насыщения нефти парафином	Б16	14.18
Форма 18	Индивидуальный паспорт скважины	нет	14.19

Заполнение форм следует производить с учетом рекомендаций п.п. 14.2 – 14.18.

14.2 **Форма 1** "Титульный лист". Содержит четыре поля.

- поле 1 (вверху листа) предназначено для официального названия организации - исполнителя;

- в поле 2 указывают порядковый номер технического отчета и через тире – год его составления; ниже - название месторождения, индекс пласта и номер скважины;

- в поле 3 (ниже поля 2) указывают должность и фамилию руководителя подразделения, в котором проводились исследования;

- в поле 4 (внизу листа) указывают административный пункт расположения организации - исполнителя и год выпуска отчета, например: "Энск – 2002г ".

14.3 **Форма 2** "Содержание".

14.4 **Форма 3** "Пояснительная записка". Содержит 2 поля:

- в поле 1 (вверху справа) - название месторождения и номер скважины;
- в поле 2 - текстовый материал.

В пояснительной записке должны содержаться краткие сведения о выполненном исследовании:

- основание для работы (договор, внеплановое задание, контрольное исследование);
- производилось ли ранее исследование пластовой нефти из этой скважины (дать ссылку на соответствующий отчет) или исследование производится впервые;
- какие пробы исследовались: глубинные или рекомбинированные;
- мероприятия, предшествующие отбору проб (очистка скважины от парафина, гидродинами ческие исследования, дебитометрирование, кислотная обработка, гидроразрыв, дополнительная перфорация и др.).

Таблица 5 – Перечень графиков, приводимых в техническом отчете

Название графика (Приложение Б)		Соответствующая форма по табл. 4	Название величин, откладываемых по осям координат		Примечание
			По горизонтали	По вертикали	
Рис. 1	PV-изотермы пластовой нефти при разных температурах [1]	Форма 8	Относительный объем Графа 2	Давление, МПа Графа I	Здесь же помещают изотерму PV для контрольной пробы (п. 12.6)
Рис. 2	Зависимость плотности газожидкостной смеси от давления при разных температурах [2]	Форма 8	Плотность, кг/м^3 Графа 4	Давление, МПа Графа I	
Рис. 3	Зависимость коэффициента сжимаемости пластовой нефти от давления при разных температурах	Форма 8	Давление, МПа Графа I	Коэффициент сжимаемости, $\beta \times 10^{-4}$ 1/МПа Графа 6	
Рис. 4	Зависимость давления насыщения от температуры	Форма 9	Температура, °С Графа I	Давление насыщения, МПа	График помещают на форме 9 вместе с таблицей
Рис. 5	Зависимость температурного коэффициента объемного расширения нефти от давления	Форма 10	Давление, МПа Графа I	Температурный коэффициент объемного расширения $\alpha \times 10^{-4}$ 1/°С Графы 2, 3, 4	График помещают на форме 10 вместе с таблицей. Три кривые для разных интервалов температур: 1- (20°С - t) 2 - (20°С - $t_{пл}$) 3- (t - $t_{пл}$)
Рис. 6	Зависимость газосодержания пластовой нефти от давления (Дифференциальное разгазирование . . . °С) [3]	Форма 13	Давление, МПа Графа I	Газосодержание, м^3/м^3 Графы 2, 3	Кривая I – растворенный газ Кривая 2 – выделившийся газ

[1] При графическом изображении PVT – зависимостей нижние ветви PV-изотерм допускается вычерчивать не полностью, а обрывать после второй ступени.

[2] Графики 2-5 и 11-14 не являются обязательными.

[3] Название графиков 6-13 дано для дифференциального разгазирования. В случае контактного разгазирования, в названии графика слово «Дифференциальное» должно быть заменено на «Контактное».

Окончание таблицы 5

Название графика (Приложение Б)	Соответствующая форма по табл. 4	Название величин, откладываемых по осям координат		Примечание
		По горизонтали	По вертикали	
Рис.13 Зависимость компонентного состава газа от давления (Дифференциальное разгазирование . . . °С) [2) 3)]	Форма 14	Давление, МПа верхняя строка	Содержание компонентов	Допускается употребление разных масштабов по вертикальной оси [4)] Возле каждой кривой название компонента
Рис.14 Результаты ступенчатой сепарации пластовой нефти: [2)] - температура ступеней сепарации - объемный коэффициент нефти - газосодержание - плотность газа - компонентный состав	Форма 15	Давление ступеней, МПа	Темпертура, °С (строка 2) Объемный коэффициент нефти (строка 3) Газосодержание, $м^3/м^3$ (строка 5) Плотность газа, $кг/м^3$ (строка 22) Компонентный состав газа, объемн. доля, % (строки 6-18)	Совмещение ряда независимых графиков при одной горизонтальной оси [5)]
Рис. 15 Зависимость вязкости пластовой нефти от давления, °С	Форма 16	Давление, МПа Графа I	Вязкость нефти мПа х с Графа 2	
Рис. 16 Зависимость фототока от температуры	Форма 17	Температура, °С Графа I	Фототок, усл.ед. Графа 2	График помещают на форме 17 вместе с таблицей

[2)] Графики 2-5 и 11-14 не являются обязательными.

[3)] Название графиков 6-13 даны для дифференциального разгазирования.
В случае контактного разгазирования в названии графика слово «Дифференциальное» должно быть заменено на «Контактное» разгазирование . . . °С.

[4)] Допускается употребление разных масштабов по вертикальной оси (график 13 на рис. 13). Возле каждой кривой название компонента.

[5)] Совмещение ряда независимых графиков при одной горизонтальной оси (график 14 на рис. 14).

Продолжение таблицы 5

Название графика (Приложение Б)		Соответствующая форма по табл. 4	Название величин, откладываемых по осям координат		Примечание
			По горизонтали	По вертикали	
Рис. 7	Зависимость объемного коэффициента пластовой нефти от давления (Дифференциальное разгазирование,. . . °С) [3] То же при ступенчатой сепарации	Форма 13 Форма 15	Давление, МПа Графа I Графы 4 и 5 Строка 2	Объемный коэффициент нефти Графы 4 и 5 Строки 21-23	Кривая I- за единицу принят объем при атмосферном давлении и 20°С Кривая 2 – то же, но при пластовой температуре Кривая 3 – ступенчатая сепарация (п. 14.16)
Рис. 8	Зависимость плотности пластовой нефти от давления. (Дифференциальное разгазирование. . . °С) [3]	Форма 13	Давление, МПа Графа I	Плотность пластовой нефти, кг/м^3 Графа 6	
Рис. 9	Зависимость плотности газа от давления (Дифференциальное разгазирование . . . °С) [3]	Форма 13	Давление, МПа Графа I	Плотность газа, кг/м^3 Графа 7	
Рис. 10	Зависимость объемного коэффициента газа от давления (Дифференциальное разгазирование . . .°С) [3]	Форма 13	Давление, МПа Графа I	Объемный коэффициент газа Графа 8	
Рис. 11	Зависимость сжимаемости газа от давления (Дифференциальное разгазирование . . .°С) [2] [3]	Форма 13	Давление, МПа Графа I	Коэффициент сжимаемости газа Графа 9	
Рис. 12	Зависимость вязкости газа от давления (Дифференциальное разгазирование . . . °С) [2] [3]	Форма 13	Давление, МПа Графа I	Вязкость газа, мПа х с Графа 10	

[3] Графики 2-5 и 11-14 не являются обязательными.

ОСТ 153-39.2-048-2003

- результаты проверки идентичности проб[1)] (табл. 6);
- основание для выбора комплекса исследования – А, Б или В, необходимость расширения или сокращения его (9.6 - 9.8);
- виды исследования, выполненные по выбранным пробам;
- методика, применяемая аппаратура;
- дополнительные сведения, краткие выводы;
- дата исследования, исполнители.

Таблица 6 - Контроль качества глубинных проб

Номер пробы	Контрольный параметр давление в приемной камере, МПа	Температура, °С	Дата опробования	Идентичность пробы
16/1	13,6	27	12.06.01	Да
16/2	13,6	27	12.06.01	Да
16/3	13,7	27	12.06.01	Да

Для исследования выбраны пробы 16/1 и 16/2.

14.5 **Форма 4** "Сведения о пласте и скважине".

14.6 **Форма 5** "Условия отбора ...проб". В зависимости от исследуемых образцов (глубинные или рекомбинированные пробы), пропуски в названии формы заполняются словами: "глубинных" или "поверхностных".

14.7 **Форма 6** "Основные результаты исследования". Заполняют средними значениями параметров пластовой нефти. В Приложении А форма 6 выполнена для комплекса Б. Для других комплексов форма должна быть соответственно сокращена или расширена, согласно объемам исследования, указанным в таблице 1.

14.8 **Форма 7** "Физико-химическая характеристика сепарированной нефти". Заполняют данными физико-химического анализа нефти, полученной в результате сепарации, или данными, заимствованными из других источников. В последнем случае указывают, какие данные использованы, условия сепарации и источник информации.

14.8а **Форма 7а** "Фракционный состав нефти", ГОСТ 2177-99.

14.9 **Форма 8** "PV - соотношения пластовой нефти". Для каждой температуры (пластовой, 20°С и промежуточной) данные представляются отдельно по форме 8, с указанием соответствующей температуры.

[1)] Результаты проверки идентичности проб по 8.8 оформляют в виде таблицы 6 - в графу «контрольный параметр» записывают либо "Давление в приемной камере", либо "Давление насыщения". В графе «Идентичность проб» пишут "Да" или "Нет". Под таблицей указывают номера проб, выбранных для исследования.

Против значений пластового давления и давления насыщения проставляют соответствующие символы – ($P_{пл}$) и ($P_{нас}$). Относительный объем нефти (при всех давлениях и температурах) приводят в двух видах: по отношению к объему нефти при пластовом давлении и пластовой температуре и по отношению к объему нефти, соответствующему давлению насыщения при пластовой температуре. Значения коэффициентов сжимаемости (средние в интервале между соседними давлениями) записывают против нижнего (меньшего) давления интервала.

Под таблицей указывают:

- номер рисунка PV – изотермы и значения давления насыщения;

- номер рисунка зависимости коэффициента сжимаемости от давления и среднее значение его в интервале от пластового давления до давления насыщения.

Примечание - Если давление насыщения измерено не объемным методом, то вместо PV–изотермы следует привести соответствующий график или копию бланка расчета. Содержание самой таблицы при этом сохраняется неизменным.

14.10 **Форма 9** "Температурный коэффициент давления насыщения". В таблицу заносят значения температур, соответствующие им значения давления насыщения, интервал температур и вычисленные значения температурного коэффициента давления насыщения. Под таблицей повторяют значение коэффициента, среднее для интервала от 20°С до пластовой температуры. График зависимости давления насыщения от температуры не является обязательным.

14.11 **Форма 10** "Температурный коэффициент объемного расширения пластовой нефти". В таблицу заносят значения давлений, интервалы температур и соответствующие значения коэффициентов объемного расширения нефти. Под таблицей повторяют среднее значение коэффициента при пластовом давлении для интервала температур от 20°С до пластовой температуры. График зависимости температурного коэффициента от давления в различных температурных интервалах приводится отдельно. Исследования при давлениях, отличных от пластовых, не являются обязательными.

14.12 **Форма 11** "Стандартная сепарация пластовой нефти". Помещают значения указанных в форме параметров нефти, полученные в результате стандартной сепарации при 20°С и 0,101 МПа или текущем атмосферном давлении. Фактическое давление сепарации указывают в соответствующем месте.

14.13 **Форма 12** "Компонентный состав газа, сепарированной и пластовой нефти". Таблицу заполняют данными, полученными в результате анализа газовой и жидкой фаз стандартной сепарации и рассчитанными на их основании данными о компонентном составе пластовой нефти. В правой части таблицы помещают значения потенциального

газосодержания – общее, а также только по сумме углеводородов; под таблицей указывают молярные массы газа, сепарированной и пластовой нефти, остатка.

Если компонентный состав сепарированной нефти не определяют, то для представления состава газа, обязательного по комплексу А, предназначена Форма 12а.

14.14 **Форма 13** "Дифференциальное разгазирование. Контактное разгазирование". В графе 1 записывают давления ступеней (в первой строке – пластовое давление, во второй строке–давление насыщения). Предпоследняя строка предназначена для атмосферного давления при пластовой температуре, последняя - то же при 20°С. Значения объемного коэффициента нефти приводят в двух вариантах: по отношению к объему нефти при атмосферном давлении и пластовой температуре и по отношению к объему нефти при атмосферном давлении и температуре 20°С. В графе 6 проставляют значения плотности частично разгазированной нефти при давлениях и температурах ступеней. Если сжимаемость и вязкость газа получены не экспериментально, а по соответствующим корреляциям (Приложение Д), то в графах 9 и 10 следует указать в скобках - "(расчет)". Вязкость газа – параметр необязательный. Если исследование выполняют при разных температурах ступеней (пункт 12.4) , то температуру проставляют в графе 1 рядом с давлением.

14.15 **Форма 14** "Дифференциальное разгазирование. Контактное разгазирование. Состав газа". Таблицу заполняют результатами анализа компонентного состава газа, выделившегося на различных ступенях дифференциального или контактного разгазирования. Внизу таблицы, в соответствующих графах, помещают расчетные значения плотности газа при 20°С.

Примечание - В заглавиях форм 13 и 14 оставляют нужное: "Дифференциальное" или "Контактное" разгазирование.

14.16 **Форма 15** "Ступенчатая сепарация пластовой нефти". Форму заполняют результатами ступенчатой сепарации пластовой нефти, выполненной по схеме сепарации, действующей на данном промысле или по заданной схеме (п.12.15). Объемный коэффициент нефти приводят при давлениях и температурах ступеней, а также при давлении насыщения и пластовом давлении. Внизу указывают номер рисунка, на котором приведены зависимости объемного коэффициента нефти, газосодержания, плотности газа и его компонентного состава от давления ступени. Кроме того, указывают номер рисунка, соответствующего графику 7 (таблица 5), на котором для сравнения приводят объемный коэффициент нефти ступенчатой сепарации.

14.17 **Форма 16** "Вязкость пластовой нефти". В таблицу помещают значения давлений и соответствующие значения вязкости при температурах – пластовой, промежуточной и 20°С. Ниже указывают номер рисунка, на котором представлена зависимость вязкости от давления при указанных температурах, и помещают значения вязкости при пластовом давлении и при давлении насыщения.

Примечание - Если значения вязкости получены экстраполяцией, то против соответствующих значений указывают – "экстраполяция".

14.18 **Форма 17** "Температура насыщения нефти парафином", ОСТ 39.034-76.

В заголовке указывают давление эксперимента. В графу 1 записывают температуру ступеней, в графу 2 – соответствующие значения силы тока (фототок).

Под таблицей помещают график зависимости фототока от температуры и указывают значение температуры насыщения нефти парафином.

14.19 **Форма 18** "Индивидуальный паспорт скважины". Предназначен для представления результатов исследования по комплексу А для добывающих скважин. Паспорт содержит четыре таблицы, в которые заносят основные параметры пластовой нефти, компонентный состав газа, сепарированной и пластовой нефти, физико-химическую характеристику сепарированной и пластовой нефти и сведения о скважине и условиях отбора проб. В строке "Давление насыщения" в скобках указывают метод определения, например, (Объемный метод). В строке "Предшествующие исследования" помещают ссылки на соответствующие отчеты. Форма 18 является частью индивидуального паспорта скважины.

15 ОФОРМЛЕНИЕ ТЕХНИЧЕСКОГО ОТЧЕТА

15.1 Установлено 16 типовых графиков, перечень которых с указанием их построения приведен в таблице 5. Виды типичных графиков приведены в Приложении Б.

15.2 Технический отчет состоит из сброшюрованных форм текстового, графического и табличного материала (формы от 1 до 17, п. 14 и Приложение А), выполненных на листах бумаги форматом А4. Если формат А4 недостаточен для помещения необходимого табличного или графического материала (например: форма 13, сводная таблица в Приложении Д и др.), следует применять листы формата А3. Цифровые данные, приводимые в графах таблиц, должны быть выражены десятичными дробями. Запись окончательного результата производят только значащими цифрами, умноженными на десять в соответствующей степени, таблица 7.

Таблица 7 - Запись цифровых данных в отчете

Название параметра	Множитель	Пример записи	
		В графах таблиц	В окончательном результате
Коэффициент сжимаемости нефти	10^{-4}	0,000942 0,001171	9,42 x 10^{-4} $МПа^{-1}$ 11,71 x 10^{-4} $МПа^{-1}$
Температурный коэффициент расширения пластовой нефти	10^{-4}	0,00098	9,8 x 10^{-4} $1/^{o}C$
Коэффициент растворимости газа в нефти	10^{-5}	-	0,605 x 10^{-5} $м^3/(м^3 x$ Па)
Объемный коэффициент газа	10^{-2}	0,0663	0,663 x 10^{-2}

15.3 Нумерация страниц отчета должна быть выполнена по ГОСТ 7.32-2001.

15.4 Название откладываемых величин на графиках, а также обозначение единиц пишут вдоль осей. Буквенное обозначение величин на осях писать не следует.

Название графика помещают под ним.

16 АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЯ

Составляется сводная таблица результатов исследований (Приложение Д).

16.1 В результате анализа свойств пластовых флюидов – (нефтей, газов и воды) устанавливают:

- связь между значениями параметров флюидов и глубиной залегания продуктивного пласта;
- закономерность изменения свойств флюидов по площади объекта;
- зависимость параметров флюидов от давления;
- средние значения параметров флюидов по объекту в целом и погрешности осреднения;
- представление результатов.

16.2 Результаты обобщения должны быть представлены в виде таблиц и графиков, включающих:

- сводную таблицу результатов исследования по скважинам;
- графики зависимости свойств нефти от глубины;
- карты равных значений параметров;

- графики зависимостей параметров нефти от давления, средние для объекта в целом.

16.3 Сводную таблицу (Приложение Д) составляют на основе формы 6 (Приложение А), расширяя ее графой средних значений, графами по числу скважин и дополнительными сведениями, взятыми из форм 4 и 5.

16.4 На первой странице таблицы пишут порядковые номера строк, названия параметров, единицы измерения, средние значения параметров с ошибками осреднения и значение параметров по каждой скважине. На следующих страницах указывают только порядковые номера параметров (в первой графе) и значение параметров по скважинам. Формат таблицы – А3.

16.5 Графики зависимости свойств нефти от глубины должны быть построены на основе исследования по комплексу А, расширенному данными о молярной массе и содержании ряда компонентов пластовой нефти (N_2, CO_2, C_1, C_1-C_4).

На рис. 1 представлен один из возможных вариантов таких графиков.

16.6 При построении графика по горизонтальной оси должно быть отложено расстояние $\bar{h}$ от условной отметки (уровень моря, наивысшая точка кровли пласта, ГНК и др.) до середины интервала притока и указаны номера скважин. По вертикальной оси откладывают значения соответствующих параметров. $\bar{h}$ представляет собою средневзвешенное по производительности пластов расстояние от условной отметки до середины каждого из работающих интервалов.

Примечание – При отсутствии данных глубинной дебитометрии скважины на режиме отбора проб, h принимают равным расстоянию от условной отметки до середины всего предполагаемого интервала вскрытия h^* (рис.2).

16.7 Средневзвешенное по производительности пластов расстояние от условной отметки до середины каждого из работающих интервалов h (рис.2) рассчитывают следующим образом:

$$\bar{h} = h_1 m_1 + h_2 m_2 + h_3 m_3 + \ldots,$$

где h_1, h_2, h_3 – расстояние от условной отметки до середины работающих пластов, м;

m_1, m_2, m_3 – квоты, м.

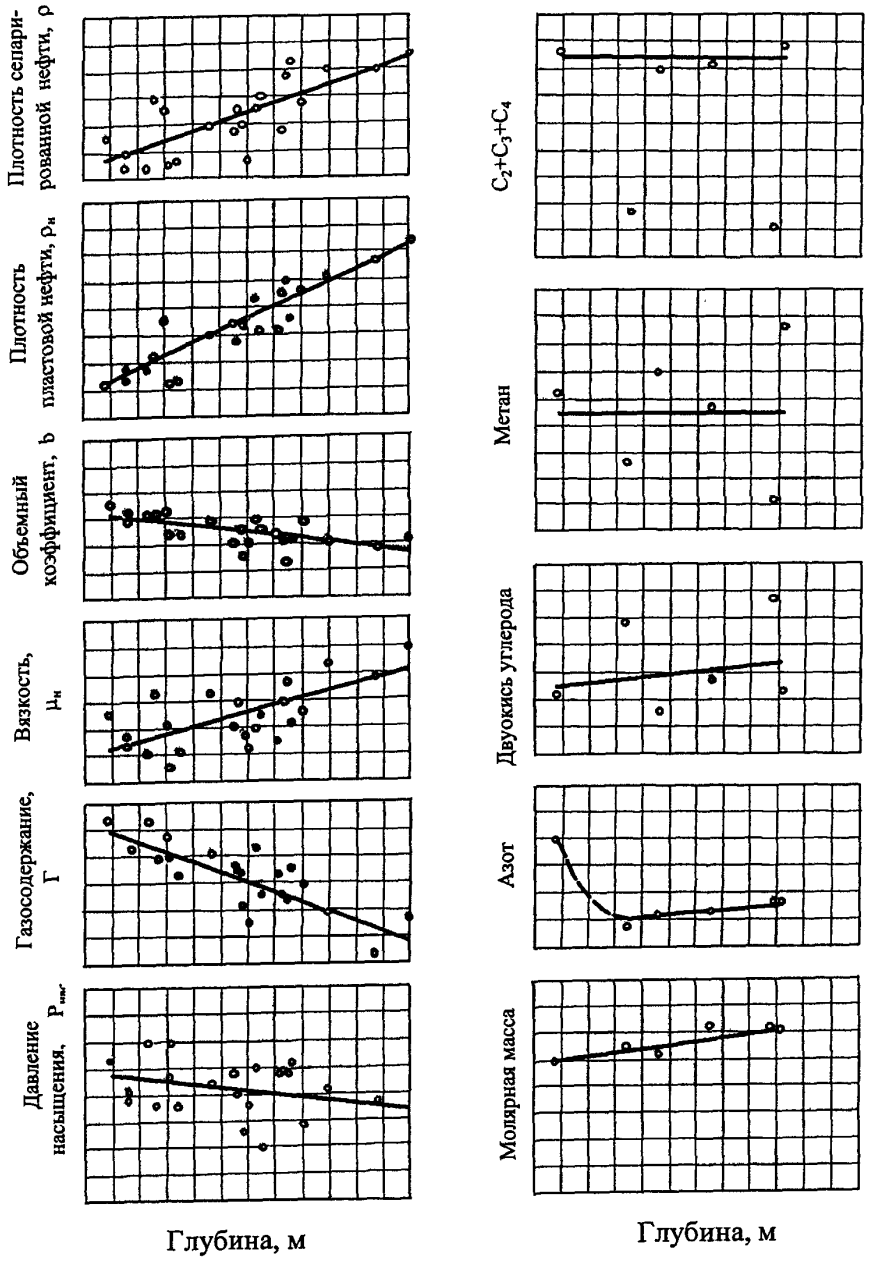


Рисунок 1- Вариант зависимости параметров пластовой нефти от глубины залегания пласта

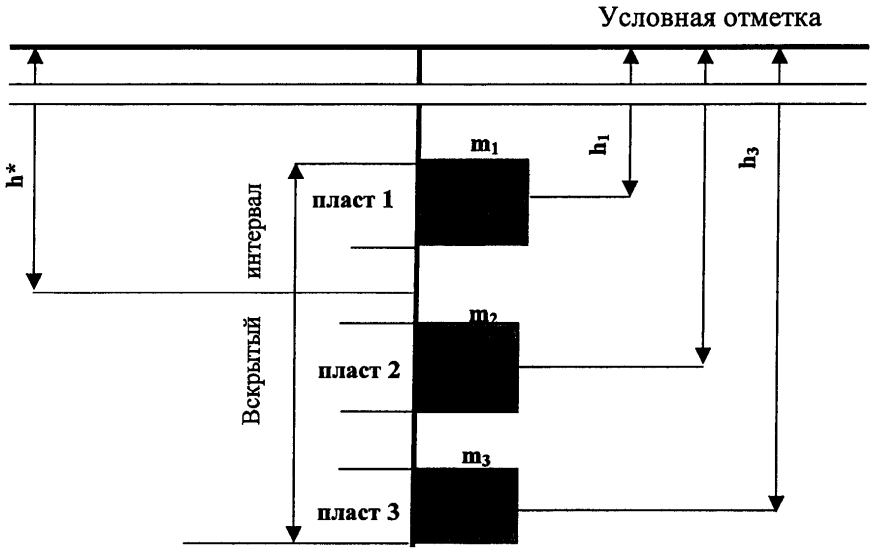


Рисунок 2- Вскрытые и работающие интервалы пласта

16.8 Путем математической обработки определяют зависимость параметров от расстояния до условной отметки ($П=f(\bar{h})$ и оценивают коэффициент корреляции.

Примечание - Если разброс точек не позволяет найти строгую математическую зависимость, график все равно должен быть включен в число материалов обобщения. Номера скважин могут быть указаны непосредственно на графике давления насыщения возле соответствующих значений параметра.

16.9 Карты равных значений (при наличии закономерностей) должны быть построены для следующих параметров: давления насыщения (карта изобар насыщения), газосодержания, вязкости, объемного коэффициента и плотности сепарированной нефти. На рис. 3 в качестве примера показана карта изобар насыщения.

16.10 Графики средних зависимостей параметров от давления должны быть построены для растворенного газа, выделившегося газа, объемного коэффициента нефти, объемного коэффициента газа, вязкости нефти. На рис. 4 в качестве примера показана зависимость среднего объемного коэффициента от давления.

Примечание - Оформление графиков средних зависимостей производят так же, как при индивидуальном исследовании (Приложение Б, рис. Б6, Б7, Б10, Б12). На рисунках может быть указан доверительный интервал и помещена таблица (левая графа – давление, правая – средние значения параметра при данном давлении).

16.11 По среднему значению давления насыщения, взятому из сводной таблицы, на осредненных графиках находят соответствующие значения параметров при давлении насыщения и сопоставляют их со средними арифметическими значениями параметра. Расхождения должны находиться в пределах допустимых ошибок.

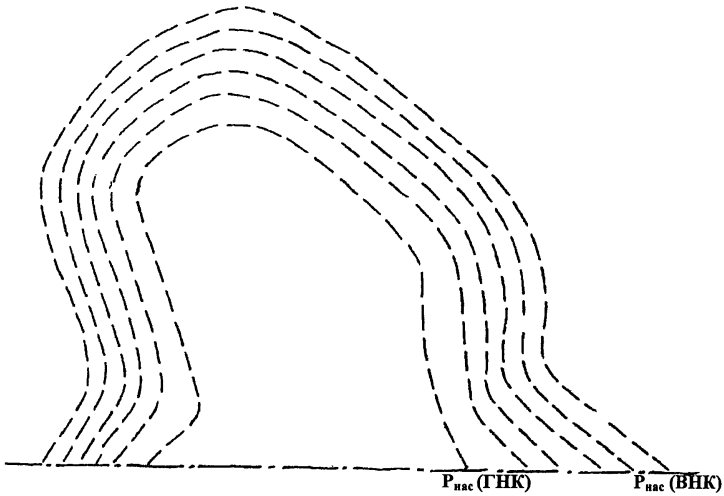


Рисунок 3 - Карта изобар насыщения

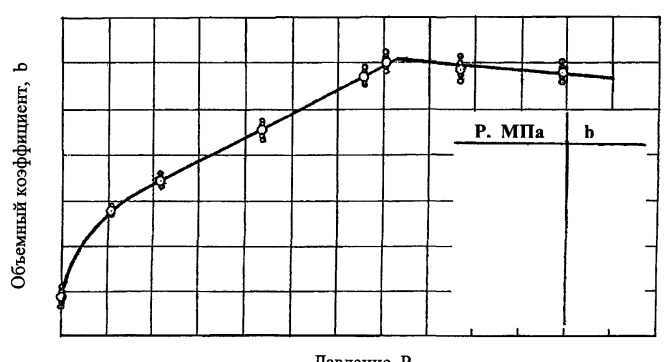


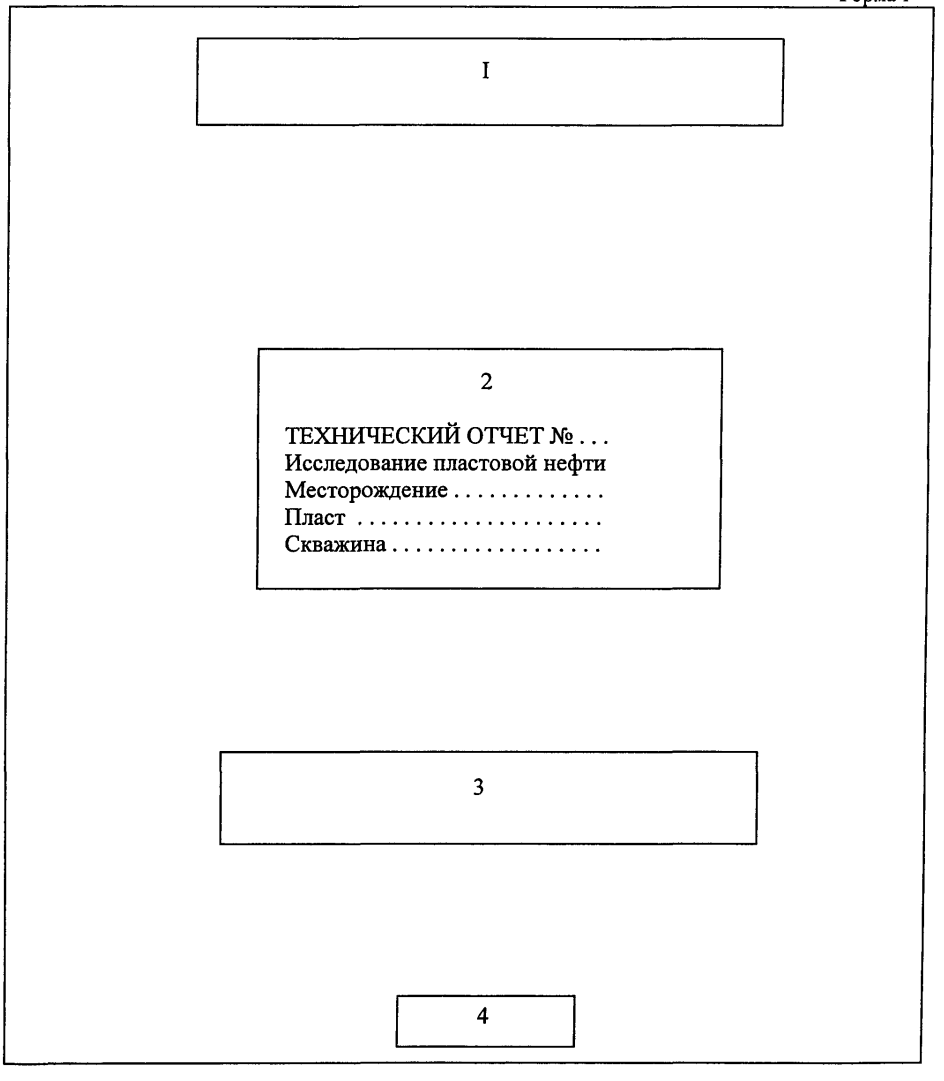
Рисунок 4 - Зависимость объемного коэффициента от давления, средняя по объекту

Приложение А

(Обязательное)

ФОРМЫ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЯ ПЛАСТОВОЙ НЕФТИ

Форма 1



Форма 2

Месторождение...
Скважина...

СОДЕРЖАНИЕ

ПАРАМЕТРЫ	Страницы		
	Текст	Таблицы	Рисунки
1 Пояснительная записка			
2 Сведения о пласте и скважине			
3 Условия отбора глубинных проб			
4 Основные результаты исследования			
5 Компонентный состав пластовой нефти			
6 PVT- соотношения			
7 Температурный коэффициент давления насыщения.....			
8 Температурный коэффициент объемного расширения нефти			
9 Стандартная сепарация			
10 Состав газа стандартной сепарации.....			
11 Состав газа дифференциального разгазирования ...			
12 Состав газа дифференциального разгазирования			
13 Ступенчатая сепарация			
14 Вязкость			

Отчет содержит ..... страниц, включая..... рисунков

Количество печатных экземпляров.....

Отчет направлен:

1 .....

2 .....

3 .....

Форма 3

Месторождение…
Скважина…

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

Форма 4

Месторождение . . .
Скважина . . .

СВЕДЕНИЯ О ПЛАСТЕ И СКВАЖИНЕ

Пласт (горизонт) .....
Геологический возраст .....
Порода – коллектор.....
Начальное пластовое давление, МПа .....
Начальная пластовая температура, °С.....
Альтитуда скважины, м .....
Глубина скважины, м .....
Интервал перфорации, м .....
Глубина спуска фонтанного лифта, м .....
Диаметр фонтанных труб, мм ....
Дата ввода в эксплуатацию .....

Форма 5

Месторождение . . .

Скважина . . .

УСЛОВИЯ ОТБОРА ПРОБ НЕФТИ
(ГЛУБИННЫХ / ПОВЕРХНОСТНЫХ)

Дата отбора проб. . . . . .

Глубина отбора, м . . . . . .

Давление на глубине отбора, МПа. . . . . .

Температура на глубине отбора, °С. . . . . .

Способ эксплуатации скважины . . . . . .

Диаметр штуцера, мм. . . . . .

Забойное давление, МПа . . . . . .

Забойная температура, °С. . . . . .

Буферное давление, МПа. . . . . .

Затрубное давление, МПа. . . . . .

Температура нефти на устье, °С . . . . . .

Условия сепарации:

Ступени	I	II	III	. . .	Отстойник
Давление, МПа					Атмосферное
Температура, °С,					
Дебит нефти, т/сут					
Газовый фактор, $м^3/т$					
Обводненность, масс. доля, %					
Тип пробоотборника					
Номера проб					
Пробы отобраны					

Сведения о поверхностных пробах						
	Жидкость			Газ		
Место отбора						
Дебит, $м^3$/сут						
Давление при отборе, МПа						
Температура при отборе, °С						
Номера контейнеров						
Давление в контейнере после отбора, МПа при температуре, °С						
Номера проб	1	2	3	1	2	3

Форма 6

Пластовое давление, МПа ...
Пластовая температура, °С ...

Месторождение ...
Скважина ...

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

	$м^3/м^3$	$м^3/т$	масс. доли, %
Давление насыщения [1], МПа			
Температурный коэффициент давления насыщения [2], МПа/°С			
Коэффициент сжимаемости [3], $МПа^{-1}$			
Температурный коэффициент объемного расширения нефти [4], 1/°С			
Газосодержание			
- стандартная сепарация [5]			
- ступенчатая сепарация по схеме			
- дифференциальное разгазирование			
Потенциальное газосодержание			
Объемный коэффициент пластовой нефти [1]			
- при пластовом давлении			
- стандартная сепарация			
- ступенчатая сепарация по схеме			
- дифференциальное разгазирование			
- при давлении насыщения			
- стандартная сепарация			
- ступенчатая сепарация по схеме			
- дифференциальное разгазирование			
Плотность пластовой нефти [1], $кг/м^3$			
- при пластовом давлении			
- при давлении насыщения			
Вязкость [1], мПа х с			
- при пластовом давлении			
- при давлении насыщения			
- сепарированной нефти при 20°С			
Плотность сепарированной нефти при 20°С, $кг/м^3$			
- стандартная сепарация			
- ступенчатая сепарация по схеме			
- дифференциальное разгазирование			
Плотность газа при 20°С, измеренная, $кг/м^3$			
- стандартная сепарация			
Температура насыщения нефти парафином, °С			

[1] Значения при пластовой температуре.
[2] Средние значения в интервале от 20°С до пластовой температуры.
[3] Среднее значение в интервале от пластового давления до давления насыщения при пластовой температуре.
[4] Среднее значение в интервале от 20°С до пластовой температуры при пластовом давлении.
[5] Условия сепарации : 20°С и атмосферное давление.

Форма 6

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ
(продолжение)

Компонентный состав пластовой нефти

	Проценты	
	По массе	Мольные
Сероводород		
Меркаптаны		
Диоксид углерода		
Азот + инертные и др.		
Гелий		
Метан		
Этан		
Пропан		
изо-Бутан		
н-Бутан		
Неопентан		
изо-пентан		
н-Пентан		
Гексаны		
Гептаны		
Остаток		
		100,00

Молярная масса пластовой нефти, г/моль .....

Форма 7

Месторождение . . .
Скважина . . .
Проба . . .

ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА СЕПАРИРОВАННОЙ НЕФТИ

Условия сепарации: 20°С, атмосферное давление . . . МПа

ПАРАМЕТР	МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ	
Плотность при 20°С, кг/м^3	а) ГОСТ 3900-85 б) Цифровой плотномер	- ASTM Д 5002
Молекулярная масса	Криоскопический (с бензолом) (Приложение Ж)	-
Вязкость при 20°С, мм^2/с	ГОСТ 33-2000	ASTMД 445
Температура застывания, °С	ГОСТ 20287-91	ASTM Д5853
Температура насыщения нефти парафином, °С	ОСТ 39034-76 СТО РМНТК 153-39.2-001-2003	-
Температура плавления парафина, °С	ГОСТ 11851-85	-
Содержание, масс. доля, %, - парафина	а) ГОСТ 11851-85 б) СТО РМНТК 153-39.2-001-2003	-
- серы	а) ГОСТ 1437-75 б) ГОСТ Р 50442-92	ASTM Д 1552 ASTM Д 4294
- смол силикагелевых - асфальтенов	а) по Маркуссону-Саханову (Приложение И) б) Хроматографический (адсорбционный) ВНИИНП (Приложение И) в) СТО РМНТК 153-39.2-001-2003	- -
- воды	ГОСТ 2477-65	ASTM Д 4006
- механических примесей	ГОСТ 6370-83	-
- хлористых солей, мгNaCl/л	ГОСТ 21534-76	-
- хлорорганических соединений, млн$^{-1}$ (ppm) *)	-	ASTM Д 4929
Фракционный состав	ГОСТ 2177-99	ASTM Д 86
Зольность, масс. доля, % *)	ГОСТ 1461-75	ASTM Д 482
Кислотное число, мгКОН/г *)	ГОСТ 5985-79	ASTM Д 664
Фракционный состав в аппарате АРН-2 *)	ГОСТ 11011-85	ASTM Д 2892 ASTM Д 1160
*) Определяется при необходимости.		

Форма 7а

Фракционный состав нефти

Температура, °С	Отгон, (объемн. доля, %)
.....	.....
.....	.....

Общий выход фракций до 300°С, (объемн. доля, %) . . .
Остаток и потери (объемн. доля, %) . . .

Форма 8

Месторождение . . .
Скважина . . .
Проба . . .

PV – СООТНОШЕНИЯ ПЛАСТОВОЙ НЕФТИ ПРИ . . .°С

Давление, МПа	Относительный объем нефти		Плотность нефти, кг/мз	Удельный объем нефти, $м^3/кг$	Коэффициент сжимаемости $МПа^{-1}$
	*)	**)			
($P_{пл}$)					
($P_{нас}$)					

На рис. . . . приведена изотерма пластовой нефти при . . . °С и определено давление насыщения

$P_{нас}$ = ... МПа

На рис. . . . приведена зависимость коэффициента сжимаемости от давления. Среднее значение коэффициента сжимаемости в интервале от $P_{пл}$ до $P_{нас}$

β = ... 10^{-4} $МПа^{-1}$

---

*) За единицу принят объем нефти при пластовом давлении . . . МПа и температуре . . . °С;

**) За единицу принят объем нефти при давлении насыщения . . . МПа и температуре . . . °С.

Форма 9

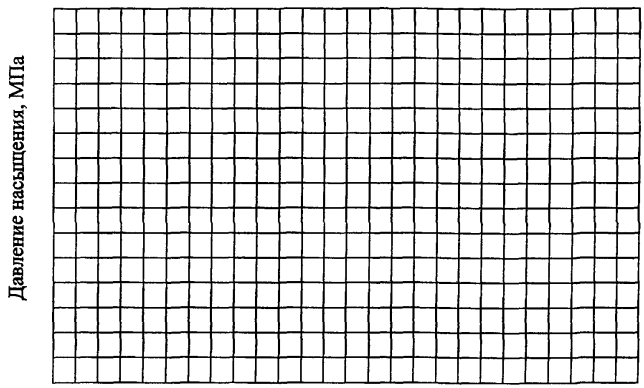
Месторождение ...
Скважина ...
Проба № ...

ТЕМПЕРАТУРНЫЙ КОЭФФИЦИЕНТ ДАВЛЕНИЯ НАСЫЩЕНИЯ

Температура, °С	Давление насыщения, МПа	Интервал температур, °С	Температурный коэффициент давления насыщения, ψ МПа/°С

Температурный коэффициент давления насыщения в интервале от 20°С до $t_{пл}$ °С

ψ = ... МПа/°С



Форма 10

Месторождение . . .
Скважина . . .
Проба . . .

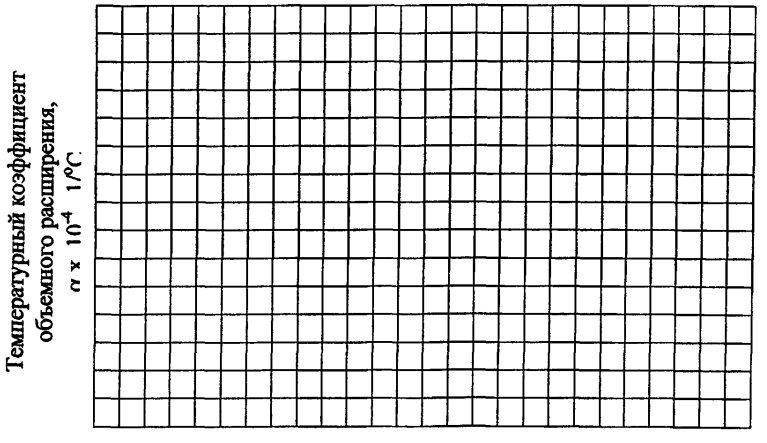
ТЕМПЕРАТУРНЫЙ КОЭФФИЦИЕНТ ОБЪЕМНОГО РАСШИРЕНИЯ ПЛАСТОВОЙ НЕФТИ

Давление, МПа	Температурный коэффициент объемного расширения, α, 1/°С			
	В интервале температур, °С			

Температурный коэффициент объемного расширения пластовой нефти при пластовом давлении, в интервале от 20° до $t_{пл}$ °С.

$$\alpha = \ldots 10^{-4} \ 1/°С$$

Зависимость температурного коэффициента объемного расширения нефти от давления представлена на графике.



Форма 11

Месторождение . . .
Скважина . . .
Проба . . .

СТАНДАРТНАЯ СЕПАРАЦИЯ ПЛАСТОВОЙ НЕФТИ

Условия сепарации: 20°С, ... МПа

1	Газосодержание, $м^3/м^3$ *) . . . . .
2	Газосодержание, $м^3/т$ *) . . . . .
3	Газосодержание, масс. доля, % от пластовой нефти . . . . .
4	Объемный коэффициент нефти при пластовом давлении и при пластовой температуре. . . . .
5	Объемный коэффициент при давлении насыщения и при пластовой температуре. . . . .
6	Плотность пластовой нефти, $кг/м^3$ . . . . .
7	Плотность сепарированной нефти, $кг/м^3$. . . . .
8	Плотность газа, измеренная, $кг/м^3$. . . . .
9	Коэффициент растворимости газа в нефти, $м^3/(м^3 \times Па)$ . . . . .

*) Объем газа при 20°С и 0,101 МПа (ГОСТ 2939-63; ГОСТ 9249-59)

Форма 12

Месторождение.....

Скважина.....

Проба.....

КОМПОНЕНТНЫЙ СОСТАВ ГАЗА, СЕПАРИРОВАННОЙ И ПЛАСТОВОЙ НЕФТИ

Компоненты	Содержание компонента, проценты						Потенциальное газосодержание		
	масс. доли	мольн. доли	масс. доли	мольн. доли	масс. доли	мольн. доли	масс. доли, % от пл. нефти	$м^3$/т (сепарированной нефти)	$м^3/м^3$ (сепарированной нефти)
	Газ		Сепарированная нефть		Пластовая нефть				
Сероводород									
Меркаптаны									
Азот + инертные и др.									
Гелий									
Метан									
Этан									
Пропан									
изо-Бутан									
н-Бутан									
Неопентан									
изо-Пентан									
н-Пентан									
Гексаны									
Гептаны									
Остаток									
Сумма	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	...	...	...*)
Молярная масса, г/моль	...		...		...		...	...	...**)
Молярная масса остатка, г/моль			...						
Плотность при 20°С	...		...		...				

*) общее

**) только по углеводородам

Форма 12а

Месторождение. . .
Скважина . . .
Проба . . .

СОСТАВ ГАЗА СТАНДАРТНОЙ СЕПАРАЦИИ

Условия сепарации: 20 °С, . . . МПа

Компоненты	Проценты	
	Объемн. доля	Масс. доля
Сероводород		
Меркаптаны		
Диоксид углерода		
Азот + редкие.		
Гелий		
Метан		
Этан		
Пропан.		
изо-Бутан.		
н-Бутан.		
Неопентан		
изо-Пентан.		
н-Пентан.		
Гексаны.		
Гептаны + высшие		
Сумма	100,0	100,0

Плотность газа, рассчитанная по составу . . . кг/м^3

Плотность газа, измеренная . . . кг/м^3

Плотность газа при 20°С и 0,101 МПа

Месторождение . . .
Скважина. . .
Проба . . .

ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОЕ
КОНТАКТНОЕ
РАЗГАЗИРОВАНИЕ

Температура . . . °С

Давление, МПа	Газосодержание, $м^3/м^3$		Объемный коэффициент нефти		Плотность нефти, $кг/м^3$	Плотность газа, $кг/м^3$	Объемный коэффициент газа, 10^2	Коэффициент сжимаемости газа	Вязкость газа, мПа х с (расчет)
	Газ выделившийся	Газ в растворе	*)	**)					
. . . ($P_{пл}$)	-					-	-	-	-
. . . ($P_{нас}$)						-	-	-	-
Атм.		0		1,000					
Атм.(20°С)		0	1,000						
	Рис. . .		Рис. . .		Рис . . .	Рис . . .	Рис . . .	Рис . . .	Рис. . .

Объем газа при 20°С и 0,101 МПа (ГОСТ 2939-63, ГОСТ 9249-59)
Плотность газа при 20°С и 0,101 МПа

*) За единицу принят объем при атм. давлении и 20°С
**) За единицу принят объем при атм. давлении и . . . °С

Форма 14

Месторождение . . .
Скважина . . .
Проба . . .

ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОЕ
РАЗГАЗИРОВАНИЕ Температура . . .°С
КОНТАКТНОЕ

Состав газа на различных ступенях давления (объемные доли, %), рис . . .

Компоненты	Давление ступени, МПа			
Сероводород				
Меркаптаны				
Диоксид углерода				
Азот + редкие				
Гелий				
Метан				
Этан				
Пропан				
изо-Бутан				
н-Бутан				
Неопентан				
изо-Пентан				
н-Пентан				
Гексаны				
Гептаны + высшие				
Сумма	100,00	100,00	100,00	100,00
Плотность газа при 20°С (расчет), кг/м³				

Форма 15

Месторождение . . .
Скважина. . .
Проба. . .

Ступенчатая сепарация пластовой нефти				
Ступени сепарации	I	II	III	
Давление ступени, МПа				
Температура ступени, °С				
Газосодержание,м³/м³				
- по ступеням				
- общее				
Состав газа (объемн. доля, %) :				
Сероводород				
Меркаптаны				
Диоксид углерода				
Азот + редкие				
Гелий				
Метан				
Этан				
Пропан				
изо-Бутан				
н-Бутан				
Неопентан				
изо-Пентан				
н-Пентан				
Гексаны				
Гептаны				
Сумма	100,00	100,00	100,00	100,00

Молярная масса газа (расчет), г/моль
Плотность газа при 20°С, кг/м³
Объемный коэффициент нефти

Объемный коэффициент нефти при пластовых условиях
Объемный коэффициент нефти при давлении насыщения
Плотность сепарированной нефти при 20°С, кг/м³

Результаты ступенчатой сепарации показаны на рис. . . . и рис. . . .

Форма 16

Месторождение . . .
Скважина . . .
Проба . . .

ВЯЗКОСТЬ ПЛАСТОВОЙ НЕФТИ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ ДАВЛЕНИЯХ И РАЗЛИЧНЫХ ТЕМПЕРАТУРАХ

Давление, МПа	Вязкость, мПа х с		
	$t_{пл}$ = ... °С	t = ... °С	20°С

На рис. представлена зависимость вязкости нефти от давления при различных температурах.

Вязкость при пластовом давлении и пластовой температуре

$$\mu_{пл} = \text{... мПа х с}$$

Вязкость при давлении насыщения и пластовой температуре определена по графику

$$\mu_{нас} = \text{... мПа х с}$$

Вязкость сепарированной нефти при 20 °С

$$\mu_{20^\circ} = \text{... мПа х с}$$

Форма 17

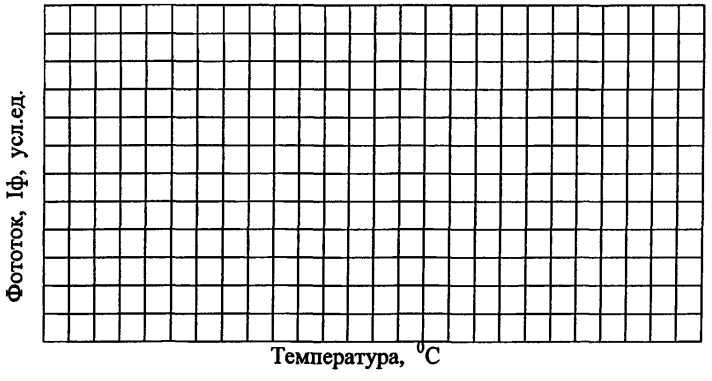
Месторождение ...
Скважина ...
Проба ...

ТЕМПЕРАТУРА НАСЫЩЕНИЯ НЕФТИ ПАРАФИНОМ [1)]

Давление ... МПа

Пластовая нефть		Сепарированная нефть	
Температура, °С	Фототок, усл. ед.	Температура, °С	Фототок, усл. ед.

Зависимость фототока от температуры приведена на графике



Температура насыщения пластовой нефти парафином

$t_{нас}$ = ... °С

Температура насыщения сепарированной нефти парафином

$t^{1}_{нас}$ = ... °С

[1)] По ОСТ 39.034-76

Форма 18 (1)

ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ПАСПОРТ

Месторождение . . .
Пласт . . .
Скважина . . .

СВЕДЕНИЯ О СКВАЖИНЕ, УСЛОВИЯ ОТБОРА ПРОБ

Ввод скважины в эксплуатацию	Дата отбора проб					
Интервал перфорации, м	Глубина отбора, м					
Диаметр штуцера, мм	Давление на глубине отбора, МПа					
Дебит нефти, т/сут	Обводненность, масс. доля, %					
Газовый фактор, $м^3/т$	Номер и тип пробоотборника					
Сведения о поверхностных пробах для рекомбинирования	Нефть			Газ		
	1	2	3	1	2	3
Дебит, $м^3/сут$						
Давление при отборе, МПа						
Температура при отборе, °С						
Номера контейнеров						
Давление проб при ...°С, МПа						

Предшествующие исследования _____

Дополнительная информация _____

Форма 18 (2)

ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ПАСПОРТ

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ПЛАСТОВОЙ НЕФТИ

<table>
<tr><td>Пластовое давление $P_{пл}$ МПа
Пластовая температура $t_{пл}$ °С</td><td>Дата исследования</td><td colspan="2">Месторождение
Пласт
Скважина</td></tr>
<tr><td colspan="4">Исследования выполнены по комплексу . . .</td></tr>
<tr><td>Параметры</td><td>Значения</td><td colspan="2">Условия определения</td></tr>
<tr><td>Давление насыщения, $P_{нас}$</td><td>МПа</td><td colspan="2">при $t_{пл}$</td></tr>
<tr><td>Коэффициент сжимаемости нефти</td><td>$x10^{-4}$ $МПа^{-1}$</td><td>в интервале
$P_{пл}$ - $P_{нас}$ при $t_{пл}$</td><td rowspan="5">Стандартная сепарация</td></tr>
<tr><td rowspan="2">Газосодержание</td><td>$м^3/м^3$</td><td rowspan="2">Объем газа
по ГОСТ 2939-63</td></tr>
<tr><td>$м^3/т$</td></tr>
<tr><td>Объемный коэффициент нефти</td><td>-</td><td>при $t_{пл}$ и $P_{пл}$</td></tr>
<tr><td>Плотность пластовой нефти</td><td>$кг/м^3$</td><td>при $t_{пл}$ и $P_{пл}$</td></tr>
<tr><td>Плотность сепарированной нефти</td><td>$кг/м^3$</td><td>по ГОСТ 3900-85 или
по ASTMD 5002</td></tr>
<tr><td>Плотность выделившегося газа</td><td>$кг/м^3$</td><td colspan="2">при 20°С и 0,101 МПа</td></tr>
<tr><td>Вязкость пластовой нефти</td><td>мПа х с</td><td colspan="2">при $t_{пл}$ и $P_{пл}$</td></tr>
<tr><td>Вязкость пластовой нефти</td><td>мПа х с</td><td colspan="2">при $t_{пл}$ и $P_{нас}$</td></tr>
<tr><td>Температура насыщения нефти парафином</td><td>°С</td><td colspan="2">при $P_{пл}$</td></tr>
</table>

Форма 18 (3)

ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ПАСПОРТ

Месторождение . . .
Пласт . . .
Скважина . . .

КОМПОНЕНТНЫЙ СОСТАВ ГАЗА

СЕПАРИРОВАННОЙ И ПЛАСТОВОЙ НЕФТИ

Стандартная сепарация (20°С, … МПа)

Компоненты	Содержание компонента					
	Газ		Сепарированная нефть		Пластовая нефть	
	масс. доли, %	мольные доли, %	масс. доли, %	мольные доли, %	масс. доли, %	мольные доли, %
Сероводород						
Меркаптаны						
Диоксид углерода						
Азот + редкие						
Гелий						
Метан						
Этан						
Пропан						
изо-Бутан						
н-Бутан						
Неопентан						
изо-Пентан						
н-Пентан						
Гексаны						
Гептаны						
Остаток C_{8+}						
Сумма	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Молярная масса, г/моль						
Молярная масса остатка, г/моль					-	

Форма 18 (4)

ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ПАСПОРТ

Месторождение . . . .
Пласт . . .
Скважина . . .

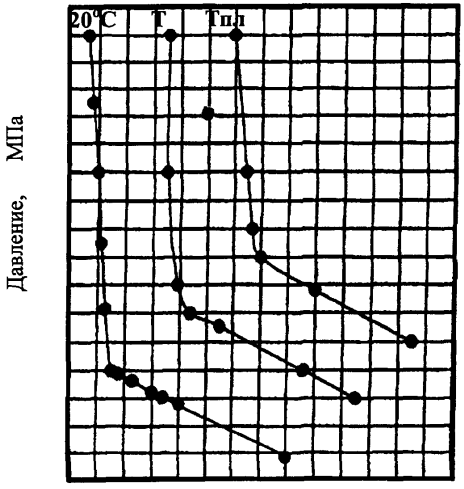
ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТИ

Стандартная сепарация (20°С,...МПа)

Плотность при 20 °С, кг/м^3		Фракционный состав нефти, ГОСТ 2177-99	
Молекулярная масса		Температура, °С	Отгон, объемн. доля, %
Вязкость при 20 °С, мм^2/с			
Температура застывания нефти, °С			
Температура насыщения нефти парафином, °С			
Температура плавления парафина, °С			
Содержание, масс. доля, %			
- парафина			
- серы			
- смол силикагелиевых			
- асфальтенов			
- воды			
- механических примесей			
- хлористых солей, мг NaCl/л			
- хлорорганических соединений, млн$^{-1}$(ppm) *)			
Зольность, масс. доля, % *)			
Кислотное число, мг КОН/г *)		Всего до 300 °С	
Фракционный состав в аппарате АРН-2 *)			
*) Определяется при необходимости			

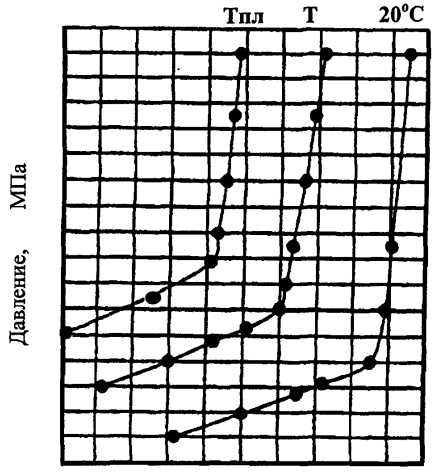
ПРИЛОЖЕНИЕ Б
(Обязательное)

ТИПИЧНЫЕ ГРАФИКИ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЯ ПЛАСТОВОЙ НЕФТИ



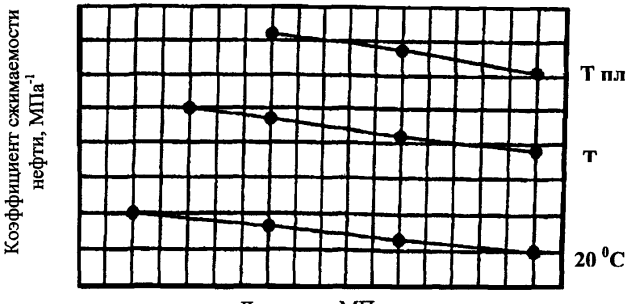
Относительный объем нефти

Рисунок Б.1



Плотность, кг/м^3

Рисунок Б.2



Давление, МПа

Рисунок Б.3

Продолжение приложения Б

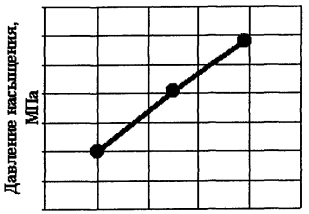


Рисунок Б.4

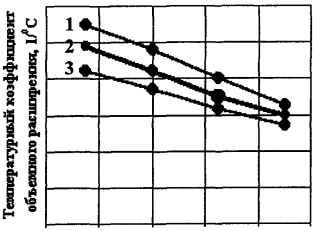


Рисунок Б.5

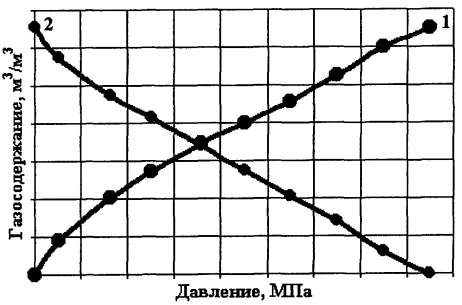


Рисунок Б.6

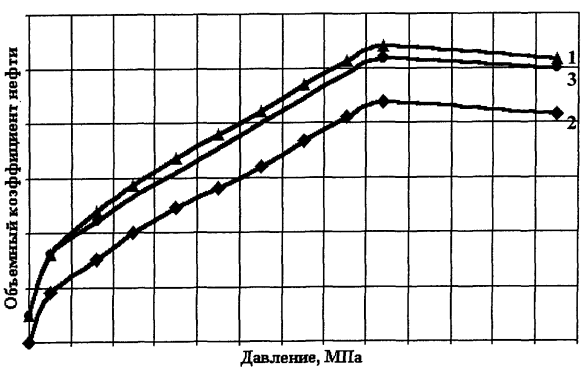


Рисунок Б.7

Продолжение приложения Б

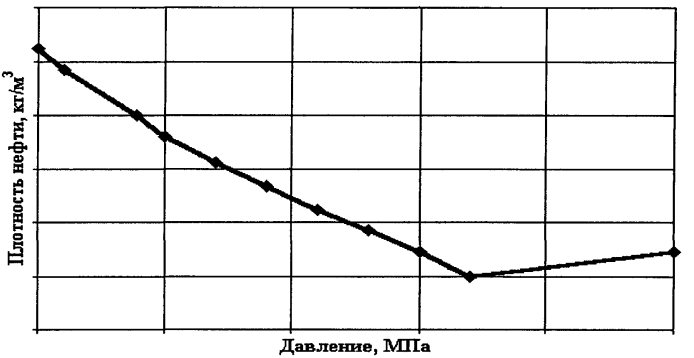


Рисунок Б.8

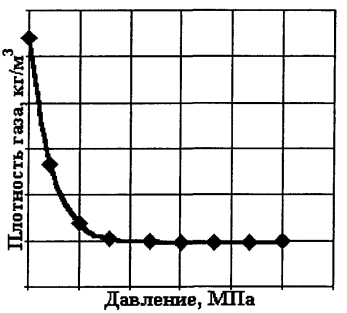


Рисунок Б.9

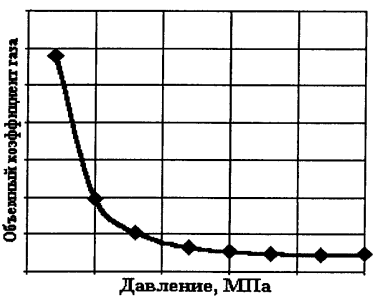


Рисунок Б.10



Рисунок Б.11

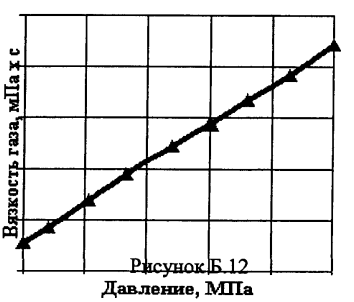


Рисунок Б.12

Продолжение приложения Б

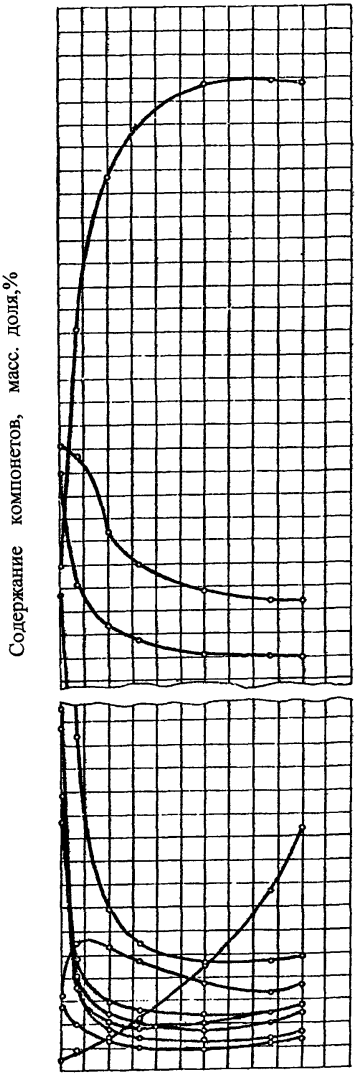


Рисунок Б.13

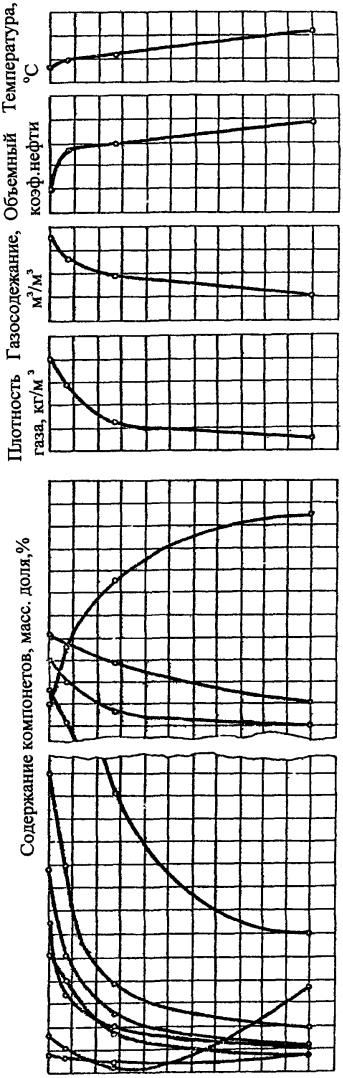


Рисунок Б.14

Продолжение приложения Б



Рисунок Б.15

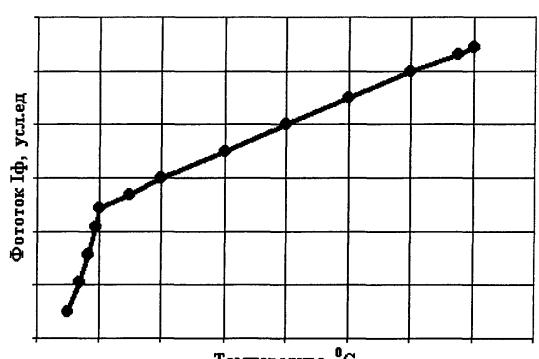


Рисунок Б.16

ПРИЛОЖЕНИЕ В (1)
(Обязательное)

Протокол проверки качества глубинных проб

Исследование пластовой нефти				
Определение качества проб		Месторождение _____ Скважина_____		
Номер камеры (пробы)	Контрольный параметр	Температура, °С	Дата опробования	Заключение о качестве пробы
Подпись:				

Этикетка к приемной камере пробоотборника

Исследование пластовой нефти	Этикетка
Приемная камера № _____	Месторождение _____ Скважина _____
Пластовое давление	МПа
Пластовая температура	°С
Интервал перфорации	м
Глубина отбора	м
Давление на глубине отбора	МПа
Температура на глубине отбора	°С

Давление открытия клапана, давление сдвига поршня, давление насыщения (ненужное зачеркнуть) при_____ °С_____ МПа

Дата отбора _____ Подпись:_____

ПРИЛОЖЕНИЕ В (2)
(Обязательное)

Протокол перевода пробы в контейнер

Исследование пластовой нефти				
Перевод проб в контейнер		Месторождение_____ Скважина_____		
Номер камеры	Номер контейнера	Дата перевода	Давление в контейнере, МПа	Температура в контейнере, °С
Подпись :				

Этикетка к контейнеру

Исследование пластовой нефти	Этикетка
Контейнер № _____	Месторождение _____ Скважина _____
Пластовое давление	МПа
Пластовая температура	°С
Интервал перфорации	м
Глубина отбора	м
Дата отбора пробы	
Номера приемных камер, из которых переведены пробы	
В контейнере переведено_____ $см^3$ и оставлено при давлении _____МПа и _____ °С Дата перевода пробы в контейнер _____ Подпись:_____	

ПРИЛОЖЕНИЕ В(3)
(Обязательное)

Протокол отбора проб воды и полевых измерений

Исследование	
	Месторождение_____ Скважина_____
Интервал перфорации, м	
Способ отбора _____ _____	
Объем пробы, $см^3$	
Время и дата отбора	
Отобрал (фамилия) _____ (подпись) Температура, °С	pH
CO_3, мг/$дм^3$	HCO_3, мг/$дм^3$
Время и дата проведения анализа	
Анализы произвел (фамилия) _____ (подпись) Организация _____ _____ Пробу принял (фамилия) _____ (подпись)	
Организация _____ _____ Время и дата	
Подпись :	

Этикетка к сосуду с пробой

	Этикетка
Проба № _____ Вода _____	Месторождение _____ Скважина _____
Интервал перфорации	м
Объем пробы	$см^3$
Условия отбора, включая барометрическое давление (мм.рт.ст.) и температуру, °С	
Дата отбора пробы	
Пробу отобрал Организация_____ Подпись:_____	

ПРИЛОЖЕНИЕ Г
(Обязательное)

Допустимые расхождения между значениями измеренных параметров

Параметры	Допустимые расхождения, %	
	Между повторными определениями (для одной пробы)	Между определениями по дублирующим пробам
Давление насыщения	0,5	1,0
Газосодержание	1,0	2,0
Плотность пластовой нефти	0,5	1,0
Объемный коэффициент пластовой нефти	1,0	2,0
Коэффициент сжимаемости	3,0	6,0
Вязкость пластовой нефти	5,0	10,0
Плотность газа	2,0	4,0
Молекулярная масса нефти	2,0	4,0
Температура насыщения нефти парафином	2,0	5,0

ПРИЛОЖЕНИЕ Д
(Обязательное)

СВОДНАЯ ТАБЛИЦА РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЯ

Таблица Д1- Результаты исследования пластовой, сепарированной нефти и пластовой воды

Месторождение Объект Пласт (горизонт) ПЛАСТОВАЯ НЕФТЬ		Средние значения	Скважины		
1 Интервал вскрытия	м				
2 Пластовое давление	МПа				
3 Пластовая температура	^{o}C				
4 Глубина отбора проб	м				
5 Дата отбора проб					
6 Давление насыщения при пластовой температуре	МПа				
7 Температурный коэффициент давления насыщения	МПа/^{o}C				
8 Коэффициент сжимаемости	$МПа^{-1}$				
9 Температурный коэффициент объемного расширения нефти	$1/^{o}C$				
10 Газосодержание - по данным стандартной сепарации - по данным ступенчатой сепарации - по данным дифференциального разгазирования - потенциальное	$м^3/м^3$ масс. доля,%				
11 Объемный коэффициент нефти при пластовом давлении - по данным стандартной сепарации - по данным ступенчатой сепарации - по данным дифференциального разгазирования при давлении насыщения - по данным стандартной сепарации - по данным ступенчатой сепарации - по данным дифференциального разгазирования - по данным контактного разгазирования					
12 Плотность пластовой нефти - при пластовом давлении - при давлении насыщения	$кг/м^3$				
13 Вязкость - при пластовом давлении - при давлении насыщения	мПа х с				
14 Температура насыщения нефти парафином	^{o}C				

Продолжение таблицы Д1

15	Компонентный состав пластовой нефти Сероводород Меркаптаны Диоксид углерода Азот + редкие Метан Этан Пропан Бутаны Пентаны Гексаны + высшие	масс. доля, %				
16	Молекулярная масса пластовой нефти					
17	Плотность газа после стандартной сепарации	$кг/м^3$				
	СЕПАРИРОВАННАЯ НЕФТЬ					
18	Плотность при 20°С - после стандартной сепарации - после ступенчатой сепарации - после дифференциального разгазирования - после контактного разгазирования	$кг/м^3$				
19	Молекулярная масса					
20	Вязкость при 20°С	$мм^2/с$				
21	Температура застывания	°С				
22	Температура насыщения нефти парафином	°С				
23	Температура плавления парафина	°С				
24	Содержание - парафина	масс. доля, %				
25	- серы					
26	- смол силикагелевых					
27	- асфальтенов					
28	- воды					
29	- механических примесей					
30	- хлористых солей,	мгNaCl/л				
31	- хлорорганических соединений, *)	$млн^{-1}$(ppm)				
32	Фракционный состав (по Энглеру)					
33	Зольность *)	масс. доля, %				
34	Кислотное число *)	мгКОН/г				
35	Фракционный состав в аппарате АРН-2 *)					

Окончание таблицы Д1

ПЛАСТОВАЯ ВОДА					
36 Газосодержание	$м^3/м^3$				
37 Объемный коэффициент					
38 Коэффициент термического расширения	$1/^oC$				
39 Коэффициент сжимаемости	$МПа^{-1}$				
40 Плотность при 20°С	$кг/м^3$				
41 Плотность при пластовой температуре	$кг/м^3$				
42 Вязкость при 20°С	мПа х с				
43 Вязкость при пластовой температуре	мПа х с				
44 Содержание механических примесей	масс. доля, %				
45 Удельная электропроводимость *)	S/см				
46 Общая минерализация	г/л				
Содержание ионов	мг/л мг-экв/л % мг-экв				
47 $Na^+ + K^+$ натрий-ион, калий-ион					
48 Ca^{2+} кальций-ион					
49 Mg^{2+} магний –ион					
50 Cl^- хлор-ион					
51 SO_4^{2-} сульфат-ион					
52 HCO_3^- гидрокарбонат-ион					
53 NH_4^- аммоний-ион					
54 J^- иод-ион					
55 Br^- бром-ион					
*) Определяется при необходимости.					

ПРИЛОЖЕНИЕ Е
(Рекомендуемое)

РАСЧЕТ ВЯЗКОСТИ ГАЗА

При отсутствии экспериментальных значений вязкости газа, выделяющегося при дифференциальном или контактном разгазировании, соответствующие данные могут быть получены с помощью корреляционных рисунков Е.1, Е.2, Е.3 и некоторых дополнительных расчетов.

1 По относительной плотности газовой смеси с помощью рисунка Е.1 находят псевдокритическое давление $\overline{P}_{кр}$ и псевдокритическую температуру $\overline{T}_{кр}$.

2 Для заданного давления Р и температуры Т рассчитывают псевдоприведенное давление $\overline{P}_{пр}$ и псевдоприведенную температуру $\overline{T}_{пр}$.

$$\overline{P}_{пр.} = P / P_{кр}; \quad \overline{T}_{пр.} = P / T_{кр} \qquad (1)$$

3 По значениям псевдоприведенного давления и псевдоприведенной температуры с помощью рисунка Е.2 находят отношение вязкости μ/μ_1 (μ - вязкость при заданных Р и Т, μ_1-вязкость при атмосферном давлении и заданной температуре Т).

4 По относительной плотности газа (или по молекулярной массе) с помощью рисунка Е.3 находят значение вязкости μ_1.

5 Рассчитывают искомое значение вязкости при заданных давлении и температуре

$$\mu = (\mu/\mu_1)\,\mu_1 \qquad (2)$$

Пример - Найти вязкость газа μ, выделившегося на первой ступени дифференциального разгазирования. Давление ступени 15,0 МПа (147,1 кгс/см^2), температура 77°С (350,16 °К), относительная плотность газа 0,745.

1) По рисунку Е.1 находят значения псевдокритических давления и температуры, соответствующих относительной плотности газа 0,745.

$$\overline{P}_{кр} = 4{,}7 \text{ МПа}; \quad \overline{T}_{кр} = 226 \text{ °К}$$

2) По формуле (1) рассчитывают псевдоприведенные давление и температуру

$$\overline{P}_{пр} = \frac{15{,}0}{4{,}7} = 3{,}19; \quad \overline{T}_{пр} = \frac{350{,}16}{226} = 1{,}55$$

3) С помощью рисунка Е.2 определяют по рассчитанным $\overline{P}_{пр}$ и $\overline{T}_{пр}$ отношение вязкостей:

$$\mu/\mu_1 = 1{,}5$$

4) С помощью рисунка Е. 3 определяют по плотности газа 0,745 значение вязкости

$\mu_1 = 0{,}0115$ мПа х с

5) По формуле (2) рассчитывают искомую вязкость при давлении 15,0 МПа и температуре 77°С.

$\mu = 0{,}0115 \times 1{,}5 = 0{,}017$ мПа х с

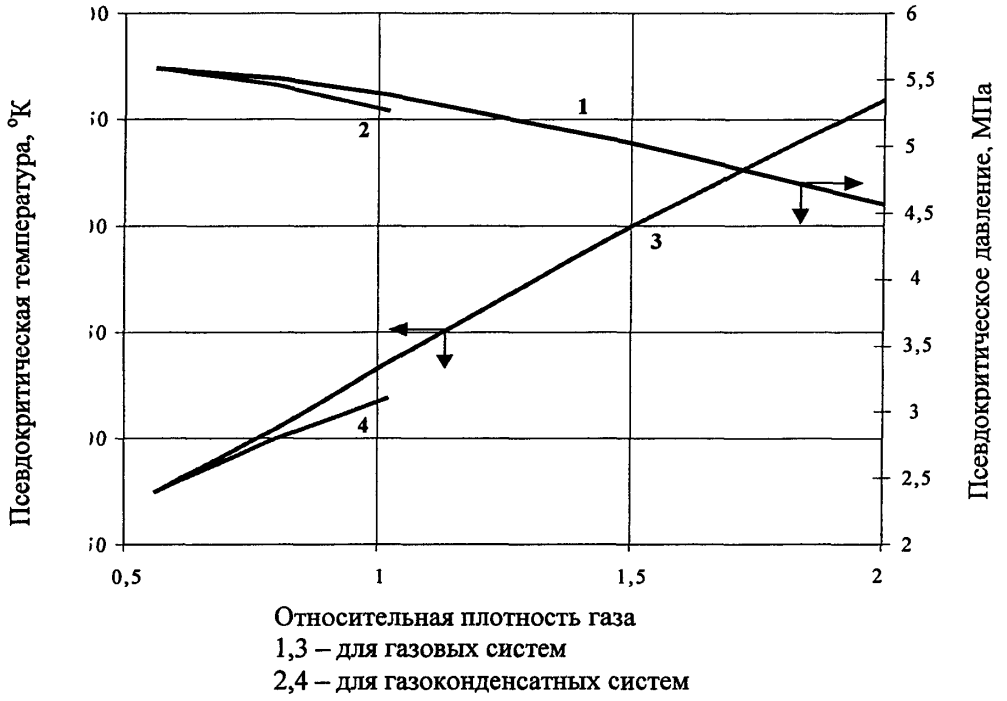


Рисунок Е.1- Зависимость $\overline{P}_{кр}$ и $\overline{T}_{кр}$ от относительной плотности газа

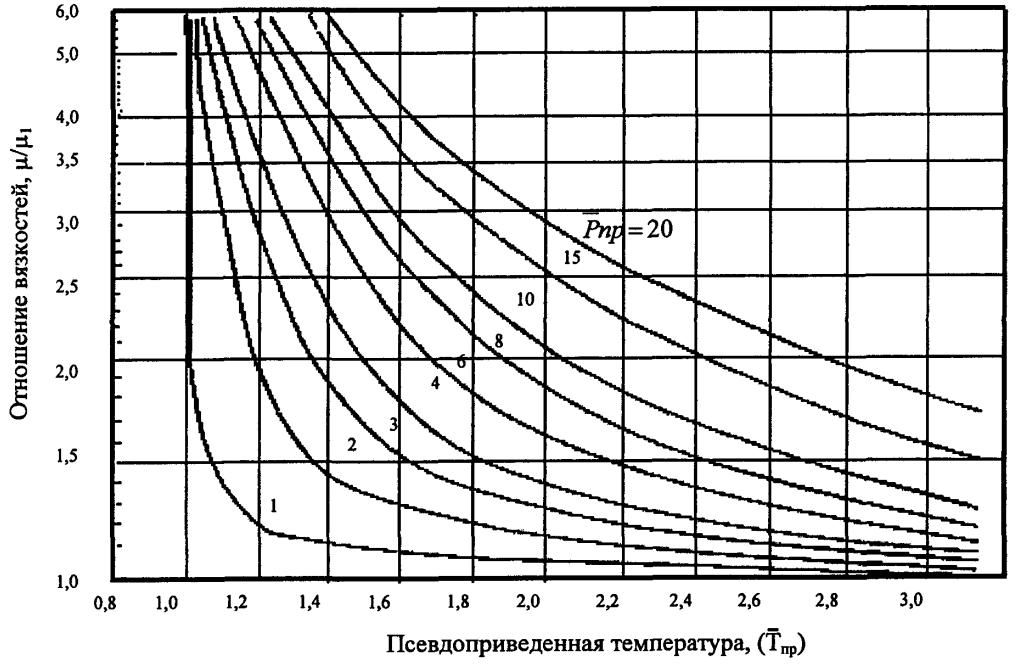


Рисунок Е.2 – Зависимость μ/μ_1 от приведенных давления и температуры

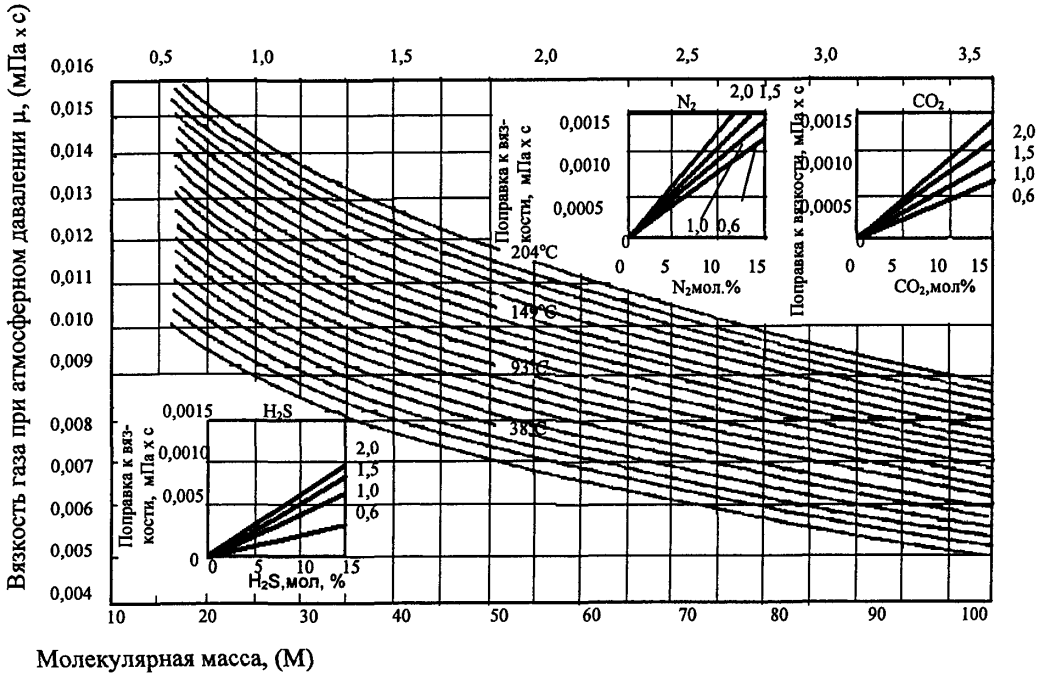


Рисунок Е.3 - Зависимость вязкости при атмосферном давлении от температуры и молекулярной массы или относительной плотности газа по воздуху

6 В данном примере газ не содержит неуглеводородные компоненты. Если в составе растворенного газа содержатся неуглеводородные компоненты – сероводород, диоксид углерода или азот, повышающие вязкость газа, то по вспомогательным графикам на рис. Е.3 определяют значения поправок при соответствующих концентрациях неуглеводородных компонентов. Четыре прямых на графиках соответствуют различным относительным плотностям газа: 0,6; 1,0; 1,5 и 2,0. Значения поправок, полученных на вспомогательных графиках, должны быть прибавлены к значению вязкости μ, полученной по п. 4.

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж
(Рекомендуемое)

ОПРЕДЕЛЕНИЕ МОЛЕКУЛЯРНОЙ МАССЫ
Криоскопический метод [6]

Из термодинамики известно, что депрессия Δt, т.е. понижение температуры затвердевания растворителя при растворении исследуемого вещества в нем, пропорциональна молекулярной концентрации С:

$$\Delta t = KC, \qquad (I)$$

где С выражена в грамм-молекулах на 1000 г чистого растворителя

при $C = 1$ $\Delta t = K$, (2)

где К - молекулярная депрессия, определяемая свойствами только одного растворителя и зависящая от его абсолютной температуры затвердевания и скрытой теплоты плавления.

Если в 1000 г чистого растворителя растворено Р граммов вещества, то $P = CM$, тогда

$$\Delta t = K\frac{P}{M} \qquad (3)$$

Отсюда молекулярная масса

$$M = K\frac{P}{\Delta t} \qquad (4)$$

Последней формулой пользуются при определении молекулярной массы криоскопическим методом.

В нефтяной практике при этом методе чаще всего в качестве растворителя применяют бензол и камфару.

Бензол дает хорошие результаты для большинства нефтепродуктов, но должен быть предварительно тщательно обезвожен.

С увеличением концентрации нефтепродукта в растворителе, и в частности в бензоле, значение молекулярной массы возрастает вследствие увеличения ассоциации молекул нефтепродукта.

Следовательно, истинную молекулярную массу можно определить только в бесконечно разведенном растворе, т. е. при нулевой концентрации. Для этого наносят найденные экспериментально значения молекулярных масс на ось ординат,

а концентрации нефтепродуктов в растворителе - на ось абсцисс и продолжают полученную линию до пересечения с осью ординат (рисунок Ж.1).

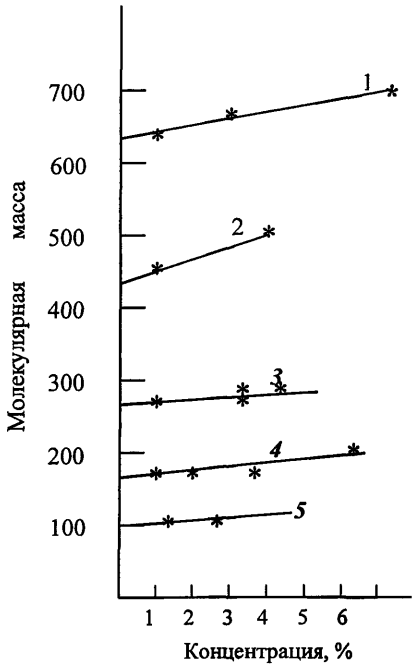


Рисунок Ж.1 - Кривые зависимости молекулярных масс нефтепродуктов от их концентрации в растворителе (бензоле)

При работе с бензолом встречаются затруднения при определении молекулярных масс продуктов, содержащих трудноуловимые следы влаги или очень вязких и гигроскопических продуктов, как, например, гудроны, асфальты и т. д. В таких случаях рекомендуется работать с криоскопическим бензолом, насыщенным водой при 4°С.

При отсутствии криоскопического бензола его можно приготовить из технического нефтяного или каменноугольного (не содержащего тиофена) бензола.

Криоскопический бензол приготовляют следующим образом. Наливают бензол в большой толстостенный стакан, помещенный в ведро со льдом. Охлаждающийся бензол непрерывно перемешивают деревянной лопаткой, при этом выпадает мелкокристаллический бензол, похожий на снег. Когда охлажденный бензол превратится в кашицу, жидкую часть отсасывают при помощи воронки Бюхнера, соединенной с вакуум-насосом, и фильтрат выбрасывают.

Затем проводят повторную кристаллизацию снятого с фильтра и расплавленного бензола.

Полученный после двух перекристаллизаций бензол помещают в круглодонную колбу, бросают в нее 3-4 кусочка металлического натрия [1)] и после 10–12-тичасового отстоя перегоняют с дефлегматором на электрической водяной бане.

Первые 15 - 25 мл бензола отбрасывают из-за влажности, остальное собирают в склянку с притертой пробкой и хранят над хлористым кальцием.

При определении молекулярной массы жидких и твердых нефтепродуктов криоскопическим методом используют аппарат Бекмана.

Наиболее существенная часть этого аппарата - термометр Бекмана, принадлежащий к типу дифференциальных термометров, позволяющих измерять не самую температуру, а лишь изменение ее.

От обычных точных термометров они отличаются большим ртутным резервуаром и особым устройством верхней части капиллярной трубки, позволяющим изменять количество ртути в резервуаре и измерять различные температурные интервалы.

Шкала термометра длиной около 25 см разделена на 5 или 6 градусов с калибровкой через 0,020, 0,010, а иногда и 0,005°С.

Температуру отсчитывают с точностью до 0,001°С при помощи лупы или зрительной трубки.

Чтобы обеспечить возможность измерений в желаемом температурном интервале, необходимо предварительно установить термометр соответствующим образом. Если определяемая температура больше, чем та, для измерения которой был раньше приготовлен термометр, то необходимо уменьшить количество ртути в резервуаре.

Для этого термометр осторожно переворачивают и легким постукиванием переводят часть ртути в верхнее капиллярное расширение, затем термометр возвращают в нормальное положение и дают ртути, оставшейся в начале расширения, стечь в резервуар или капилляр.

Если при обратном переворачивании ртуть, оставшаяся в начале расширения, оторвалась от нити, ушедшей в резервуар, то следует осторожно нагреть резервуар (от руки или погрузив в водяную или масляную ванну [2]) до тех пор, пока нить не соединится с ртутью, оставшейся в расширении. Затем медленно охлаждают термометр, следя за тем, чтобы вновь не произошло разрыва.

Если собираются измерять температуру меньшую, чем та, на которую был ранее установлен термометр, требуется увеличить количество ртути в резервуаре.

---

[1] Металлический натрий должен храниться в банке с керосином. Куски его достают щипцами и, поместив на фарфоровую тарелку, быстро обтирают фильтровальной бумагой, срезают поверхность чистым ножом, не касаясь руками и не допуская попадания влаги. После отгонки бензола в колбу добавляют этиловый спирт для растворения оставшихся кусков натрия.

[2] Воспрещается нагревать шарик термометра над открытым пламенем.

Термометр переворачивают и легким постукиванием переводят часть ртути, находящейся в верхнем расширении, в резервуар и капилляр. При очень точных измерениях следует иметь в виду непостоянство градусного деления шкалы термометра Бекмана для различных температурных интервалов. С повышением температуры на 1°С показания термометра становятся в среднем на 0,002% меньше.

В таблице Ж.1 собраны данные о величине градуса термометра Бекмана при разных температурных интервалах по Грютцмахеру.

Таблица Ж.1- Величина градуса в термометре Бекмана при разных температурных интервалах

Пределы температур, °С		Значения градусов (при погруженном резервуаре)	Пределы температур, °С		Значения градусов (при погруженном резервуаре)
от	до		от	до	
-35	-30	0,982	95	100	1,037
0	5	1,000	145	150	1,050
20	25	1,009	195	200	1,058
30	35	1,013	245	250	1,060
45	50	1,020			

Прибор Бекмана состоит из толстостенной стеклянной пробирки с боковым отводом, вставленной при помощи корковой прокладки в другую, более короткую пробирку, служащую воздушной муфтой. Последняя укрепляется на металлической крышке охладительной бани.

В пробирку на корковой пробке вставляют термометр Бекмана и мешалку для перемешивания растворителя, продетую сквозь стеклянную трубочку для большей легкости передвижения вверх и вниз.

При работе с растворителями, поглощающими влагу и резко меняющими температуру затвердевания от наличия следов влаги (ледяная уксусная кислота, фенол и т.п.), следует применять более совершенный прибор Бекмана.

В пробке, на которой в пробирку вставляют термометр, имеется отверстие для специального сосуда с шариковым приспособлением, в которое наливают серную кислоту.

Мешалка проходит через трубку сосуда, соединенную также и с хлоркальциевой трубкой. Сифон служит для удаления избытка жидкости со дна охладительной ванны.

Влагу удаляют прокачкой предварительно осушенного воздуха через прибор при помощи водоструйного насоса, соединенного с трубкой.

При работе с бензолом в качестве растворителя определяют молекулярную массу следующим образом. Сначала определяют температуру затвердевания чистого бензола, для чего в тщательно вымытую и высушенную пробирку заливают 20 - 25 мл чистого сухого бензола.

В баню для охлаждения наливают холодную воду и кладут несколько кусков льда для понижения температуры смеси до 2 - 2,5°С. Если температура бани значительно ниже, чем температура затвердевания растворителя, то это приводит к сильному переохлаждению. Затем в пробирку вставляют термометр так, чтобы шарик его находился в середине жидкости, после чего пробирку помещают в воздушную муфту и все это устанавливают в бане для охлаждения.

Боковую трубку закрывают пробкой и при непрерывном перемешивании мешалкой медленно понижают температуру бензола, наблюдая по термометру за ее падением через каждые 1/2 минуты, причем температуру бани также систематически контролируют и содержимое ее хорошо перемешивают мешалкой.

В большинстве случаев происходит переохлаждение бензола; в результате постепенно и равномерно опускающаяся ртуть внезапно поднимается на несколько десятых долей градуса вверх, а затем, если взят чистый растворитель, эта высшая температура остается в течение длительного времени постоянной. После этого отсчитывают целые значения температуры по делениям термометра до 0,01°С.

Постоянство полученной температуры показывает прекращение наступившего переохлаждения.

Истинная температура затвердевания - наивысшая достигнутая температура, при которой жидкая и твердая фазы находятся в равновесии. Это равновесие может быть замечено и по одновременному появлению тончайших иголок твердого бензола [1)].

Первое определение служит только для примерной установки точки затвердевания чистого бензола.

Необходимы, по крайней мере, два определения для установления точной температуры затвердевания чистого растворителя, причем второе определение проводится с тем же самым бензолом, но только предварительно расплавленным и нагретым. Расхождение в параллельных определениях не должно превышать 0,02°С.

Если наивысшая температура не остается длительно постоянной, а постепенно снижается на несколько сотых градуса, это значит, что растворитель загрязнен. Вследствие вымораживания чистого бензола концентрация примесей в жидкости растет, и понижение температуры замерзания происходит быстрее.

[1)] Для ускорения кристаллизации растворителя рекомендуется после того, как температура его опустилась на 0,5 - 1°С ниже температуры затвердевания, бросить через боковую трубку в растворитель маленький кристаллик растворителя, который представляет собой центр кристаллизации и вызывает быстрое отвердевание всего растворителя.

В этом случае аппарат разбирают, тщательно очищают и снова определяют температуру затвердевания бензола.

Если и в повторном опыте выше указанное снижение температуры повторяется, растворитель следует заменить на качественный.

После того, как установлена температура затвердевания чистого бензола и проверена его молекулярная депрессия, приготовляют растворы различных концентраций исследуемого нефтепродукта в бензоле - от 0,2 до 1,0 %.

Для этого в мерных колбочках с притертыми пробками берут на аналитических весах две навески испытуемого нефтепродукта, предварительно обезвоженного плавленым хлористым кальцием или прокаленным раствором сульфата. Одну навеску берут в 0,2 - 0,3 г, вторую - в 0,5 - 0,6 г. Обе навески заливают 23 - 25 мл криоскопического бензола, и снова взвешивают, устанавливая таким образом массу взятого бензола. Навески хорошо перемешивают с бензолом с целью получения вполне однородного раствора.

При взятии навески летучего продукта (бензина) рекомендуется сначала взвесить бензол, а затем прибавлять к нему навеску продукта.

Для каждого раствора определяют депрессию (Δt) точно так же, как это описано выше при определении температуры затвердевания чистого растворителя.

Молекулярную массу рассчитывают по формуле:

$$M = \frac{a \cdot 5{,}12 \cdot 1000}{B \cdot \Delta t}, \qquad (6)$$

где M - молекулярная масса;

a - навеска испытуемого нефтепродукта в г;

B - масса бензола, прибавленного к навеске нефтепродукта, в г;

5,12 - криоскопическая постоянная бензола;

Δt - разность между температурами затвердевания чистого бензола и раствора нефтепродукта в бензоле (депрессия).

За результат определения принимается среднее из двух полученных значений молекулярной массы.

Для светлых нефтепродуктов при двух различных концентрациях (1 - 1,5% и 2,5 -3%) допускаются расхождения до ± 1,5 %; для масел и других высокомолекулярных нефтепродуктов при таких же двух концентрациях - до ± 3 %.

ПРИЛОЖЕНИЕ И
(Обязательное)
ОПРЕДЕЛЕНИЕ СМОЛИСТО - АСФАЛЬТОВЫХ ВЕЩЕСТВ [7]

Основными методами анализа смолисто-асфальтовых веществ нефти являются следующие:

1 систематический анализ по Маркуссону - Саханову с изменениями битумной лаборатории ВНИГРИ;

2 хроматографический (адсорбционный) метод ВНИИ НП с изменениями нефтяной лаборатории ВНИГРИ;

Выбор того или иного метода определяется техническими возможностями исполнителя.

1 Анализ по Маркуссону – Саханову

Анализ по Маркуссону - Саханову предусматривает определение в нефти асфальтенов, масел и силикагелевых смол.

Растворители и сорбент

1 Бензиновая фракция, выкипающая до 50° С (петролейный эфир).

2 Бензол.

3 Хлороформ.

4 Спиртобензольная смесь в соотношении 1 : 1.

5 Силикагель марки КСК, прокаленный в муфеле.

Методика определения

Навеску [1)] от 1 до 5 г обрабатывают 40-кратным объемом бензина, выкипающего до 50°С. Раствор оставляют стоять в темном месте в течение 24 часов, после чего отфильтровывают выпавшие асфальтены через бумажный фильтр [2)]. Фильтр с осадком асфальтенов в виде бумажного патрона загружают в аппарат Сокслета и экстрагируют бензином, выкипающим до 50°С, для отмывки масел. Отмывку, которая продолжается 6 - 10 ч, ведут до бесцветного раствора в сифоне аппарата Сокслета или проверяют по свечению растворителя под люминесцентной лампой. Затем колбу отсоединяют от аппарата Сокслета, фильтр с осадком продувают резиновой грушей и аппарат заливают хлороформом для растворения асфальтенов.

[1)] Для высокосмолистых нефтей навеску берут 1- 3 г, для малосмолистых - 5 г и выше.

[2)] Бумажные фильтры и вату предварительно экстрагируют в аппарате Сокслета хлороформом для извлечения жировых веществ.

Экстракцию ведут до тех пор, пока в сифоне раствор не будет бесцветным. Растворитель отгоняют на водяной бане, а асфальтены переносят в тарированный стаканчик и сушат при 80°С в вакуум - эксикаторе до постоянного веса. После этого производят расчет содержания асфальтенов. Экстракт после промывки асфальтенов присоединяют к основному фильтрату, полученному при фильтровании асфальтенов, и насыпают туда силикагель в виде крупных зерен до обесцвечивания раствора. Колбу с раствором и силикагелем держат в темноте около двух дней, до тех пор, пока все смолы не будут сорбированы силикагелем.

После того как раствор над силикагелем обесцветится, силикагель переводят в аппарат Сокслета (насыпкой) и экстрагируют бензином, выкипающим до 50°С. Периодически раствор меняют. Экстракцию ведут до тех пор, пока свежая порция бензина в колбе аппарата не будет окрашиваться после 6 часов работы. Дополнительно конец экстракции проверяют по свечению растворителя под люминесцентной лампой. Длительность экстракции бензином не менее 15-ти часов. Затем отгоняют бензин на водяной бане из колбы с дефлегматором.

Остатки растворителя отгоняют в токе азота. Скорость подачи азота 0,25-0,5 мл/мин. Температура водяной бани должна быть не выше 80°С. После отгона всего растворителя температуру бани повышают до 100°С и содержимое пробирки доводят до постоянного веса. Взвешивание пробирки, в которой отгоняют растворитель, производят через каждые 5 мин. Полученный продукт представляет собой так называемые маркуссоновские масла.

После отделения масел приступают к выделению смол. Для этого отсоединяют колбу от аппарата Сокслета, силикагель продувают резиновой грушей и аппарат заливают бензолом. Далее ведут экстракцию бензолом до обесцвечивания последнего в сифоне аппарата. От полученного раствора отгоняют бензол из колбы с дефлегматором; бензольные смолы переводят в тарированный стаканчик и сушат в вакуум-сушильном шкафу при 70°С до постоянного веса. По разности определяют выход «бензольных» смол.

Затем аппарат Сокслета заливают спиртобензольной смесью и экстракцию ведут до полного обесцвечивания силикагеля. Спиртобензол отгоняют из колбы с дефлегматором, смолы переносят в тарированный стакан и сушат при 70°С в вакуум-сушильном шкафу до постоянного веса. При этом получают спиртобензольные смолы. Однако, если нужно определить общее количество смол, то аппарат Сокслета сразу же после выделения масел заливают спиртобензолом и ведут экстракцию, как указано выше.

Процентное содержание масел в нефти рассчитывают по разности:

100 – (Асфальтены + Смолы) [%], так как при сушке масел теряются легкие части нефти. В случае необходимости в маркуссоновских маслах определяют общее содержание парафина в нефти.

2 Хроматографический метод определения смол

В основу метода положено хроматографическое разделение, обеспечивающее по сравнению с другими известными методами наиболее четкое отделение смолисто-асфальтовых веществ от углеводородной части нефти.

В условиях горячей экстракции значительная часть низкомолекулярных смол переходит в масла. При адсорбционном методе такой переход происходит в меньшей мере и масла получаются более чистыми. Это обстоятельство необходимо учитывать особенно при анализе малосмолистых нефтей, включающих, в основном, низкомолекулярные смолы. Кроме того, адсорбционный метод позволяет производить определение смолистых компонентов значительно быстрее, чем анализ по Маркуссону - Саханову.

Сорбент и растворители

1 Силикагель марки АСК крупностью зерен 0,2 - 0,5 мм
Воскресенского химического комбината (ГОСТ 3956-76).

2 Бензиновая фракция, выкипающая до 50° С и в пределах 60-80° С.

3 Бензол (или хлороформ).

4 Спиртобензольная смесь в отношении 1:1 по объему.

Аппаратура

Для выделения смолисто-асфальтовых веществ применяется следующая аппаратура:

1 Адсорбционная стеклянная колонка высотой 1200 мм, с внутренним диаметром 25 мм, имеющая наверху резервуар, емкостью 800 мл. На шлифе к резервуару присоединена воронка. В нижней части колонки имеется кран для регулирования скорости ввода в сорбент исследуемой нефти и скорости десорбции.

2 Приемники - набор эрленмейеровских колб емкостью 500 мл для приема выходящих при десорбции из колонки растворов углеводородных фракций и смолисто-асфальтовых веществ.

3 Круглодонные колбы емкостью 150 мл для отгона растворителей из растворов углеводородной части и смолисто - асфальтовых веществ.

4 Дефлегматоры елочные высотой 200 мм, диаметром 18 мм, соединенные с круглодонными колбами на шлифе или корковой пробке.

5 Холодильник.

6 Баллон с углекислотой или азотом, оборудованный редукционным вентилем и манометром.

7 Электрическая плитка закрытого типа.

8 Водяная баня.

9 Штатив для крепления адсорбционной колонки.

10 Вакуум - сушильный шкаф типа ВШ-0035 М.

Методика определения

Последовательность исследования образца нефти на содержание асфальтенов, смол и парафина иллюстрируется схемой, представленной на рисунке И.1.

Навеску нефти [1] обрабатывают 40-кратным по объему количеством бензина, выкипающего до 50° С. Раствор оставляют стоять в темном месте в течение 24 ч и затем отфильтровывают асфальтены через бумажный фильтр. Дальнейшее определение асфальтенов проводят так, как это делается при систематическом анализе по Маркуссону - Саханову. Экстракт после промывки асфальтенов присоединяют к основному фильтрату, полученному при фильтровании бензинового раствора навески нефти. Растворитель отгоняют из колбы с дефлегматором на водяной бане, затем производят отбензинивание нефти до 200° С на колбонагревателе из колбы Энглера (ГОСТ 2177-99). Выход остатка определяется в граммах.

В адсорбционную колонку насыпают 100 г силикагеля [2], просушенного при 150° С в течение 8 ч. Весовое отношение отбензиненной нефти к силикагелю берется 1:16. Для высокосмолистых нефтей отношение должно составлять 1:20 или 1:30. Силикагель уплотняют постукиванием деревянной палочкой, а затем пропитывают его растворителем (фракция бензина 60 - 80° С), взятым в количестве примерно 200 - 250 мл.

В случае высокопарафинистых нефтей применяют колонку с обогревом до 35° С. Колонку вставляют в муфту, состоящую из двух трубок диаметром 30 и 50 мм. На внутреннюю трубку муфты наматывается спираль из нихромовой проволоки диаметром 0,4 мм, длиной приблизительно 13 м (127в, 1а). Между трубкой и спиралью во избежание сползания последней прокладывают асбестовый шнур.

---

[1] Навеску нефти берут с учетом содержания бензиновых фракций в нефти (после проведения анализа фракционного состава).

[2] Указанные количества силикагеля и растворителя даны для навески отбензиненной нефти 5-6 г.

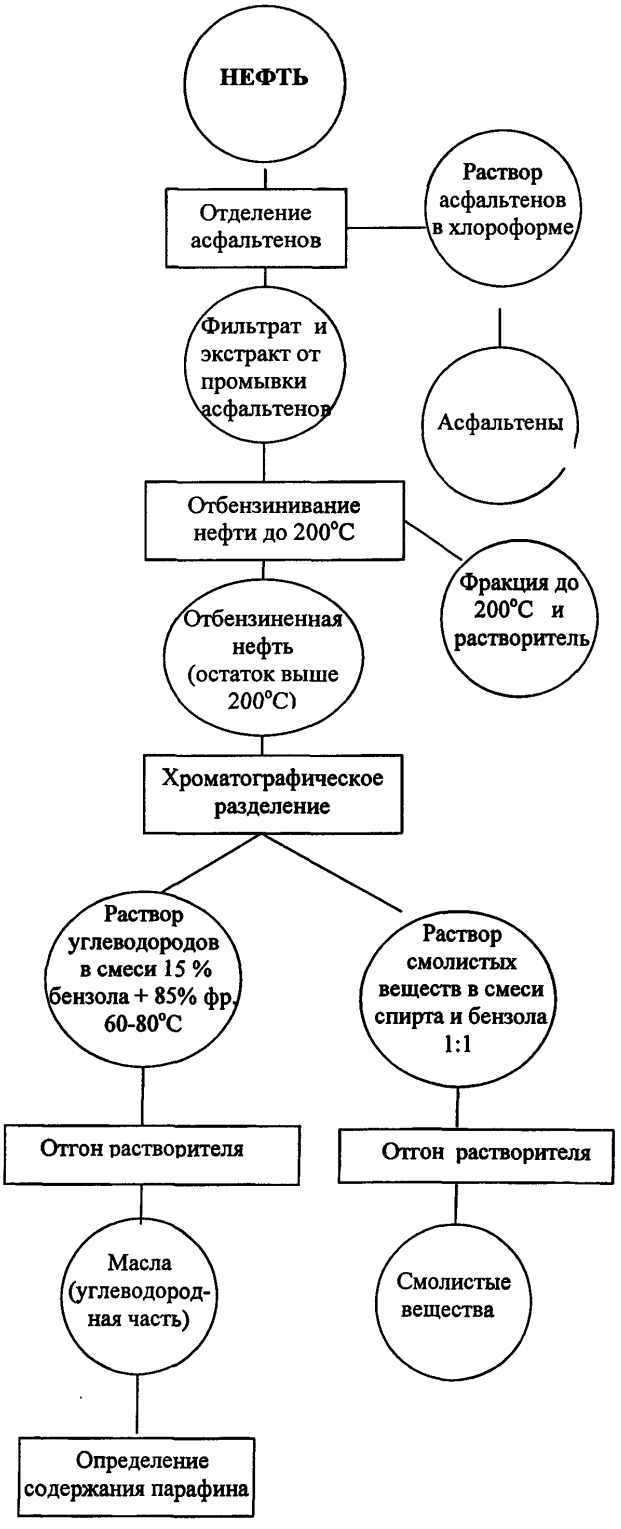


Рисунок И1 - Схема определения содержания смолисто – асфальтовых веществ в нефтях

После того как растворитель полностью впитается в силикагель, в резервуар заливают разбавленный этим же растворителем в отношении 1:3 исследуемый образец отбензиненной нефти. Скорость ввода раствора нефти в сорбент не должна превышать 100 - 120 мл/ч. Это обеспечивается регулированием скорости отбора снизу адсорбционной колонки растворителя, которым был пропитан сорбент. К десорбции смолистых веществ приступают не ранее чем через 8 ч после того, как исходный продукт полностью впитается в силикагель. Для десорбции в резервуар адсорбционной колонки заливают десорбент (смесь 15% бензола и 85% бензиновой фракции 60–80°С) в количестве 750 мл и одновременно снизу адсорбционной колонки начинают отбор раствора углеводородной части. Скорость десорбции 300 - 400 мл/ч. Для десорбции смолистых веществ из силикагеля в резервуар адсорбционной колонки заливают 200-250 мл спиртобензольной смеси (1:1)[1)] . Скорость отбора раствора смолистых веществ составляет также 300 - 400 мл/ч и регулируется краном. Чтобы выделить углеводороды, десорбированные из силикагеля, раствор их переносят в круглодонную колбу с дефлегматором и на водяной бане при 70-80°С отгоняют растворитель. Для повышения скорости отгонки растворителя и удаления его следов в колбу через трубку дефлегматора, доходящего до дна, подается инертный газ (азот). Выделенные углеводороды взвешивают и устанавливают их выход. В случае необходимости в них определяют содержание парафина. Из раствора, содержащего силикагелевые смолы, растворитель отгоняют из колбы с дефлегматором на водяной бане. Смолы переводят в тарированный стаканчик и сушат до постоянного веса в вакуум-сушильном шкафу при температуре 70° С.

Порядок расчета

Содержание смолистых веществ в нефти рассчитывают по формуле:

$$X = \frac{B \cdot 100}{a},$$

где х - содержание смолистых веществ в нефти, %; В - вес смолистого остатка, г;

а - навеска нефти (первоначальная), г.

Допустимые расхождения между двумя параллельными определениями: при содержании смолистых веществ свыше 10 % - не более 5 % от величины меньшего результата, а при содержании смолистых веществ до 10 % - не более 10 % от величины меньшего результата.

[1)] В случае необходимости разделения смол на бензольные и спиртобензольные в резервуар колонки заливают 400-450мл бензола, а затем 200-250 мл спиртобензола.

Приложение К
(Информационное)
БИБЛИОГРАФИЯ

[1] ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны.

[2] РД 08-624-03 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.

[3] ПБ03-576-03 Правила устройства и безопасности эксплуатации сосудов, работающих под давлением.

[4] СанПиН. 2.1.5.980-00 Гигиенические требования к охране поверхностных вод.

[5] РД 39-11-02-77 Методическое руководство «Аппаратура и методика исследований реологических свойств аномально-вязких пластовых нефтей». УНИ, 1977.

[6] Рыбак Б.М. Анализ нефти и нефтепродуктов.- М.: Гостоптехиздат, 1962.-с. 60-66.

[7] Современные методы исследования нефтей: Справ.-метод. пособие / Под ред. Богомолова А.И., Темянко М.Б., Хотынцевой Л.И. - Л.: Недра, 1984.-с. 74-80.

ОКС 75.040

Ключевые слова: нефть пластовая, газ, вода, фаза, состав компонентный, газосодержание, давление насыщения, сжимаемость, коэффициент объемный, вязкость, плотность, коэффициент температурный, растворимость, сепарация, паспорт, форма представления, качество, классификация, требования, методы испытаний.

gost.e-ecolog.ru