

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГАЗОВОГО ФАКТОРА И СВОЙСТВ ПЛАСТОВОГО ФЛЮИДА ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН ПО УСТЬЕВЫМ ПРОБАМ

ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Целью работы является определение газового фактора и физико-химических характеристик пластовых флюидов по отдельным добывающим скважинам.

В настоящее время сложились два основных направления исследования состава и свойств продукции скважин. Первым направлением следует считать традиционные методы комплексного исследования глубинных проб пластовой нефти. В этом случае глубинные пробы необходимо отбирать из новых, вновь вводимых в эксплуатацию скважин, в зоне которых не произошло существенных изменений фазового состояния, состава и свойств пластового флюида. Результаты исследования глубинных проб могут быть использованы как для подсчета запасов, так и для изучения изменчивости параметров пластовых нефтей по площади и разрезу залежей. Однако качественный отбор глубинных проб становится проблематичным (или даже невозможным) при прогрессирующей обводненности скважин, прорыве в призабойную зону свободного газа газовых шапок или при переводе скважин на механизированные способы добычи.

Второе направление предусматривает использование устьевых пробоотборных устройств, позволяющих направлять поток или отбирать часть потока газожидкостной смеси в сепаратор, где происходит разгазирование этой смеси, с последующим определением объемов газовой и жидкой фаз. В процессе измерений отбираются пробы газа и жидкости для последующего хроматографического анализа, а также для рекомбинации пластовой смеси и ее исследования с использованием специальной аппаратуры высокого давления. С помощью дополнительного оборудования может быть реализован вариант совместного отбора газожидкостной смеси в герметичный стальной контейнер для последующего анализа по стандартной схеме исследования глубинных проб (ОСТ-153-39.2-048-2003.). Результаты промысловых и лабораторных измерений обрабатываются и представляются в стандартной форме технического отчета.

Этот метод может быть применен для исследования состава и свойств продукции скважин при существовании двухфазного потока на забое, а также в случае повышенной обводненности продукции или при механизированных способах эксплуатации, когда отбор глубинных проб технически невозможен.

Один из вариантов такой методики, основанный на представительном отборе части потока с использованием переносного малогабаритного сепаратора в комплекте с газовым счетчиком, использован при промышленном обследовании скважин нефтегазодобывающего предприятия.

В отчете приводятся результаты промышленных и лабораторных исследований отдельных скважин, полученные при промышленных замерах и при исследовании рекомбинированных проб для определения газосодержания и газового фактора продукции скважин при различных параметрах разгазирования, физико-химических характеристик флюидов в условиях пласта и на поверхности, компонентных составов нефти и нефтяного газа.

Результаты исследования проб могут быть использованы для контроля за разработкой месторождения, корректировки запасов, получения информации по изменению параметров пластовых нефтей по площади и разрезу залежи. Обоснование оптимальных объемов исследования физико-химических характеристик пластовых флюидов в общем составе геологоразведочных работ детально изложено в работе Халимова Э.М., Гомзикова В.К., Фурсова А.Я. «Управление запасами нефти». – М., Недра, 1991.

Применяемая при исследовании скважин методика разработана в ООО «БИНГ» и утверждена в ФГУ «Тюменский ЦСМ» (свидетельство об аттестации №363 от 18.08.2010г.).

Методика и технология исследования продукции скважин в процессе эксплуатации регламентированы документом РД 39-100-91 «Методическое руководство по применению гидродинамических, промыслово-геофизических и физико-химических методов контроля разработки нефтяных месторождений».

Методики промышленных исследований, в основу которых положен принцип отделения от основного потока его части, применяются при исследовании скважин уже более десяти лет.

Методы определения газового фактора продукции скважин, основанные на отборе и анализе части потока с устья, привлекают своей простотой, компактностью аппаратуры, но при этом возникает проблема получения представительной пробы. В скважинах течет водонефтегазовая смесь и при линейных скоростях движения смеси порядка нескольких метров в секунду смесь может расслаиваться и быть неоднородной по сечению трубы. В таком случае при отборе части потока в отборную трубку будет попадать смесь со случайным соотношением фаз, и газовый фактор отобранной части потока может отличаться от реального газового фактора продукции скважины. Для получения представительной пробы газонефтяной поток необходимо гомогенизировать путем интенсивного перемешивания. В применяемом методе это достигается устройством специальной конструкции. При этом гомогенизация потока обеспечивается как за счет турбулентности, так и за счет перемешивания в устройстве.

Путем замера в переносном сепараторе количества воды и нефти при одновременном замере объема отводимого газа в определенный промежуток времени, определяется фазовое соотношение жидкостей и газа, выделившегося при данных термобарических условиях.

Используемое устройство – инверсионный пробоотборник, (рисунок 1) позволяет в ходе промысловых исследований определить газовый (или газоконденсатный – при исследовании газовых скважин) фактор скважины по нефти и жидкости при различных режимах работы скважины.

Устройство имеет патент №91105, зарегистрировано в Государственном реестре полезных моделей Российской Федерации 27 января 2010 года.

Устройство позволяет производить отбор пробы газожидкостного потока на устье без остановки скважины.



Рис. 1.

1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГАЗОВЫХ ФАКТОРОВ И ИССЛЕДОВАНИЯ ХАРАКТЕРИСТИК ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН

1.1 МЕТОДЫ И СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Для отбора пробы производится монтаж поршневой пробоотборной установки на устье скважины. Установка имеет вал, внутри которого расположены все узлы и трубный корпус, на который смонтирован упорный узел и сальник. Ходовой вал, на конце которого установлена насадка с манжетой (рисунок 2), погружается внутрь скважиной фонтанной арматуры.

Пробоотборник устанавливается на лубрикаторную задвижку, не требует монтажа дополнительного оборудования или какой-либо специальной подготовки скважины к исследованиям (рисунок 3).

Манжета опускается в тройник ниже бокового отвода продукции скважины в выкидную линию, уплотняясь по внутреннему диаметру тройника.

Вся жидкость проходит через насадку и регулируемый штуцер, и дальше выходит через боковой отвод выше манжеты в сборную линию. Через канал, имеющийся в штуцере, производится отбор части потока жидкости. Для получения представительной пробы обеспечивается необходимый перепад давления на штуцере. Буферное и линейное давление контролируется манометрами.



Рис. 2.
Насадка с манжетой

Замеряемая газожидкостная смесь отводится в сепаратор, где разгазируется при атмосферных условиях. При этом газ, выделившийся при сепарации, проходит через счётчик. После завершения отбора пробы жидкость отстаивается в сепараторе, фиксируются показания счётчика газа и уровень набранной жидкости в сепараторе.



Обводнённость отобранной жидкости предварительно оценивается по шкале в сепараторе после разделения жидкости на воду и нефть. Точное определение обводненности продукции исследуемой скважины производится в лабораторных условиях.

При сепарации для последующего лабораторного анализа и расчета свойств пластового флюида производится отбор пробы газа, выделившегося в сепараторе и газа затруба. Проба дегазированной нефти отбирается из сепаратора.

Для последующих расчётов регистрируются условия сепарации и режим работы скважины (температура газа и жидкости, буферное давление, время отбора пробы и т.д.).

Учёт количества газа, идущего по затрубному пространству в сборную линию, производится по изменению давления в затрубном пространстве и уровня жидкости в течение времени путём "отжима" динамического уровня, производимого после отбора пробы с учётом конструкции скважины. Замер уровня жидкости производится уровнемером "СУДОС" (рисунок 7).

Принципиальная схема отбора устьевого пробы продукции нефтяной добывающей скважины приведена на рисунке 4. Все работы производятся без остановки скважины.

Рис. 3. Монтаж устройства на скважине

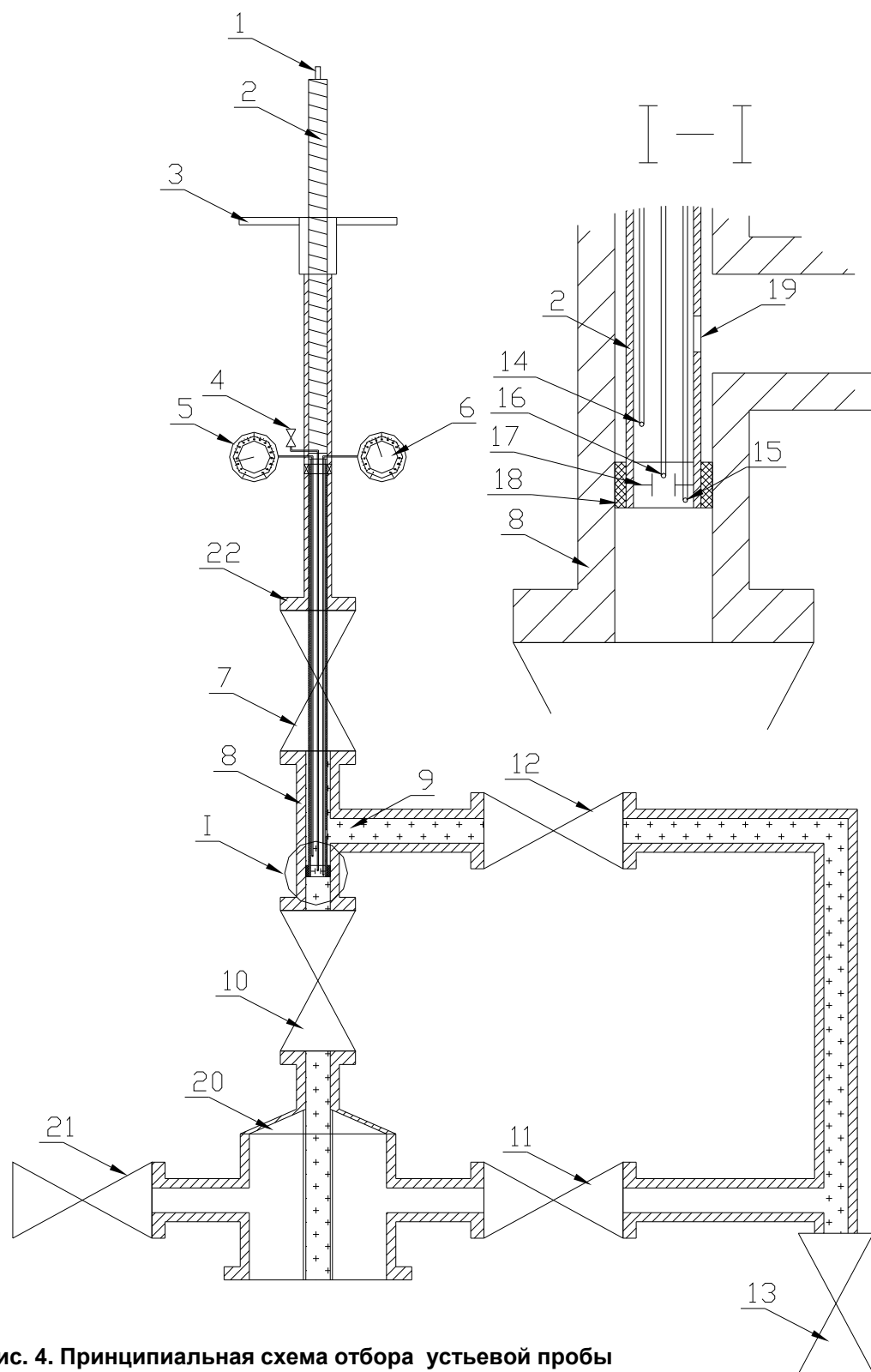


Рис. 4. Принципиальная схема отбора устьевой пробы

- | | |
|--------------------------------------|---|
| 1. регулятор сечения штуцера | 12. линейная задвижка |
| 2. вал с полировкой и ходовым винтом | 13. секущая задвижка |
| 3. вороток с упорным узлом | 14. канал отвода линейного давления |
| 4. вентиль для отбора пробы | 15. канал отвода буферного давления |
| 5. манометр линейного давления | 16. канал отбора пробы |
| 6. манометр буферного давления | 17. штуцер регулируемый |
| 7. лубрикаторная задвижка | 18. манжета уплотнительная |
| 8. тройник скважинной арматуры | 19. отверстия отвода жидкости от штуцера на линию |
| 9. линия отвода продукции скважины | 20. арматура фонтанная |
| 10. центральная задвижка | 21. задвижка затрубная на атмосферу |
| 11. задвижка затруба на линию | 22. присоединительный фланец |



В качестве средств измерений используется газовый счетчик объемно-диафрагменного действия (типа GS или аналог, рисунок 5) для замера объема отсепарированного газа и эталонный мерник типа M2P-10-01 (рисунок 6) для замера объема жидкости, из которой выделен газ.

В процессе промысловых замеров отбираются пробы газа и жидкости для последующей рекомбинации пластовой нефти в лабораторной

Рис. 5. Газовый счетчик PVT-установке с учетом замеренного газового фактора.

Дополнительно выполняются лабораторные анализы по определению содержания воды в продукции скважин и ряда физико-химических характеристик дегазированной нефти, необходимых для окончательных расчетов.

В качестве методического обеспечения работ используются положения ОСТ 153-39.2-048-2003 «Нефть. Типовое исследование пластовых флюидов и сепарированных нефтей».

Все работы по доставке, монтажу оборудования, замерам параметров и отбору проб выполняются собственными силами ООО «БИНГ», на собственном автотранспорте, наборами собственных инструментов и вспомогательных приборов, с использованием поверенных средств измерения.



Рис. 6. Эталонный мерник

При необходимости, предприятие - заказчик осуществляет контроль за выполнением работ.

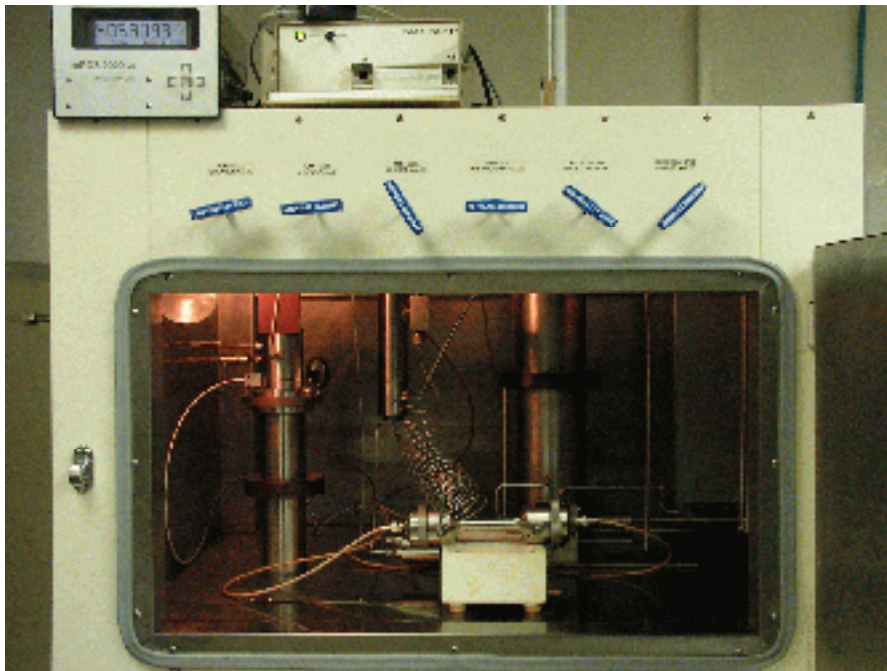


Рис. 7. СУДОС-Мини 2

1.2 РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОМЫСЛОВЫХ ЗАМЕРОВ И ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Рекомбинация пробы пластовой нефти

Комплексное исследование термодинамических свойств выполняется на безртутной установке высокого давления фирмы Chandler Eng, model 3000-G PVT system. Плотность нефти в пластовых условиях определяется с помощью



цифрового денситометра mPDS 2000 v3 фирмы Anton Paar.

Рекомбинация газонасыщенной смеси (пластовой нефти) производится в мини-ячейке с плавающим поршнем, объемом 100 см³,

Рис. 8. Установка PVT

встроенной в

термостат установки PVT (рисунок 8), на основе отобранных газов сепарации и затруба и дегазированной нефти, с учетом замеренных соотношений фаз в процессе промысловых замеров.

Перевод газа сепарации и газа затруба для PVT исследований в мини-ячейку осуществляется под давлением, создаваемым газовым бустером. Мини-ячейка установлена на штоке привода поршня от насоса. Кварцевая визуальная трубка для определения объема жидкости (нефти) располагается в донной части ячейки. Возможность обнаружения жидкости составляет минимум 2 см³. Максимальное рабочее давление ячейки – 20 000 psi (138МПа).

Камера оснащена ультразвуковым перемешивающим устройством для достижения термодинамического равновесия при заданных термобарических условиях и оптико-волоконным каналом для визуального наблюдения.

Общий объем и объем жидкости определяются цифровыми индикаторами линейных перемещений.



Рис. 9. Поршневой волюмометрический насос

После загрузки пробы газа в бомбу замеряется его объем.

Исходя из объема загруженного газа и замеренного соотношения фаз в ходе промысловых исследований, рассчитывается объем нефти, подлежащий загрузке в мини-ячейку.

В мини-ячейке создаются термобарические условия, соответствующие пластовым посредством поршневого волюмометрического насоса с цифровым управлением (рисунок 9).

Измерение параметров пластовой нефти

Газовый фактор определяется с помощью консоли перевода пробы (консоли сепарации), включающей в себя сепаратор и газометр.

Система выполняет двухступенчатую сепарацию. Равновесный контактный сепаратор нефти с системой циркуляции тепло- и хладагентов вокруг камеры дегазатора для измерения отношений газ/нефть и объемных коэффициентов пласта используется для проведения дифференциального разгазирования. Газометр – цифровой измеритель объема с точностью до 0,2% от измеренного значения при атмосферном давлении. Кроме того, методики, используемые при эксплуатации газометра, создают возможность использовать его, как расходомер и как калибратор расхода.

Для измерения плотности и вязкости нефти система оснащена цифровым денситометром и капиллярным вискозиметром.

Давление насыщения определяется на основании снятия PV-диаграммы (пример, рисунок 10). Контроль процессов и управление производится посредством соответствующего программного обеспечения.

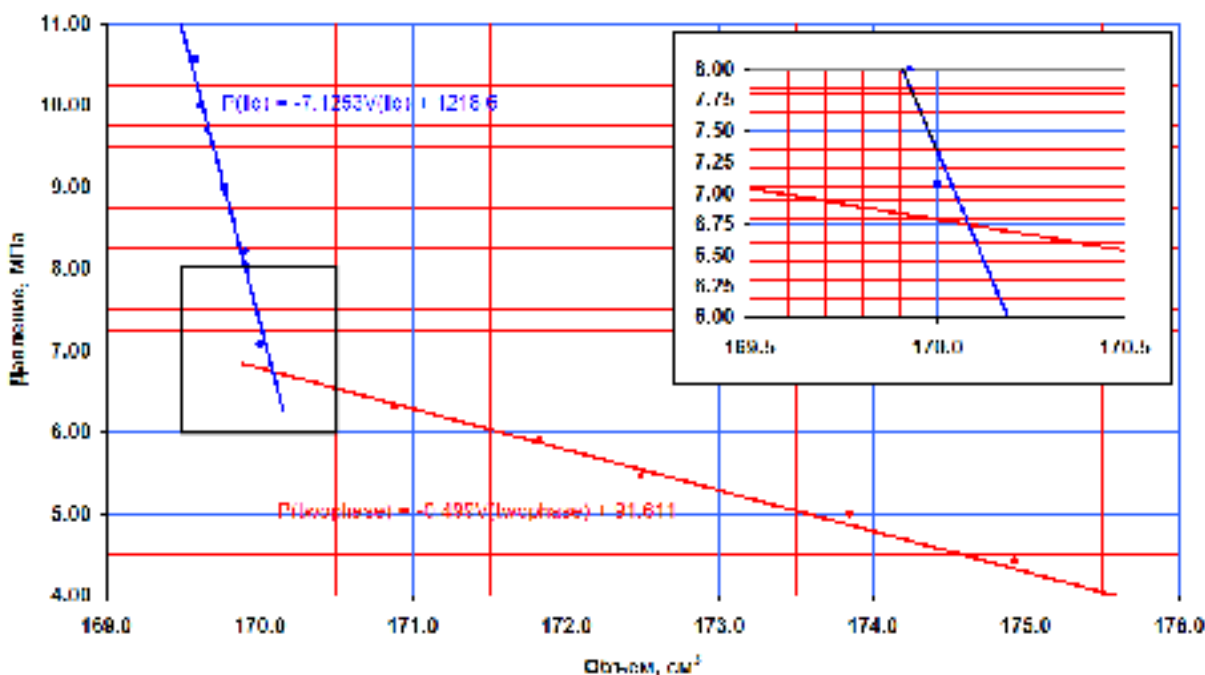


Рис. 10. Изотерма исследования глубинной пробы нефти

Определение компонентного состава попутного газа производится хроматографическими методами на приборах HP 5890 Series II и Varian 3900 CP, согласно МВИ 11-1-2000 «Определение компонентного состава нефтяных попутно добываемых газов» МВИ 11-2-2000 «Определение углеводородного состава C₁-C₈ дегазированной нефти» (свидетельство об аттестации №020-224/Т-2000, №033-224/С-2000).

Результаты хроматографического анализа компонентного состава газов, отобранных на устье скважин (газ сепарации и газ затруба), составы газов, полученных для стандартного и ступенчатого разгазирования, а также результаты определения компонентных составов проб нефтей и их физико-химические характеристики приводятся в технических отчетах по исследованию скважин (см. приложение).

На основании PVT экспериментов на рекомбинированных пробах устанавливаются значения основных параметров пластовых нефтей, предусмотренных ОСТ-153-39.2-048-2003:

- давление насыщения нефти газом;
- газовый фактор в процессе стандартной сепарации;
- газовый фактор в процессе двухступенчатой сепарации при термобарических условиях на ступенях, характерных для системы сбора и подготовки нефти на объектах предприятия (ДНС, УПН);
- газовый фактор в процессе дифференциального разгазирования с определением плотности и вязкости, а также объемного коэффициента частично разгазированной нефти в процессе снижения давления от пластового до атмосферного при пластовой температуре;
- газохроматографический анализ компонентного состава нефти и газа, отобранных в ходе проведения PVT исследований.

2. КОМПЛЕКСНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ СОСТАВА И СВОЙСТВ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ

2.1 МЕТОДИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ИССЛЕДОВАНИЙ

При обработке результатов исследований используются положения документа СТО 27.000-030-84 «Расчет состава и свойств нефти, газа и воды нефтяных месторождений». На основе термодинамического моделирования по данным о составах проб нефти и газа производятся рекомбинации пластовой нефти в лабораторных условиях

В результате исследований определяются основные параметры газонасыщенной нефти в условиях пласта: давление насыщения нефти газом, плотность и вязкость однофазной жидкости при давлении и температуре пласта, сжимаемость, полное газосодержание. Результаты однократного разгазирования используются, в основном, для сопоставительной характеристики нефтей и их общего описания.

Расчет дегазации газонасыщенной пластовой нефти проведен для стандартной сепарации (однократное разгазирвание).

Результаты дифференциального разгазирования учитывают особенности реального или проектируемого промыслового процесса сбора, подготовки и транспорта продукции скважин. В этом случае, как правило, давление соответствует давлению на первой ступени на площадках сепарации нефти (ДНС), а термобарические условия последующих ступеней сепарации соответствуют условиям дальнейшей подготовки нефти до товарных кондиций. По результатам дифференциального способа дегазации определяются расчетные параметры нефти: объемный и пересчетный коэффициенты, газовый фактор и плотность дегазированной нефти.

При обработке результатов исследований и обосновании численных значений внутренняя согласованность всех параметров, характеризующих пластовую нефть, проверяется и корректируется по выражению, непосредственно вытекающему из материального баланса нефтегазовой системы в условиях пласта и на поверхности.

2.2 СВОЙСТВА И СОСТАВ ГАЗОНАСЫЩЕННЫХ ПЛАСТОВЫХ НЕФТЕЙ

Информация о составе и свойствах газонасыщенных пластовых нефтей и характеристике жидкой и газовой фаз по скважинам представляется в приложении в виде технических отчетов, форма которых определена отраслевым стандартом ОСТ 39-112-80.

Следует отметить, что величина газосодержания, определяемая в ходе промысловых замеров, несколько отличается от результатов сепарации при стандартных условиях (несмотря на то, что именно значение промыслового газосодержания используется при рекомбинации газонефтяной смеси). Этот факт объясняется различием в термобарических условиях разделения смеси на газовую и жидкую фазы, а также особенностями фазового поведения многокомпонентной углеводородной смеси. Особенно ощутимое влияние на процесс газоотделения в промысловых условиях оказывает температура продукции на устье скважин. Как правило, высокая обводненность жидкости является причиной повышенных устьевых температур, вследствие чего удельный объем отделяющегося газа (промысловый газовый фактор) может превышать величину стандартного газосодержания, зафиксированную при лабораторном анализе. И наоборот, снижение устьевых температур ниже 20 °С сопровождается понижением промыслового газового фактора и плотности отделяемого газа по сравнению со стандартной сепарацией.

При выдаче данных по свойствам пластового флюида скважины величина газосодержания принимается по результатам разгазирования в стандартных условиях, либо, по желанию заказчика, при условиях сепарации, идентичных условиям действующей схемы подготовки нефти (ДНС, УПН, ЦПС и т.д.).

ТЕХНИЧЕСКИЙ ОТЧЕТ

ИССЛЕДОВАНИЕ ПЛАСТОВОЙ НЕФТИ

Месторождение	<i>Пример</i>
Пласт	<i>Пример</i>
Скважина	<i>Пример</i>

ИССЛЕДОВАНИЕ ПЛАСТОВОЙ НЕФТИ

Месторождение **Пример**
Скважина № **Пример**

Сведения о скважине и условиях отбора проб

Пласт (горизонт)..... -
 Пластовое давление, МПа..... 26,0
 Пластовая температура, °С..... 78,0
 Глубина скважины, м..... 3000
 Интервал перфорации, м..... 2681-2690
 Дата ввода в эксплуатацию..... -
 Дата отбора проб..... 01.04.2008
 Глубина отбора, м..... устье
 Давление на глубине отбора, МПа..... атм.
 Температура на глубине отбора, °С..... -
 Способ эксплуатации скважины..... ЭЦН
 Диаметр штуцера, мм..... 4
 Забойное давление, МПа..... -
 Забойная температура, °С..... -
 Буферное давление, МПа..... -
 Затрубное давление, МПа..... -
 Температура нефти на устье, °С..... 35

Условия сепарации

Ступени	I	II	III	IV	Отстойник
Давление, МПа	0,105	0,101	-	-	0,101
Температура, °С	10	20	-	-	20
Дебит нефти, м ³ /сут					6,695
Газовый фактор, м ³ /м ³					
Обводненность, % масс.					42,9
Тип пробоотборника					Рекомб.

**Рекомбинация состава газонасыщенной нефти
(по данным анализа составов фаз, отобранных при промысловых замерах)**

Месторождение
Пласт
Скважина
Интервал перфорации, м
Пробоотборник

Пример
Пример
2681-2690
Рекомб.

№	Компонент	Молярная масса г/моль	Плотность, кг/м ³	Дегазированная нефть % мольн.	Газ сепарации, % мольн.	Газ затрубья, % мольн.	Пластовая нефть	
							% мольн.	% масс.
1	Диоксид углерода	44,0	850,0	0,000	0,656	0,021	0,058	0,023
2	Азот	28,0	570,0	0,000	2,707	1,840	0,969	0,246
3	Метан	16,0	364,4	0,138	38,494	83,342	37,616	5,461
4	Этан	30,1	494,7	0,296	11,145	4,190	2,731	0,743
5	Пропан	44,1	506,6	3,006	29,076	5,555	6,025	2,404
6	Изо-бутан	58,1	557,0	1,559	5,541	1,085	1,661	0,874
7	Н-бутан	58,1	579,0	5,586	9,965	2,460	4,616	2,428
Σ	Пентаны	71,9	633,6	7,354	2,057	1,181	4,389	2,858
8	Изо-	72,1	620,0	2,586	1,178	0,522	1,622	1,059
9	Цикло-	70,1	745,0	0,773	0,039	0,044	0,415	0,263
10	Норм.	72,1	626,0	3,994	0,840	0,614	2,352	1,536
Σ	Гексаны	85,3	695,9	8,212	0,231	0,296	4,321	3,337
11	Изо-	86,2	657,0	2,381	0,112	0,120	1,271	0,991
12	Цикло-	84,0	765,0	3,267	0,058	0,082	1,702	1,294
13	Норм.	86,2	659,0	2,563	0,061	0,094	1,349	1,052
Σ	Гептаны	99,5	714,0	7,912	0,076	0,021	4,042	3,638
14	Изо-	100,2	683,0	3,078	0,020	0,007	1,572	1,425
15	Цикло-	98,2	774,0	2,928	0,038	0,010	1,498	1,331
16	Норм.	100,2	684,0	1,905	0,018	0,003	0,973	0,882
17	Октаны	111,7	740,0	6,311	0,035	0,006	3,218	3,252
18	Остаток C9+	272,0	883,7	59,627	0,017	0,004	30,356	74,736

Газовый фактор (G)

- м ³ /т		18,21	87,80	106,01
- моль/моль	1,0000	0,1476	0,7117	0,8594
- т/т	1,0000	0,0259	0,0759	0,1018
- м ³ /м ³		15,3	73,5	88,79
Молярная масса, г/моль	195	34,24	20,80	110,5
Плотность при 20 ⁰ С, 0,1МПа	837,5	1,424	0,865	-

ИССЛЕДОВАНИЕ ПЛАСТОВОЙ НЕФТИ

Месторождение	Пример
Скважина №	Пример
Проба	1
Рпл., МПа	26
Тпл, °С	78

Основные результаты исследования

Давление насыщения, МПа.....	17,28																				
Температурный коэффициент давления насыщения, МПа/°С.....	0,0595																				
Коэффициент сжимаемости в пластовых условиях, 1/МПа·10 ⁻⁴	18,25																				
Температурный коэффициент объёмного расширения, 1/°С·10 ⁻⁴	8,37																				
Газосодержание	<table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 60%;"></th> <th style="width: 15%; text-align: center;">м³/м³</th> <th style="width: 15%; text-align: center;">м³/т</th> <th style="width: 10%; text-align: center;">масс.%</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>- стандартная сепарация.....</td> <td style="text-align: right;">114,47</td> <td style="text-align: right;">136,68</td> <td style="text-align: right;">15,47</td> </tr> <tr> <td>- ступенчатая сепарация по схеме обустройства.....</td> <td style="text-align: right;">95,65</td> <td style="text-align: right;">115,98</td> <td style="text-align: right;">10,72</td> </tr> <tr> <td>- дифференциальное разгазирование.....</td> <td style="text-align: right;">113,83</td> <td style="text-align: right;">135,95</td> <td style="text-align: right;">15,20</td> </tr> <tr> <td>Потенциальное газосодержание.....</td> <td style="text-align: right;">111,41</td> <td style="text-align: right;">133,03</td> <td style="text-align: right;">12,16</td> </tr> </tbody> </table>		м ³ /м ³	м ³ /т	масс.%	- стандартная сепарация.....	114,47	136,68	15,47	- ступенчатая сепарация по схеме обустройства.....	95,65	115,98	10,72	- дифференциальное разгазирование.....	113,83	135,95	15,20	Потенциальное газосодержание.....	111,41	133,03	12,16
	м ³ /м ³	м ³ /т	масс.%																		
- стандартная сепарация.....	114,47	136,68	15,47																		
- ступенчатая сепарация по схеме обустройства.....	95,65	115,98	10,72																		
- дифференциальное разгазирование.....	113,83	135,95	15,20																		
Потенциальное газосодержание.....	111,41	133,03	12,16																		
Объёмный коэффициент пластовой нефти																					
- стандартная сепарация.....	1,320																				
- ступенчатая сепарация.....	1,250																				
- дифференциальное разгазирование.....	1,317																				
Объёмный коэффициент нефти при давлении насыщения																					
- стандартная сепарация.....	1,345																				
- ступенчатая сепарация.....	1,270																				
- дифференциальное разгазирование.....	1,341																				
Плотность пластовой нефти, кг/м ³																					
- в условиях пласта.....	732,5																				
- при давлении насыщения.....	719,2																				
Вязкость нефти в условиях пласта, мПа·с.....	0,65																				
Вязкость нефти при давлении насыщения, мПа·с.....	0,60																				
Вязкость сепарированной нефти, мПа·с																					
- при однократной сепарации.....	5,31																				
- при ступенчатой сепарации.....	4,14																				
- при дифференциальном разгазировании.....	5,28																				
Плотность сепарированной нефти при 20 ⁰ С, кг/м ³																					
- при однократной сепарации.....	837,5																				
- при ступенчатой сепарации.....	824,6																				
- при дифференциальном разгазировании.....	837,3																				
Плотность выделившегося газа при 20 ⁰ С, кг/м ³																					
- при однократной сепарации.....	1,131																				
- при ступенчатой сепарации.....	0,924																				
- при дифференциальном разгазировании.....	1,118																				

ИССЛЕДОВАНИЕ ПЛАСТОВОЙ НЕФТИ

Месторождение
Скважина №
Проба

Пример
Пример
1

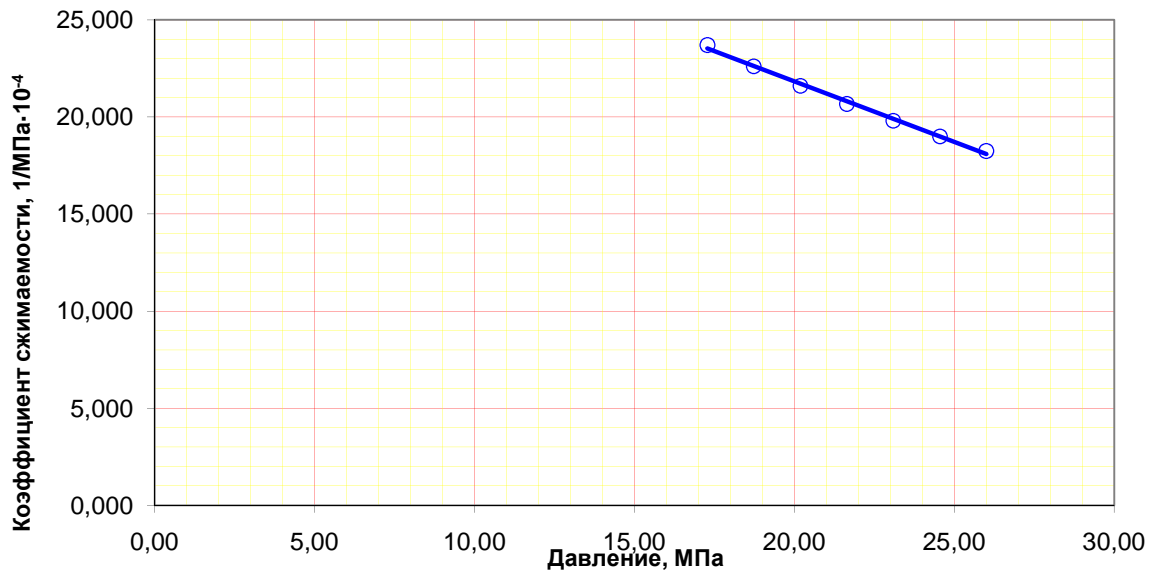
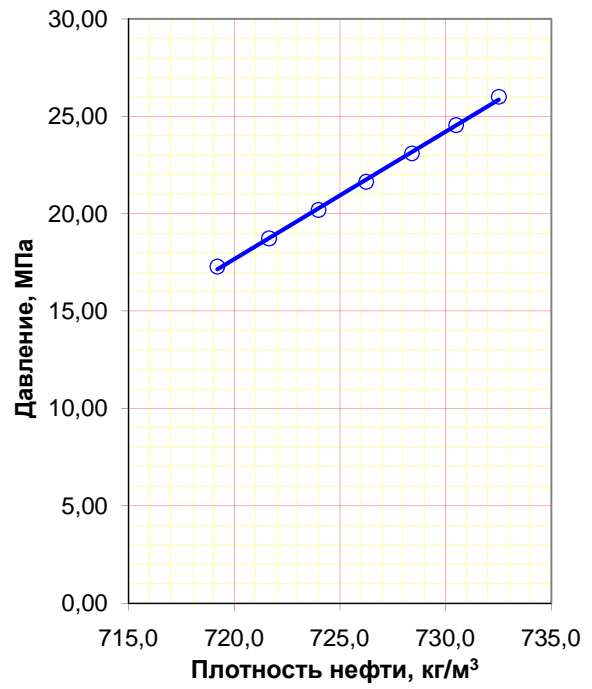
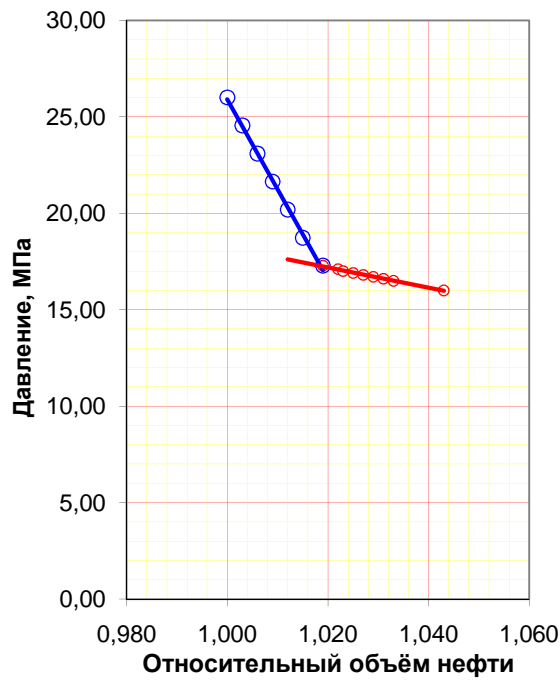
PV-соотношения пластовой нефти

№ п/п	Давление, МПа	Объём системы, см ³	Относительный объём		Плотность нефти, кг/м ³	Удельный объём нефти, м ³ /кг	Коэффициент сжимаемости, 1/М Па*10 ⁻⁴
			1*)	2**)			
1 (Рпл.)	26,00	88,40	1,000	0,982	732,5	0,00137	18,246
2	24,55	70,19	1,003	0,985	730,5	0,00137	18,996
3	23,09	70,39	1,006	0,987	728,4	0,00137	19,801
4	21,64	70,60	1,009	0,990	726,2	0,00138	20,666
5	20,19	70,82	1,012	0,993	724,0	0,00138	21,599
6	18,73	71,05	1,015	0,997	721,6	0,00139	22,608
1(Рнас.)	17,28	71,30	1,019	1,000	719,2	0,00139	23,702
2	17,10	71,51	1,022	1,003	Среднее		20,802
3	17,00	71,64	1,023	1,005			
4	16,90	71,76	1,025	1,007			
5	16,80	71,89	1,027	1,008			
6	16,70	72,02	1,029	1,010			
7	16,60	72,16	1,031	1,012			
8	16,50	72,29	1,033	1,014			
9	16,00	73,00	1,043	1,024			

*) - относительно объёма в пластовых условиях

**) - относительно объёма при давлении насыщения и пластовой температуре

ИССЛЕДОВАНИЕ ПЛАСТОВОЙ НЕФТИ



— однофазная область (жидкость)
— двухфазная область

ИССЛЕДОВАНИЕ ПЛАСТОВОЙ НЕФТИ

Месторождение **Пример**
Скважина № **Пример**
Проба **1**

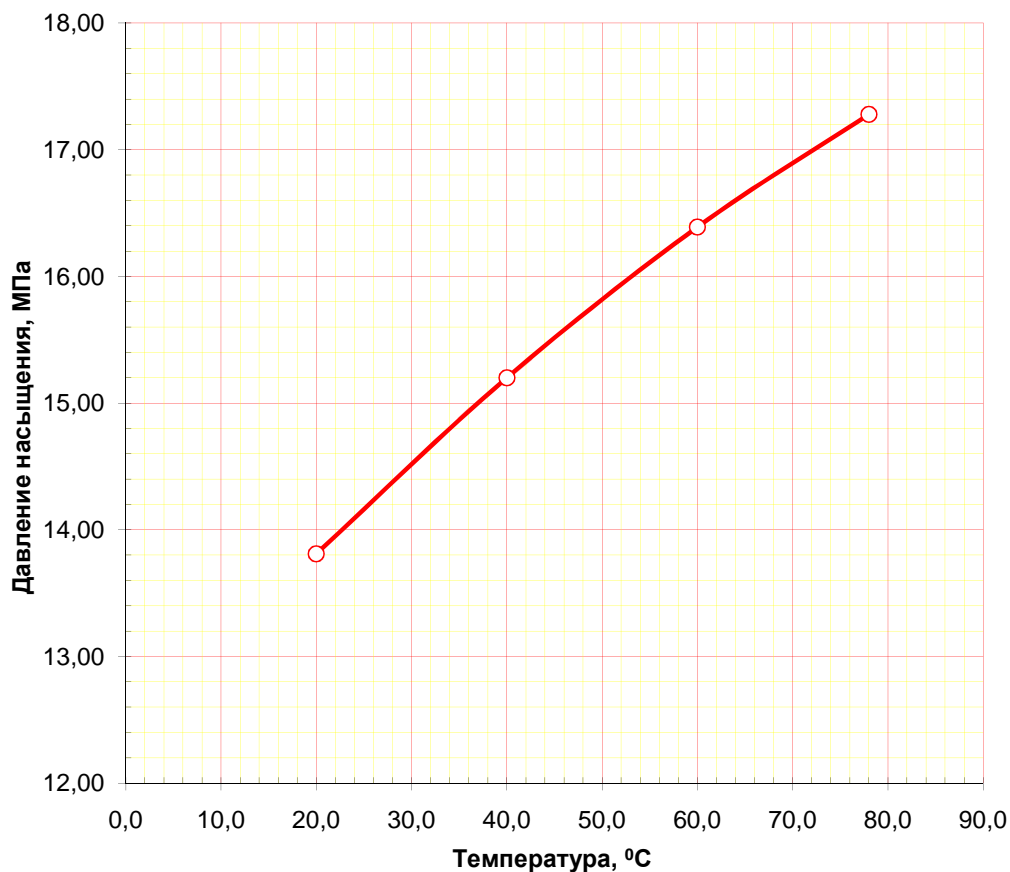
Давление насыщения нефти газом

Опыт №	Температура, °С	Давление насыщения, МПа	Температурный коэффициент давления насыщения, ψ , МПа/°С
1	78	17,28	
2	60	16,39	0,0494
3	40	15,20	0,0595
2	20	13,81	0,0695

Температурный коэффициент давления насыщения в интервале (°С)

$$\psi, \text{МПа}/^\circ\text{C} = 0,0595$$

Зависимость давления насыщения нефти газом от температуры



ИССЛЕДОВАНИЕ ПЛАСТОВОЙ НЕФТИ

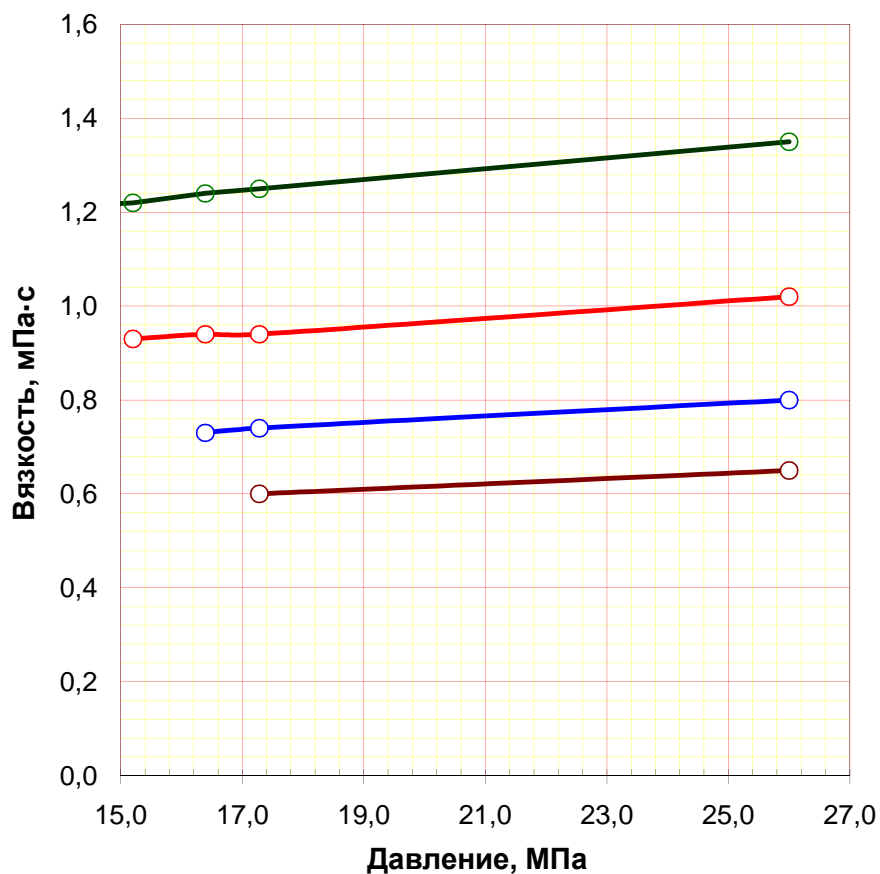
Месторождение
Скважина №
Проба 1

Пример
Пример

Вязкость пластовой нефти при различных давлениях и температурах

Давление (МПа) при температуре (°С)	Вязкость, мПа·с			
	78,0	60,0	40	20
26,00	0,65	0,80	1,02	1,35
17,28	0,60	0,74	0,94	1,25
16,39		0,73	0,94	1,24
15,20			0,93	1,22
13,81				1,21

Зависимость вязкости пластовой нефти от давления



ИССЛЕДОВАНИЕ ПЛАСТОВОЙ НЕФТИ

Месторождение Скважина № Проба	Пример Пример 1
Рпл., МПа	26
Тпл. °С	78

Стандартная сепарация пластовой нефти

Газосодержание,	
$\text{м}^3/\text{т}$	136,68
$\text{м}^3/\text{м}^3$	114,47
т/т	0,1547
моль/моль	1,1911
Объемный коэффициент, доли ед.	
- при пластовом давлении и температуре	1,320
- при давлении насыщения и пластовой температуре	1,345
Пересчетный коэффициент, доли ед.	
- при пластовом давлении и температуре	0,758
- при давлении насыщения и пластовой температуре	0,744
Плотность пластовой нефти, $\text{кг}/\text{м}^3$	732,5
Плотность сепарированной нефти при 20°С, $\text{кг}/\text{м}^3$	837,5
Плотность выделившегося газа при 20°С, $\text{кг}/\text{м}^3$	1,131
Коэффициент растворимости газа в нефти, $(\text{м}^3/\text{м}^3)/\text{МПа}$	6,663

*) - объем газа при 20°С и 1013,25 гПа (стандартные условия)
на единицу сепарированной нефти

ИССЛЕДОВАНИЕ ПЛАСТОВОЙ НЕФТИ

Месторождение **Пример**
Скважина № **Пример**
Проба **1**

Компонентный состав газа, нефти и пластовой нефти (стандартная сепарация при 20⁰С и атмосферном давлении)

Наименование компонентов	Компонентный состав, проценты						Потенциальное газосодержание		
	выделившийся газ		сепарированная нефть		пластовая нефть		масс. % от пластовой нефти	м ³ /т от сепарированной нефти	м ³ /м ³ от сепарированной нефти
	масс.	мольные	масс.	мольные	масс.	мольные			
Гелий	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Сероводород	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Метилмеркаптан	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Этилмеркаптан	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Диоксид углерода	0,171	0,105	0,000	0,002	0,023	0,058	0,023	0,144	0,120
Азот	1,839	1,781	0,000	0,002	0,246	0,969	0,246	2,402	2,011
Метан	40,645	68,927	0,024	0,320	5,447	37,616	5,447	93,228	78,078
Этан	5,436	4,905	0,020	0,141	0,743	2,731	0,743	6,769	5,669
Пропан	16,497	10,151	0,234	1,110	2,404	6,025	2,404	14,932	12,506
Изобутан	4,927	2,300	0,250	0,900	0,874	1,661	0,874	4,117	3,448
Н-бутан	12,481	5,827	0,880	3,174	2,428	4,616	2,428	11,440	9,581
Изопентан	3,461	1,301	0,690	2,004	1,059	1,622			
Н-пентан	4,288	1,613	1,113	3,233	1,536	2,352			
Гексаны	6,116	1,976	3,215	8,024	3,600	4,736			
Гептаны	2,785	0,787	3,627	7,919	3,512	4,042			
Октаны	0,922	0,234	3,457	6,773	3,116	3,218			
Группа C ₉ +остаток	0,432	0,093	86,490	66,398	75,013	30,356			
Сумма	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,002	12,165	133,031	111,412 *)
							11,896	130,486	109,281 **)
Молярная масса, г/моль		27,13		209,6		110,5			*) общее
Молярная масса остатка C ₉ +, г/моль		125,9		273,3		273,1			**) только по углеводородам
Плотность при 20 ⁰ С, кг/м ³		1,131		837,5					

ИССЛЕДОВАНИЕ ПЛАСТОВОЙ НЕФТИ

Месторождение
Скважина №
Проба

Пример
Пример
1

Состав газа стандартной сепарации Условия сепарации: 20⁰С, 0.1МПа

Наименование компонентов	Содержание, %	
	объём.	масс.
Гелий	0,000	0,000
Сероводород	0,000	0,000
Метилмеркаптан	0,000	0,000
Этилмеркаптан	0,000	0,000
Диоксид углерода	0,105	0,171
Азот	1,781	1,839
Метан	68,927	40,645
Этан	4,905	5,436
Пропан	10,151	16,497
Изобутан	2,300	4,927
Н-бутан	5,827	12,481
Изопентан	1,301	3,461
Н-пентан	1,613	4,288
Гексаны	1,976	6,116
Гептаны	0,787	2,785
Октаны	0,234	0,922
Группа C ₉ +остаток	0,093	0,432
Сумма	100,000	100,000
Плотность в ст.усл., кг/м ³		1,131
Сжимаемость в ст.усл. (Z)		0,9938
Плотность в точке насыщения, кг/м ³		229,8
Сжимаемость в точке насыщения (Z)		0,6990
Объемный коэффициент, доли ед.		0,0049
Содержание C ₃ + , г/м ³		587,3
Содержание C ₅ + , г/м ³		203,7
Теплота сгорания в ст.усл. , МДж/м ³		
- низшая		52,0
- высшая		56,9
Удельная теплоемкость, кДж/кг·К		1,718
Теплопроводность, Вт/(м·град)		24,2
Вязкость газа, мкПа·с		
- в ст.усл.		9,64
- в точке насыщения		24,68

ИССЛЕДОВАНИЕ ПЛАСТОВОЙ НЕФТИ

Месторождение
Скважина №
Проба

**Пример
Пример
1**

Ступенчатая сепарация пластовой нефти (молярная концентрация, %)

Наименование компонентов	Газ на ступенях разгазирования		Газ в сумме	Нефть после сепарации
	1	2		
Гелий	0,000	0,000	0,000	0,000
Сероводород	0,000	0,000	0,000	0,000
Метилмеркаптан	0,000	0,000	0,000	0,000
Этилмеркаптан	0,000	0,000	0,000	0,000
Диоксид углерода	0,112	0,152	0,118	0,002
Азот	2,347	0,210	2,014	0,000
Метан	85,900	35,190	77,995	0,166
Этан	4,480	10,115	5,359	0,294
Пропан	5,046	30,113	8,953	3,309
Изобутан	0,516	5,262	1,256	2,037
Н-бутан	1,059	11,804	2,734	6,362
Изопентан	0,139	1,819	0,401	2,754
Н-пентан	0,155	2,084	0,456	4,111
Гексаны	0,169	2,181	0,482	8,681
Гептаны	0,057	0,771	0,168	7,635
Октаны	0,015	0,216	0,047	6,159
Группа C ₉ +остаток	0,006	0,084	0,018	58,490
Сумма				
Давление, МПа	1,1	0,1		
Температура, °С	10,0	20,0		
Молярная масса, г/моль	19,37	37,72	22,23	192
Плотность в ст. усл., кг/м ³	0,805	1,568	0,924	824,6
Газовый фактор, м ³ /т	97,90	18,08	115,99	
Газовый фактор, м ³ /м ³	80,74	14,91	95,65	
Объемный коэффициент				1,250

ИССЛЕДОВАНИЕ ПЛАСТОВОЙ НЕФТИ

Месторождение
Скважина №
Проба

**Пример
Пример
1**

Состав газа ступенчатой сепарации Условия сепарации: по схеме обустройства

Наименование компонентов	Содержание, %	
	объём.	масс.
Гелий	0,000	0,000
Сероводород	0,000	0,000
Метилмеркаптан	0,000	0,000
Этилмеркаптан	0,000	0,000
Диоксид углерода	0,118	0,233
Азот	2,014	2,537
Метан	77,995	56,135
Этан	5,359	7,248
Пропан	8,953	17,759
Изобутан	1,256	3,284
Н-бутан	2,734	7,148
Изопентан	0,401	1,303
Н-пентан	0,456	1,479
Гексаны	0,482	1,822
Гептаны	0,168	0,725
Октаны	0,047	0,224
Группа C ₉ +остаток	0,018	0,102
Сумма	100,000	100,000
Плотность в ст.усл., кг/м ³		0,924
Сжимаемость в ст.усл. (Z)		0,9957
Плотность в точке насыщения, кг/м ³		166,30
Сжимаемость в в точке насыщения (Z)		0,7913
Объемный коэффициент, доли ед.		0,0056
Содержание C ₃ + , г/м ³		312,8
Содержание C ₅ + , г/м ³		52,3
Теплота сгорания в ст.усл. , МДж/м ³		
- низшая		42,93
- высшая		47,21
Удельная теплоемкость, кДж/кг·К		1,472
Теплопроводность, Вт/(м·град)		27,1
Вязкость газа, мкПа·с		
- в ст.усл.		10,31
- в точке насыщения		19,92

ИССЛЕДОВАНИЕ ПЛАСТОВОЙ НЕФТИ

Месторождение
Скважина №
Проба

**Пример
Пример
1**

Дифференциальное разгазирование

№ п/п	Температура	78 ⁰ С		Объём выделившегося газа, см ³	Газовый фактор, м ³ /м ³ (по ступеням)	Газовый фактор, м ³ /м ³ (накопленный)	Газовый фактор, м ³ /м ³ растворённого газа	Плотность нефти кг/м ³	Объёмный к-нт нефти Во _i	Вязкость нефти мПа*с	Коэф-нт сжим-ти газа Z	Плотность газа кг/м ³	Вязкость газа мкПа*с	Объёмный к-нт газа В _{gi}
	Давление, МПа	Объём системы, см ³	Объём жидкости, см ³											
1	26	64,20	64,20	0	0,0	0,0	113,8	732,5	1,317	0,65				
2	17,281	65,39	65,39	0	0,0	0,0	113,8	719,2	1,341	0,51				
3	15	68,45	63,86	672	13,8	13,8	100,0	727,6	1,310	0,54	0,845	122,776	17,387	6,84E-03
4	13	67,08	62,55	571	11,7	25,5	88,3	735,3	1,283	0,58	0,850	104,953	16,417	7,94E-03
5	10	69,34	60,61	832	17,1	42,6	71,3	747,4	1,243	0,65	0,865	78,944	15,170	1,05E-02
6	8	66,51	59,34	537	11,0	53,6	60,3	755,8	1,217	0,70	0,879	62,345	14,464	1,33E-02
7	6	67,67	58,08	529	10,8	64,4	49,4	764,6	1,191	0,77	0,897	46,517	13,832	1,82E-02
8	4	71,48	56,78	527	10,8	75,2	38,6	773,9	1,165	0,86	0,919	31,546	13,219	2,79E-02
9	2	87,22	55,32	557	11,4	86,6	27,2	784,2	1,135	1,00	0,944	17,365	12,411	5,74E-02
10	1	92,02	54,39	324	6,6	93,3	20,5	790,5	1,116	1,11	0,957	10,440	11,523	1,17E-01
11	0,5	109,59	53,60	240	4,9	98,2	15,6	795,1	1,099	1,21	0,963	6,770	10,413	2,36E-01
12	0,3	122,93	52,92	179	3,7	101,9	11,9	798,6	1,085	1,30	0,966	5,023	9,523	3,97E-01
13	0,2	164,14	52,13	190	3,9	105,8	8,0	802,4	1,069	1,43	0,970	3,844	8,939	6,02E-01
14	0,13	278,29	51,03	250	5,1	110,9	2,9	807,5	1,047	1,64	0,976	2,765	8,500	9,37E-01
15	0,1	219,73	50,37	143	2,9	113,8	0,0	810,5	1,033	1,81	0,979	2,251	8,259	1,23E+00
20°C	0,1		48,76	0	0,0	113,8	0,0	837,3	1,000	5,28				1,00E+00

ИССЛЕДОВАНИЕ ПЛАСТОВОЙ НЕФТИ

Месторождение **Пример**
 Скважина № **Пример**
 Проба **1**

Состав газовой фазы при дифференциальном разгазировании

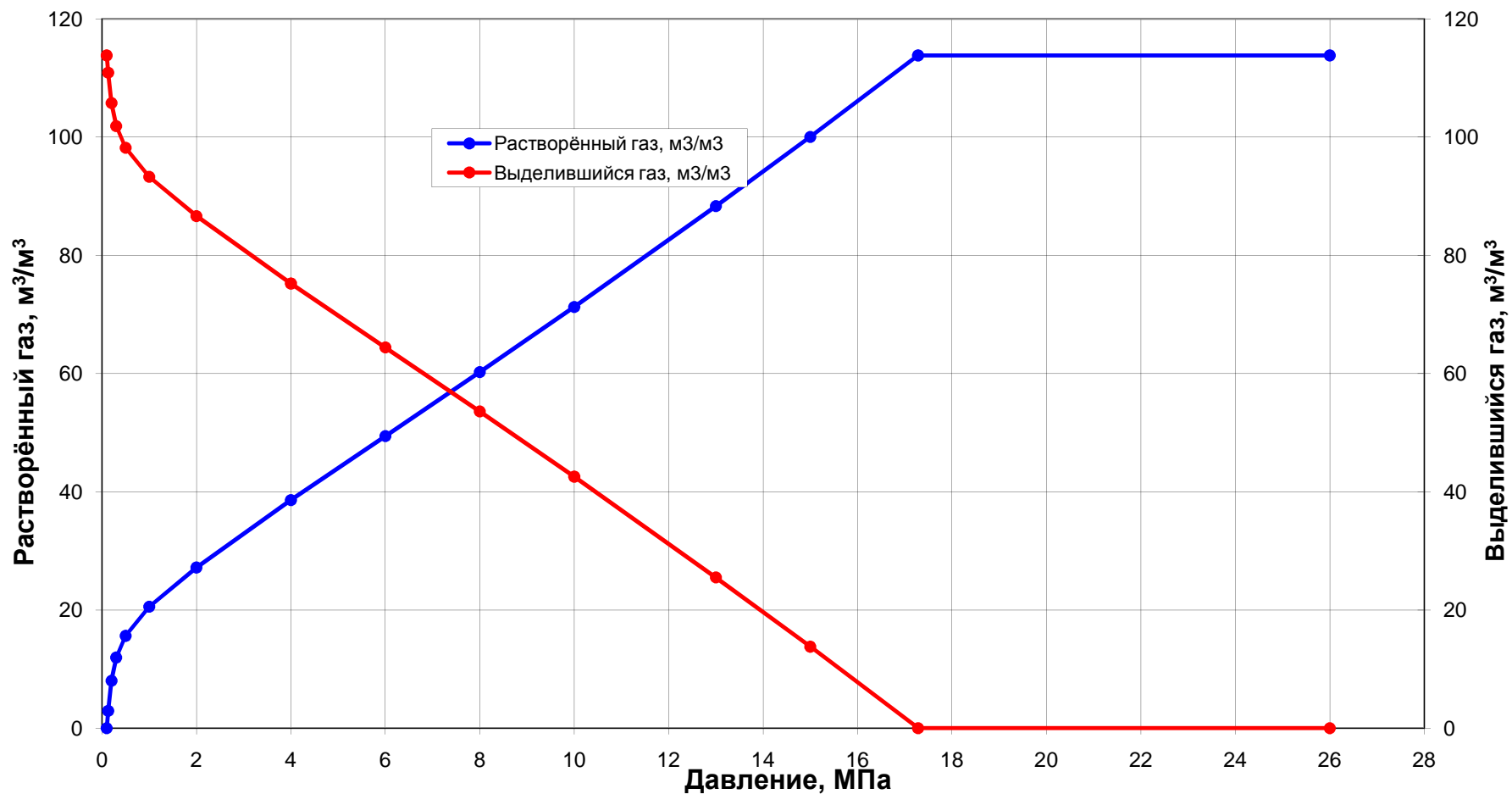
Компонент Условия	Состав газа												
	мольн. %												
P, МПа	15,0	13,0	10,0	8,0	6,0	4,0	2,0	1,0	0,5	0,3	0,2	0,1	0,1
T, °C	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78
СО ₂	0,077	0,081	0,089	0,097	0,109	0,129	0,163	0,195	0,194	0,140	0,067	0,019	0,006
Азот	4,138	3,625	2,817	2,170	1,518	0,909	0,400	0,143	0,035	0,006	0,000	0,000	0,000
Метан	85,277	85,755	86,133	86,026	85,190	82,628	74,228	59,003	35,370	14,679	3,694	0,498	0,070
Этан	2,941	3,052	3,317	3,622	4,123	5,046	7,149	9,943	12,233	11,446	7,564	3,181	1,342
Пропан	3,683	3,774	4,050	4,417	5,087	6,470	10,362	17,181	27,509	35,554	36,537	28,660	21,257
Изобутан	0,579	0,580	0,601	0,641	0,723	0,910	1,492	2,624	4,683	6,991	8,955	10,174	10,357
Н-бутан	1,386	1,378	1,410	1,491	1,670	2,089	3,422	6,060	10,981	16,753	22,211	26,882	28,816
Изопентан	0,311	0,300	0,293	0,300	0,325	0,394	0,630	1,116	2,071	3,289	4,671	6,471	7,737
Н-пентан	0,406	0,389	0,375	0,381	0,408	0,490	0,778	1,377	2,562	4,091	5,870	8,304	10,095
Гексаны	0,512	0,473	0,431	0,419	0,431	0,494	0,752	1,308	2,435	3,936	5,798	8,688	11,059
Гептаны	0,314	0,282	0,245	0,229	0,227	0,251	0,367	0,627	1,161	1,880	2,794	4,277	5,539
Октаны	0,166	0,144	0,118	0,107	0,101	0,107	0,150	0,252	0,461	0,745	1,111	1,718	2,245
Группа С ₉ +высшие	0,209	0,167	0,121	0,100	0,086	0,083	0,107	0,171	0,305	0,489	0,727	1,127	1,478
Сумма	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
ГФ, м ³ /м ³	13,79	11,71	17,07	11,02	10,84	10,81	11,42	6,65	4,91	3,68	3,90	5,12	2,92
ГФ, м ³ /тонну	16,46	13,98	20,38	13,16	12,95	12,91	13,64	7,94	5,87	4,39	4,66	6,11	3,49
ГФ, моль/моль	0,143	0,122	0,177	0,115	0,113	0,112	0,119	0,069	0,051	0,038	0,041	0,053	0,030
Молярная масса, г/моль	20,20	20,04	19,93	20,00	20,31	21,16	23,93	29,17	38,06	47,20	54,41	60,58	64,35
Плотность при 20 ⁰ С, кг/м ³	0,840	0,833	0,828	0,831	0,844	0,880	0,995	1,213	1,582	1,962	2,262	2,518	2,675

ИССЛЕДОВАНИЕ ПЛАСТОВОЙ НЕФТИ

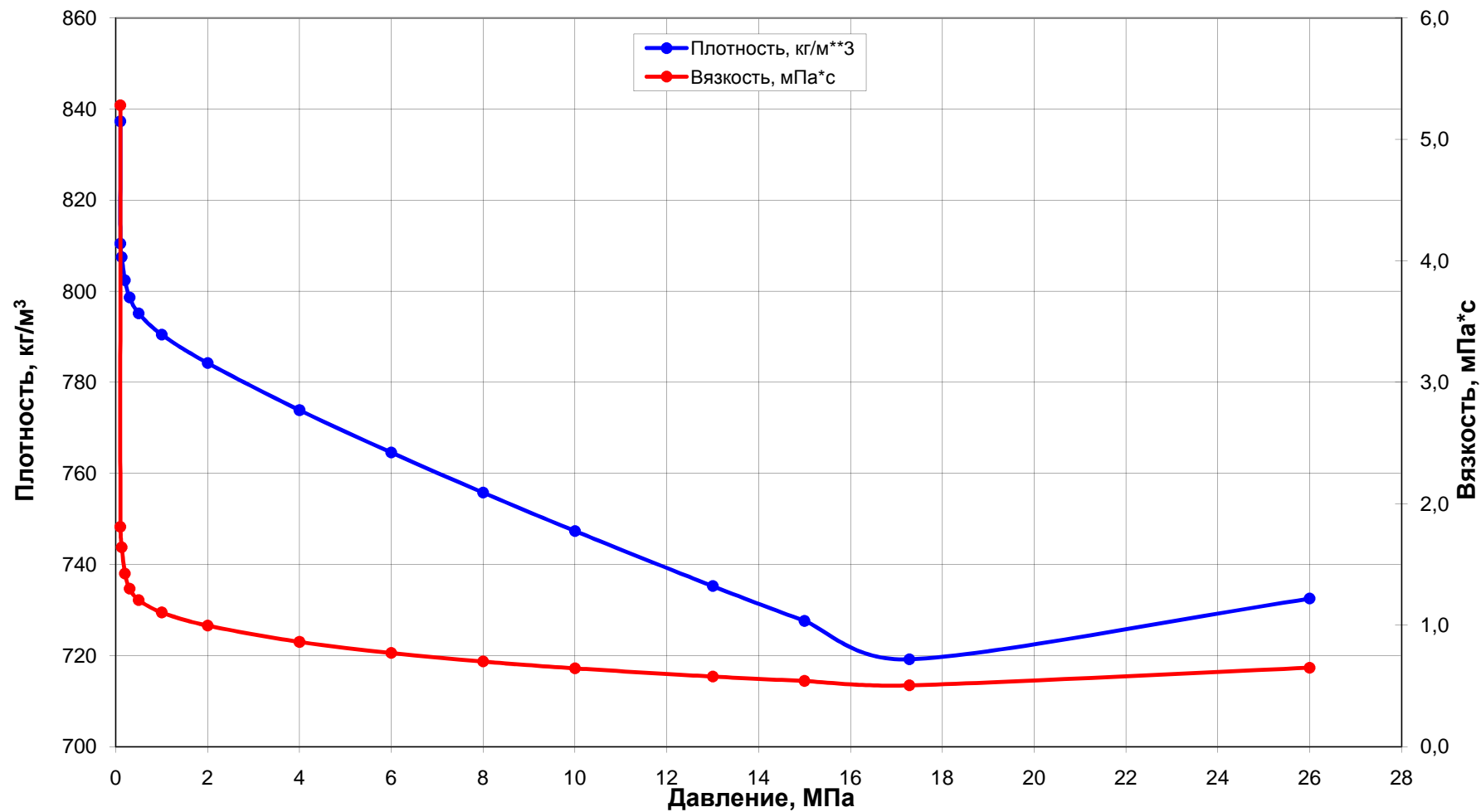
Месторождение **Пример**
Скважина № **Пример**
Проба **1**

Состав жидкой фазы при дифференциальном разгазировании

Компонент Условия	Состав газонасыщенной нефти															
	мольн. %															
	0,1	0,1	0,13	0,2	0,3	0,5	1	2	4	6	8	10	13	15	17,281	26
P, МПа	0,1	0,1	0,13	0,2	0,3	0,5	1	2	4	6	8	10	13	15	17,281	26
T, °C	20	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78
СО ₂	0,000	0,000	0,000	0,001	0,004	0,008	0,016	0,026	0,037	0,044	0,048	0,052	0,055	0,057	0,058	0,058
Азот	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,002	0,009	0,042	0,107	0,205	0,334	0,564	0,746	0,969	0,969
Метан	0,000	0,000	0,002	0,027	0,159	0,637	2,099	5,165	11,016	16,335	21,108	25,379	30,999	34,267	37,616	37,616
Этан	0,019	0,019	0,058	0,211	0,477	0,838	1,317	1,782	2,237	2,445	2,562	2,631	2,695	2,716	2,731	2,731
Пропан	0,806	0,806	1,409	2,748	3,968	5,007	5,954	6,559	6,881	6,851	6,729	6,577	6,343	6,190	6,025	6,025
Изобутан	1,025	1,025	1,300	1,736	1,997	2,161	2,267	2,286	2,219	2,122	2,025	1,934	1,811	1,737	1,661	1,661
Н-бутан	3,634	3,634	4,377	5,482	6,087	6,437	6,629	6,598	6,329	6,014	5,713	5,435	5,063	4,843	4,616	4,616
Изопентан	2,141	2,141	2,306	2,510	2,588	2,612	2,589	2,509	2,350	2,205	2,075	1,958	1,804	1,714	1,622	1,622
Н-пентан	3,357	3,357	3,556	3,789	3,864	3,872	3,817	3,685	3,439	3,220	3,025	2,851	2,622	2,489	2,352	2,352
Гексаны	8,494	8,494	8,570	8,576	8,475	8,326	8,078	7,713	7,123	6,631	6,201	5,821	5,322	5,033	4,736	4,736
Гептаны	7,896	7,896	7,827	7,652	7,477	7,293	7,035	6,689	6,154	5,715	5,335	4,999	4,559	4,304	4,042	4,042
Октаны	6,637	6,637	6,508	6,273	6,086	5,910	5,681	5,388	4,945	4,585	4,275	4,000	3,641	3,432	3,218	3,218
Группа С ₉ +высшие	65,991	65,991	64,087	60,995	58,818	56,900	54,517	51,589	47,227	43,726	40,701	38,029	34,522	32,472	30,354	30,354
Сумма																
Молярная масса, г/моль	209,5	209,5	205,2	198,1	192,9	188,1	181,8	173,6	160,9	150,5	141,5	133,5	123,0	116,8	110,5	110,5
Плотность при P, T, кг/м ³	837,3	810,5	807,5	802,4	798,6	795,1	790,5	784,2	773,9	764,6	755,8	747,4	735,3	727,6	719,2	732,5



Изменение количества растворённого и выделившегося газа при снижении давления в процессе дифференциального разгазирования



Изменение вязкости и плотности пластовой нефти при снижении давления в процессе дифференциального разгазирования

ИССЛЕДОВАНИЕ ПЛАСТОВОЙ НЕФТИ

Месторождение **Пример**
Скважина **Пример**

Основные свойства водонефтяных смесей

Наименование параметра	Температура смеси, °С			
	10	20	30	40
Вязкость, мПа·с, при обводненности %				
0	6,3	4,1	3,0	2,3
10	8,8	5,7	4,1	3,0
20	12,3	7,9	5,6	4,0
30	17,3	10,8	7,5	5,4
50	18,7	9,8	6,0	3,9
70	6,5	4,0	2,7	1,9
Плотность, кг/м ³ , при обводненности, %				
0	831	825	818	812
10	849	843	837	830
20	866	861	855	849
30	883	878	873	868
50	918	914	910	905
70	953	950	946	942

Расчетная область расслоения

Наименование параметра	Температура смеси, °С			
	10	20	30	40
Критическая обводненность, %	43,1	40,4	38,2	36,0
Вязкость максимальная, мПа·с	27,0	15,1	9,6	6,3
Плотность, кг/м ³	906	897	888	879