

О курсе лекций.

Курс лекций «Физико-химические свойства пластовых флюидов» читается на магистерской программе «Математическое моделирование процессов нефтегазодобычи» в Высшей Школе Теоретической Механики и Математической Физики в Санкт-Петербургском Политехническом университете Петра Великого.

Автор курса: Александр Иосифович Брусиловский.

Видеозаписи лекций курса доступны по ссылке: [GO TO RECORDINGS](#).

Содержание

1 Лекция 10.10.2022 (Брусиловский А.И.)	2
2 Лекция 24.10.2022 (Брусиловский А.И.)	51
3 Лекция 25.10.2022 (Брусиловский А.И.)	69
4 Лекция 26.10.2022 (Брусиловский А.И.)	115
5 Лекция 27.10.2022 (Брусиловский А.И.)	146

Физико-химические свойства пластовых флюидов

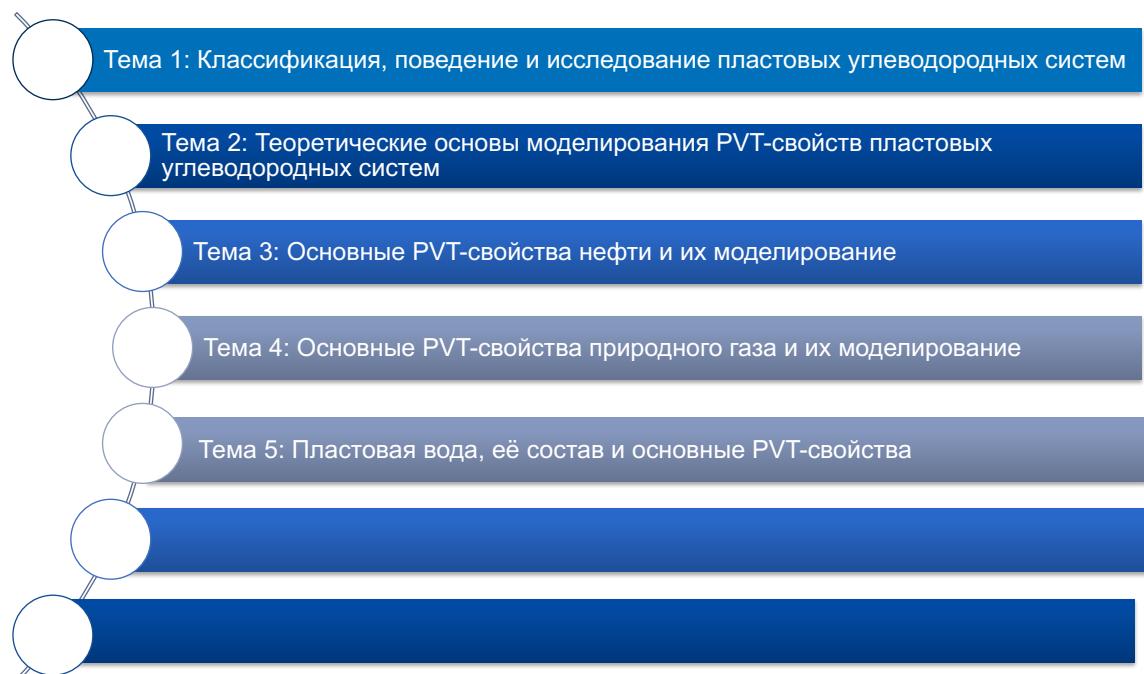
Конспект лекций

Муравцев А.А.¹ Брусиловский А.И.²

12 июня 2023 г.

1 Лекция 10.10.2022 (Брусиловский А.И.)

Содержание курса



Газпром нефть | 2

¹конспектирует; email: almuravcev@yandex.ru

²лектор, Высшая школа теоретической механики, Санкт-Петербургский Политехнический университет. Дополнительные материалы к лекциям [доступны по ссылке](#).

Цели курса

1. Понять связь физико-химических свойств пластовых флюидов месторождений нефти и газа с их компонентным составом и термобарическими условиями;
2. Ознакомиться с методологией получения информации о РВТ-свойствах пластовых УВ флюидов;
3. Получить представление об основах моделирования фазового состояния пластовых УВ систем с применением уравнений состояния и использования результатов при прогнозировании процессов разработки и эксплуатации месторождений нефти и газа;
4. Получить информацию о корреляциях для оценки РВТ–свойств нефти, газа и пластовой воды при проведении технологических расчетов.

Газпром нефть | 3

Анализ PVT - свойств

Зачем необходимы PVT-свойства и где их используют?

- подсчет запасов нефти, газа, конденсата в месторождениях
- инженерные расчеты при проектировании и мониторинге разработки месторождений
- расчеты потоков флюидов в скважинах и трубопроводах
- расчеты наземного оборудования

Тема 1: Классификация, поведение и исследование пластовых углеводородных систем

- Компонентный состав природных углеводородных систем
- Фазовые диаграммы
- Типы пластовых углеводородных флюидов
- Промысловые и лабораторные исследования пластовых флюидов

Химические компоненты природных углеводородных (УВ) флюидов

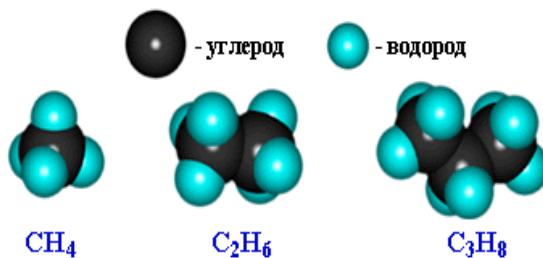
- алканы: C_nH_{2n+2}
- циклоалканы (нафтины): C_nH_{2n}
- арены: C_nH_{2n-6}
- асфальтены
- неуглеводородные компоненты: N_2, CO_2, H_2S, He



Газпром нефть | 6

Основные предельные углеводороды (алканы)

Метан - CH_4 (C_1)



Этан - C_2H_6 (C_2)

Пропан - C_3H_8 (C_3)

Бутан - C_4H_{10} (C_4)

Пентан - C_5H_{12} (C_5)

Гексан - C_6H_{14} (C_6)

Гептан - C_7H_{16} (C_7)

В стандартных условиях
($P=0,1013 \text{ МПа}; T=20^\circ\text{C}$)

C_1-C_4 - газ

C_5-C_{16} - жидкость

C_{17} и выше – твердое состояние

О составе нефти и природных газов

Мольная доля i -го компонента – отношение числа молей i -ого компонента к общему числу молей смеси

$$x_i = \frac{n_i}{\sum_{j=1}^N n_j}$$

Прим.: Моль (грамм-моль) вещества – количество вещества в граммах, численно равное относительной молекулярной массе этого вещества M . M показывает, во сколько раз масса молекулы данного вещества больше 1/12 массы атома углерода.

Связь между мольными x_i и массовыми ω_i долями i -го компонента смеси

$$x_i = \frac{\omega_i / M_i}{\sum_{j=1}^N \omega_j / M_j}; \quad \omega_i = \frac{x_i M_i}{\sum_{j=1}^N x_j M_j},$$

Газпром нефть | 8

Используемая терминология

Термин	Содержание
Пластовые нефти	Природные многокомпонентные системы, находящиеся в пластовых условиях в жидким состоянии и состоящие преимущественно из углеводородных соединений парафиновой, нафтеновой и ароматической групп
Природные газы	Смеси углеводородных и неуглеводородных веществ, которые в пластовых условиях находятся в газовом состоянии (в виде отдельных скоплений – газовые залежи или в виде газовых шапок нефтегазовых залежей – свободный газ) либо в растворенном (в нефти или воде) состоянии, а в стандартных условиях (0,1013 МПа и 20 С) – только в газовой фазе.

Газпром нефть | 9

Содержание компонентов (% мол.) в природных газах различных месторождений

Месторождение	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅₊	N ₂ [*]	CO ₂	H ₂ S
<i>Медвежье (сеноманская залежь)</i>	98,78	0,10	0,02	-	-	1,00	0,10	-
<i>Уренгойское (сеноманская залежь)</i>	98,84	0,10	0,03	0,02	0,01	1,70	0,30	-
<i>Уренгойское (валанжин):</i>								
- БУ-8	88,28	5,29	2,42	1,00	2,52	0,48	0,01	-
- БУ-14	82,27	6,56	3,24	1,49	5,62	0,32	0,50	-
<i>Ямбургское (БУ-8)</i>	89,67	4,39	1,64	0,74	2,36	0,26	0,94	-
<i>Вуктыльское</i>	74,80	8,70	3,90	1,80	6,40	4,30	0,10	-
<i>Оренбургское</i>	83,96	4,05	1,78	0,86	1,76	5,66	0,60	1,55
<i>Астраханское</i>	56,11	1,75	0,89	0,66	3,86	0,63	14,86	21,24
<i>Караганакское:</i>								
инт. перф. 4050-4150 м	72,99	6,22	2,59	1,50	7,55	0,57	5,35	3,23
инт. перф. 4975-4997 м	70,06	6,08	2,72	1,98	9,68	0,81	5,46	3,21

^{*)} Азот + инертные газы (гелий и др.)

Газпром нефть | 10

Содержание компонентов (% мол.) в пластовых нефтях различных месторождений

<i>Месторождение</i>	CH₄	C₂H₆	C₃H₈	C₄H₁₀	C₅₊	N₂*	CO₂	H₂S
<i>Ромашкинское</i>	15,20	9,22	7,66	5,47	59,1	3,18	0,08	-
<i>Самотлорское:</i> - пласт А ₄	40,68	1,55	1,51	3,00	52,9	0,11	0,23	-
- пласт Б ₈	31,10	3,33	6,24	6,38	52,3	0,58	0,05	-
<i>Талинское</i>	44,88	7,38	3,85	1,39	42,5	-	-	-
<i>Тенгизское</i>	42,23	8,47	5,21	3,34	21,1	0,77	2,60	16,2
<i>Приобское:</i> - пласт АС ₁₀	20,62	1,88	4,67	6,60	65,6	0,33	0,32	-
<i>Сугмутское:</i> - пласт БС9-2	30,04	3,54	6,00	4,89	54,7	0,53	0,33	-
<i>Ярайнерское:</i> - пласт ПК ₂₀	51,74	0,11	0,06	0,79	46,8	0,18	0,34	-
- пласт БВ ₂	34,93	2,80	1,43	2,65	57,6	0,54	0,01	-
- пласт ЮВ ₁	47,15	8,67	10,6	6,37	26,3	0,33	0,64	-
<i>Крапивинское:</i> - пласт Ю1-3б	15,78	2,24	4,62	5,02	71,1	0,66	0,61	-

* Азот + инертные газы (гелий и др.)

Газпром нефть | 11

Классификация месторождений (залежей) по содержанию углеводородов

Тип месторождения (залежи)	Состав основных УВ соединений
Нефтяное (Н)	Только нефть, насыщенная в различной степени газом
Газонефтяное (ГН)	Нефть и газ: нефтяная часть залежи превышает по объему газовую часть залежи
Нефтегазовое (НГ)	Газ и нефть: газовые залежи с нефтяной оторочкой, в которых газовая шапка превышает по объему нефтяную часть залежи
Газовое (Г)	Только свободный газ
Газоконденсатное (ГК)	Газ с конденсатом
Нефтегазоконденсатное (НГК)	Нефть, газ и конденсат

Газпром нефть | 12

Используемая терминология

Термин	Содержание
Промысловая нефть	Безводная жидккая составляющая продукции добывающих скважин в трубопроводах и других объектах промыслового обустройства нефтяных месторождений
Сырая нефть	Смесь промысловой нефти и попутной воды. Сырая нефть содержит растворенный газ, воду, минеральные соли, механические примеси и служит основным сырьем для производства жидких энергоносителей (бензина, керосина, дизельного топлива, мазута), смазочных масел, битумов и кокса
Товарная нефть (нефть)	Нефть, подготовленная к поставке потребителю в соответствии с требованиями действующих нормативных и технических документов

Газпром нефть | 13

Классификация и условное обозначение нефтей

По физико-химическим свойствам, степени подготовки,
содержанию сероводорода и легких меркаптанов
нефть подразделяют на

классы, типы, группы, виды

Газпром нефть | 14

Классы нефти (по сернистости товарной нефти)

Нефть (класс)	Содержание серы (% мас.)
Малосернистая (1)	$\leq 0,6$
Сернистая (2)	0,61 – 1,8
Высокосернистая (3)	1,81 – 3,5
Особо высокосернистая (4)	$> 3,5$

Типы нефти (по плотности товарной нефти)

Нефть (тип)	Плотность при 1 бар и 20 С (кг/м ³)
Особо легкая (0)	<830
Легкая (1)	830 - 850
Средняя (2)	850 - 870
Тяжелая (3)	870 - 895
Битуминозная (4)	> 895

Газпром нефть | 16

Типы нефти, поставляемой на экспорт

Классификация нефти, поставляемой на экспорт					
Наименование показателя	Норма для типа				
	0	1	2	3	4
1. Плотность при 15 С, 1 бар, не более	≤834,5	834,6 – 854,4	854,5 – 874,4	874,5 – 899,3	> 899,3
2. Выход фракций, % объёмных, не менее					
до температуры 200 С	30	27	21	-	-
при температуре до 300 С	52	47	42	-	-
при температуре до 350 С	62	57	53	-	-
3. Массовая доля серы, %, не более	≤0,6	≤1,8	≤2,5	≤3,5	>3,5
4. Массовая доля парафина, %, не более	6	6	6	-	-

Газпром нефть | 17

Группы нефти (по степени подготовки)

Наименование показателя	Норма для нефти группы		
	1	2	3
Массовая доля воды, %, не более	0,5	0,5	1,0
Концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100	300	900
Массовая доля механических примесей, %, не более		0,05	
Давление насыщенных паров, кПа (мм рт.ст.), не более	66,7 (500)	66,7 (500)	66,7 (500)
Содержание хлорорганических соединений, млн.-% (ppm)	Не нормируется. Определение обязательно		

Газпром нефть | 18

**Виды нефти (по массовой доле
сероводорода и легких меркаптанов)**

Наименование показателя	Норма для нефти группы		
	1	2	3
Массовая доля сероводорода, млн. ⁻¹ (<i>ppm</i>), не более	20	50	100
Массовая доля метил и этилмеркаптанов в сумме, млн. ⁻¹ (<i>ppm</i>), не более	40	60	100
<i>Примечание:</i> Нефть с нормой «менее 20 млн. ⁻¹ (<i>ppm</i>) по показателю 1 таблицы считают не содержащей сероводород			

Газпром нефть | 19

Условное обозначение нефти

Условное обозначение нефти нефти состоит из 4-х цифр, соответствующих обозначениям класса, типа, группы и вида нефти. При поставке на экспорт к обозначению типа добавляется индекс «Э».

Примеры:

- 1) Нефть (при поставке потребителю в России) массовой доли серы 1,15 % (класс 2), плотностью при 20 °C 860,0 кг/м³ (тип 2), концентрации хлористых солей 120 мг/дм³, массовой доли воды 0,40 % (группа 2), при отсутствии сероводорода (вид 1) обозначают «2.2.2.1 ГОСТ Р 51858-2002».
- 2) Нефть (при поставке на экспорт°) массовой доли серы 1,15 % (класс 2), плотностью при 20 °C 860,0 кг/м³, объемной доли фракции до 200 °C 26 %, до 300 °C 46 %, до 350 °C 55 %, массовой доли парафина 4,1 % (тип 2Э), концентрации хлористых солей 90 мг/дм³, массовой доли воды 0,40 % (группа 1), при отсутствии сероводорода (вид 1) обозначают «2.2Э.1.1 ГОСТ Р 51858-2002».

Эталонные марки нефти

Марка нефти	Месторождения нефти	Плотность кг/м3	Содержание серы, %
Brent	Северное море	825-828	0.37
WTI	Техас (США)	825	0.4-0.5
Urals	Зап. Сибирь и Поволжье	860-871	1.3
Siberian Light	Зап. Сибирь	845-850	0.6
ESPO	Восточная Сибирь	845-850	0.62
ARCO (Arctic Oil)	Приразломное (Россия)	906	2-3
Iran Heavy	Иран	875	1.77

Газпром нефть | 21

Добыча нефти в странах по сортам, %

Плотность	Содержание серы	Россия	Казахстан	Норвегия	Ближний Восток	Ливия	Нигерия	Китай	Мексика	Венесуэла	Северная Америка
Легкая	Низкое		7,8	73,2	2,8	94,4	51,2	6,6			
	Среднее		92,2		6,9			0,9	4		45
	Высокое				10						
Средняя	Низкое			17,2			48,8	63,5			28
	Среднее				1,2			15,6			
	Высокое				77,3	5,6		0,5	23,3	42,8	
Тяжелая	Низкое							12,9			
	Среднее			9,6							
	Высокое				1,8				72,7	57,2	27

Газпром нефть | 22

Фазовые диаграммы пар-жидкость

Газпром нефть | 23

Степени свободы термодинамической системы

Правило фаз Гиббса:

Если N -компонентная система находится в состоянии термодинамического равновесия под воздействием двух интенсивных параметров – давления и температуры, и число фаз равно m , то число независимых переменных, характеризующих эту систему,

$$F = N - m + 2$$

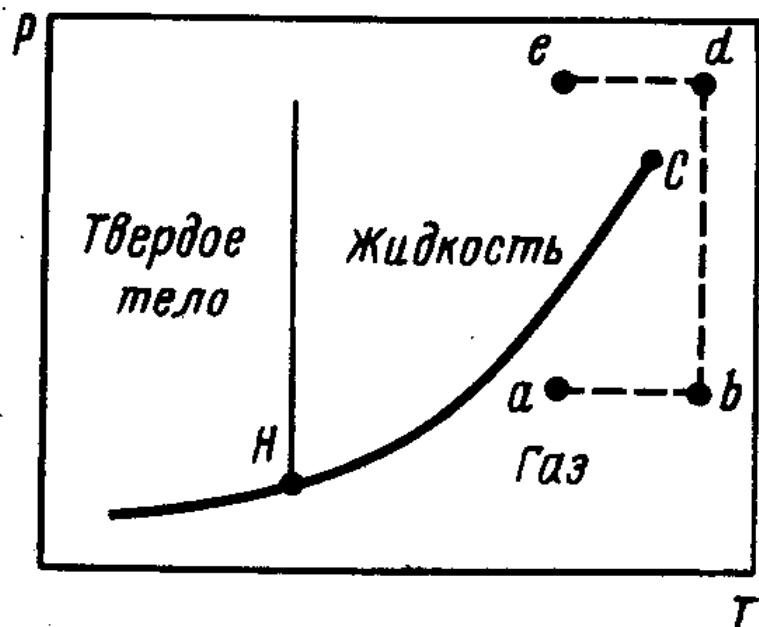
Переменными, характеризующими систему, являются мольные доли компонентов в фазах, давление и температура.

Параметр **F - число термодинамических степеней свободы**.

Правило фаз дает ответ на **2 основных вопроса**:

- Каково максимальное количество фаз в системе с числом компонентов N Ответ: $N+2$ (при этом $F=0$)
- Какое число независимых переменных системы нужно задать для однозначного определения значений остальных переменных

Фазовая диаграмма “давление-температура” чистого вещества



Газпром нефть | 25

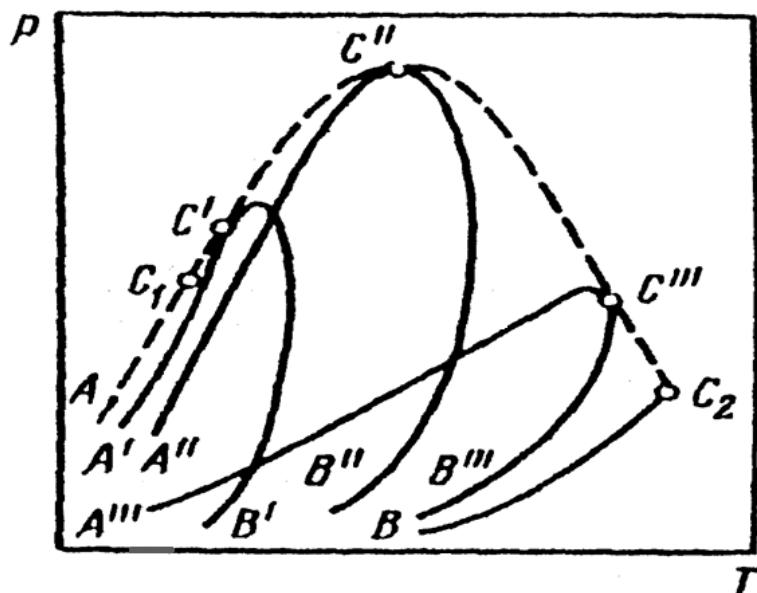
Свойства углеводородных и неуглеводородных компонентов

Компоненты	Молярная масса M, г/моль	Критическое давление P _c , МПа	Критическая температура T _c , К	Критический объем V _c , м ³ /кмоль	Ацентрический фактор ω
Метан CH ₄	16.043	4.604	190.6	0,0993	0.0115
Этан C ₂ H ₆	30.070	4.880	305.4	0,1479	0.0908
Пропан C ₃ H ₈	44.094	4.249	369.8	0,2029	0.1454
Изобутан i-C ₄ H ₁₀	58.124	3.648	408.2	0,2627	0.1756
Нормальный бутан n-C ₄ H ₁₀	58.124	3.797	425.2	0,2547	0,1928
Изопентан i-C ₅ H ₁₂	72.151	3.381	460.4	0,3058	0.2273
Нормальный пентан n-C ₅ H ₁₂	72,151	3,369	469.7	0,3040	0,2510
Нормальный гексан n-C ₆ H ₁₄	86.178	3.012	507.4	0,3701	0.2957
Нормальный гептан n-C ₇ H ₁₆	100.205	2.736	540.3	0,4322	0.3506
Азот N ₂	28.02	3.399	126.2	0,0852	0.0450
Диоксид углерода CO ₂	44.01	7.382	304.2	0,0940	0.2310
Сероводород H ₂ S	34.08	9.005	373.6	0,0976	0.1000

$$\omega = -1 - \log_{10} \left(\frac{P^{sat}}{P_c} \right)_{T=0.7T_c}$$

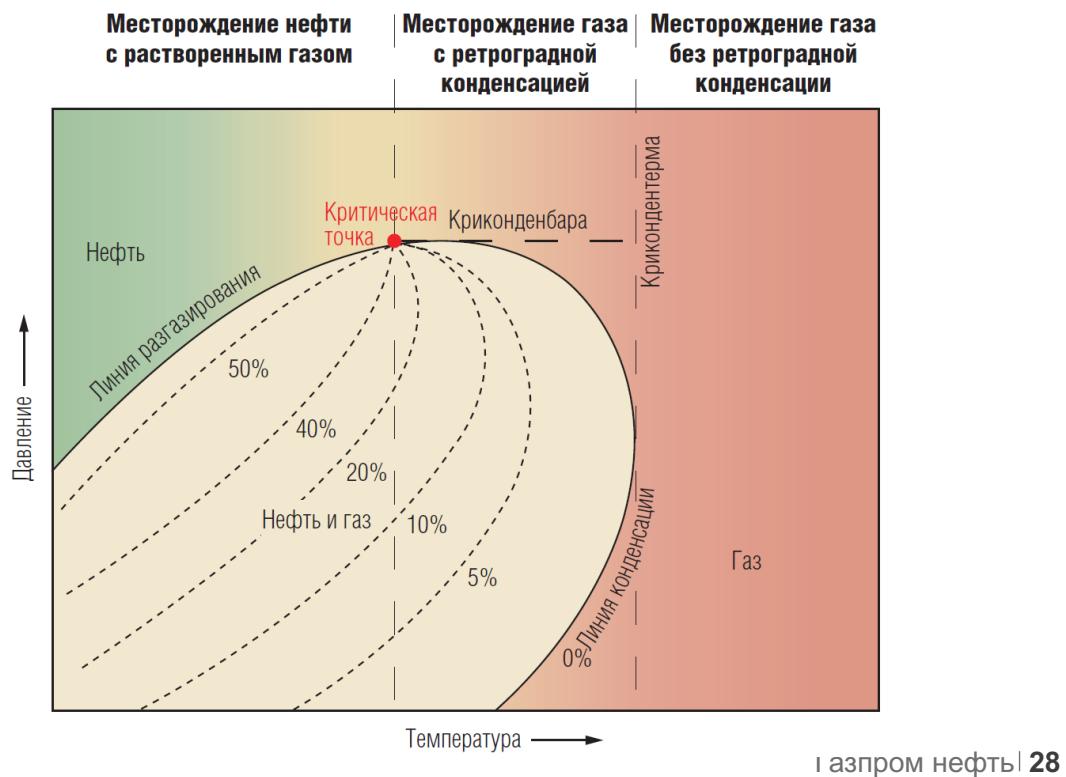
Газпром нефть | 26

Фазовая диаграмма “давление-температура” бинарной системы

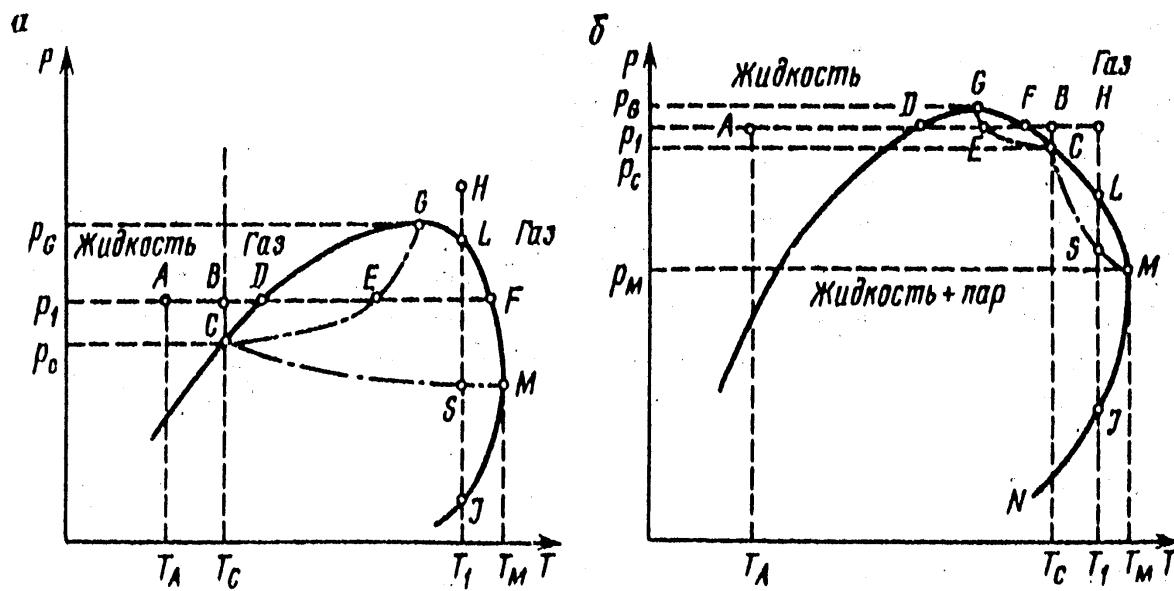


C₁, C₂ – критические точки 1-го и 2-го веществ

Фазовая диаграмма пластовой системы

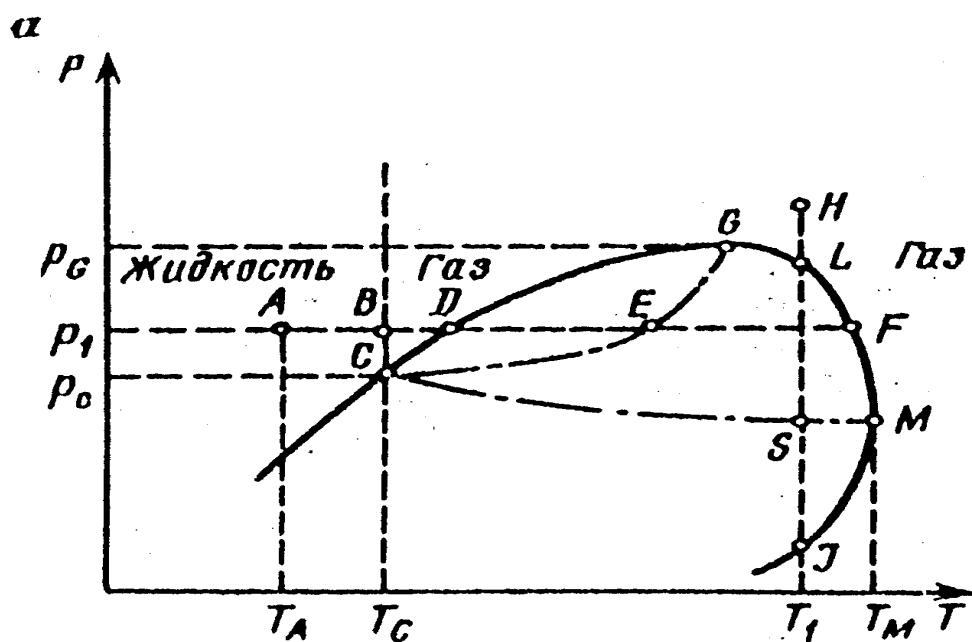


Фазовая диаграмма “давление-температура” при расположении критической точки левее (а) и правее (б) криконденбары



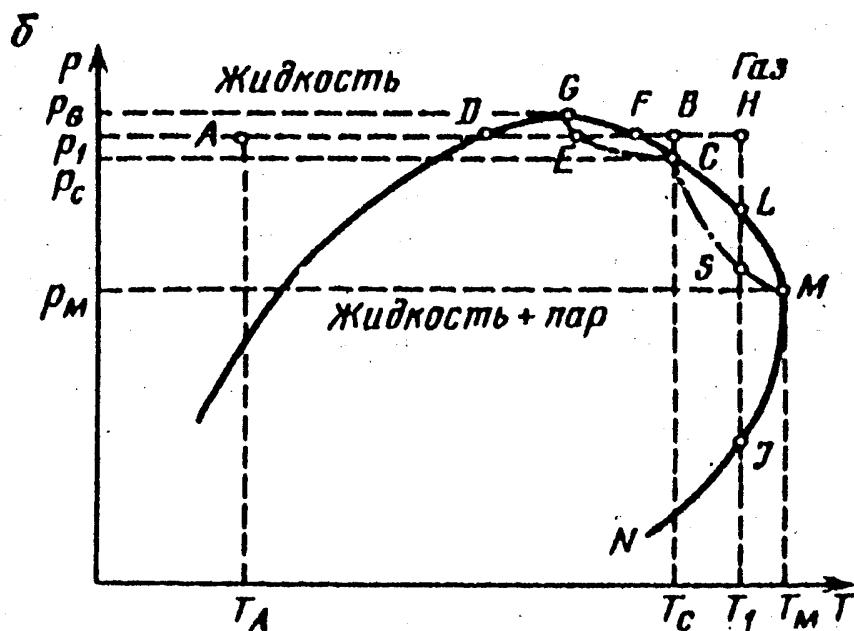
Газпром нефть | 29

Фазовая диаграмма “давление-температура” при расположении критической точки левее криконденбары



Газпром нефть | 30

Фазовая диаграмма “давление-температура” при расположении критической точки правее криконденбары



Газпром нефть | 31

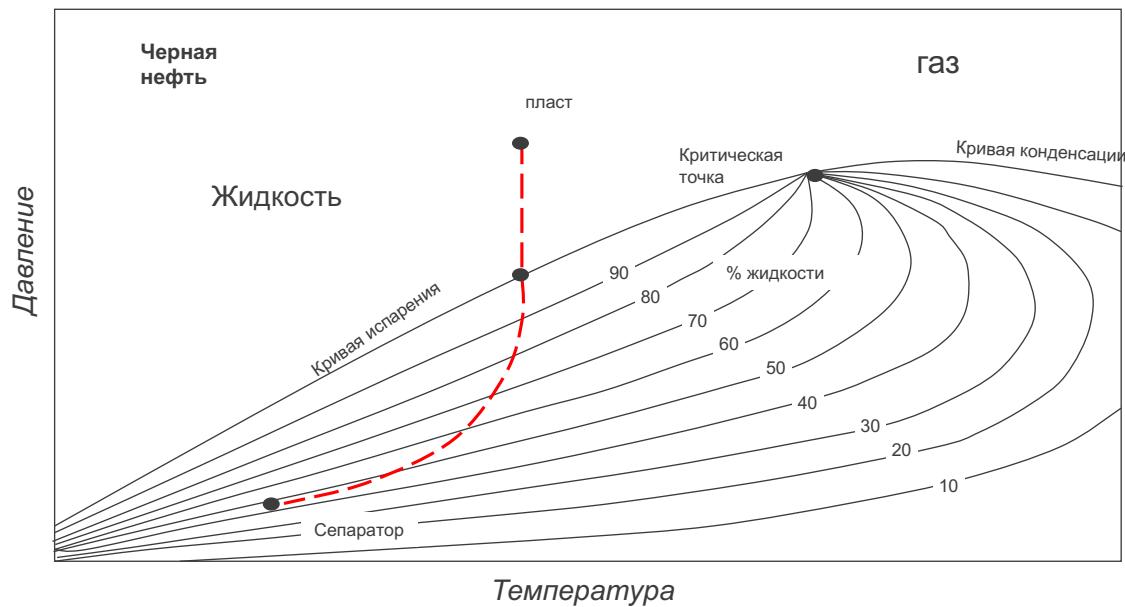
Упражнение 1

Газпром нефть | **32**

ТИПЫ ПЛАСТОВЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СМЕСЕЙ

- **Черная нефть (black oil или ordinary oil)**
- **Летучая нефть (volatile oil)**
- **Газоконденсат (gas condensate, retrograde gas)**
- **Жирный газ (wet, fat gas)**
- **Сухой газ (dry, lean gas)**

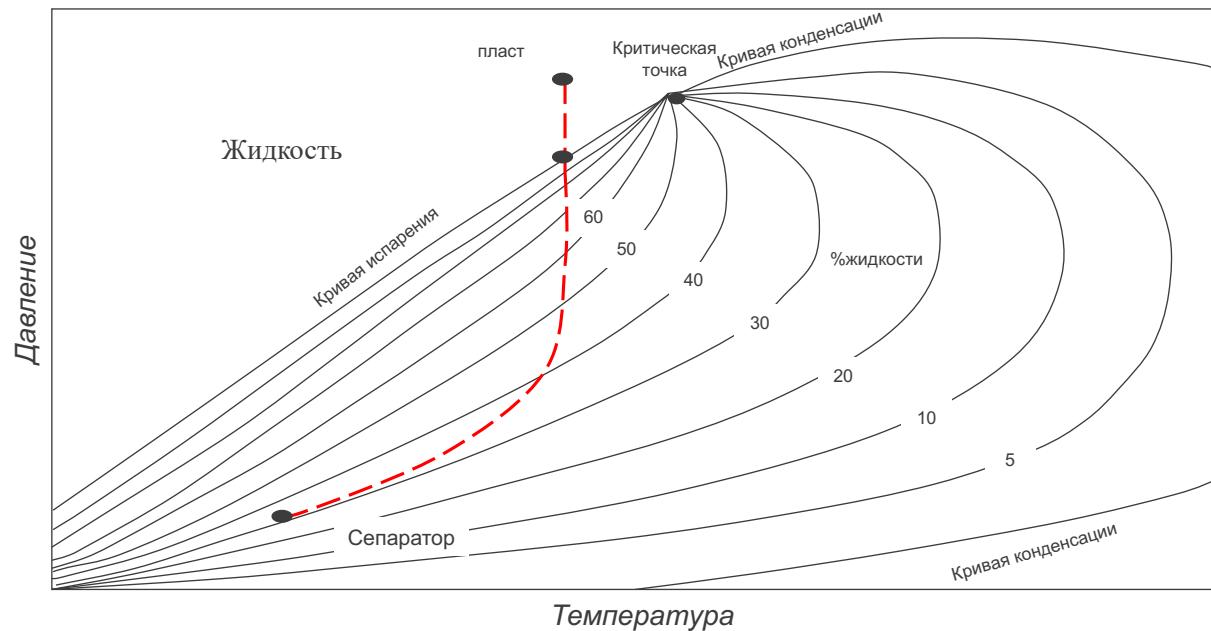
1.Черная нефть



- 1. Изоплеры расположены равномерно
- 2. Газовый фактор $< 360 \text{ м}^3/\text{м}^3$
- 3. Относительная плотность нефти $\gamma_o > 0.830$
- 4. Объёмный фактор $Bo < 2$

Газпром нефть | 34

2. Летучая нефть

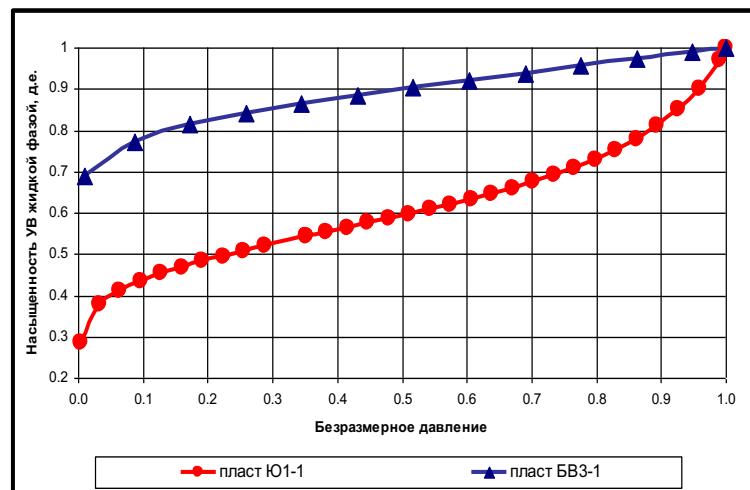


1. Разные расстояния между изоплерами
2. Тс близка к Тпл, но Тс > Тпл
3. $360 < \text{Газовый фактор} < 600 \text{ м}^3/\text{м}^3$
4. $0.780 < \gamma_o < 0.830$
5. Объёмный коэффициент 2 и больше

Газпром нефть | 35

ТИПЫ ПЛАСТОВЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СМЕСЕЙ

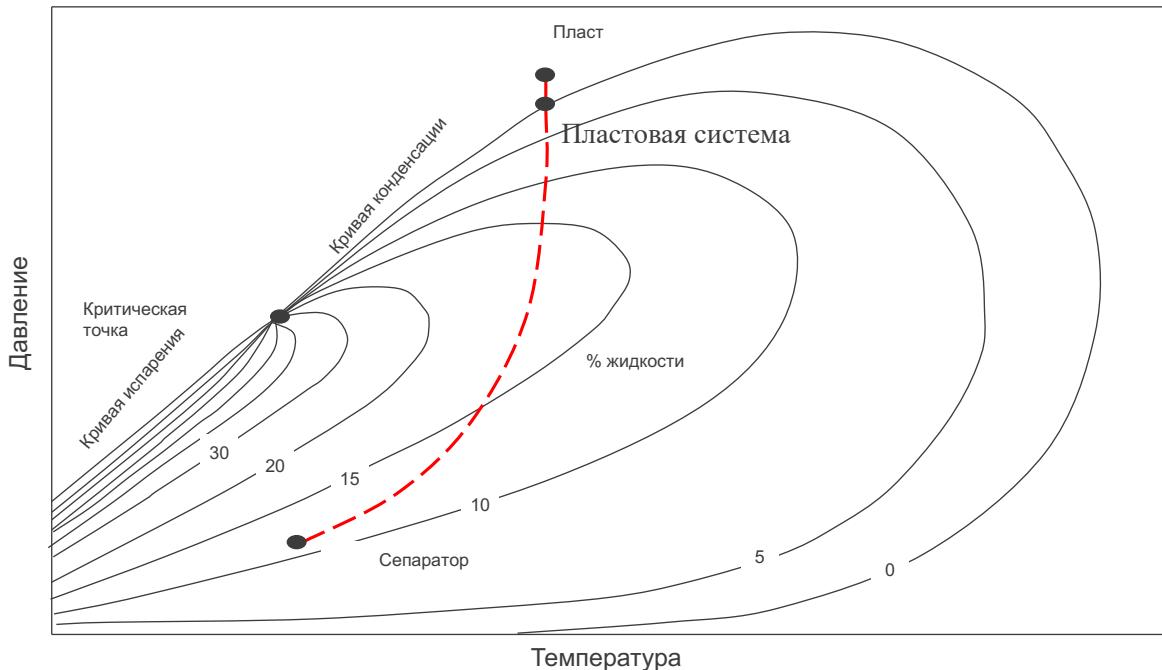
Сравнение усадки черной и летучей нефти при снижении пластового давления ниже давления насыщения



БВ3-1: CH₄ - 25.8 % мол., C₇₊ - 41.5 % мол.
Ю1-1 : CH₄ - 56.2 % мол., C₇₊ - 16.6 % мол.

Газпром нефть | 36

3. Газоконденсатная смесь



Газпром нефть | 37

Группы газоконденсатных залежей

- **Низкоконденсатные**

с содержанием конденсата менее 25 г/м³

- **Среднеконденсатные**

с содержанием конденсата от 25 г/м³ до 100 г/м³

- **Высококонденсатные**

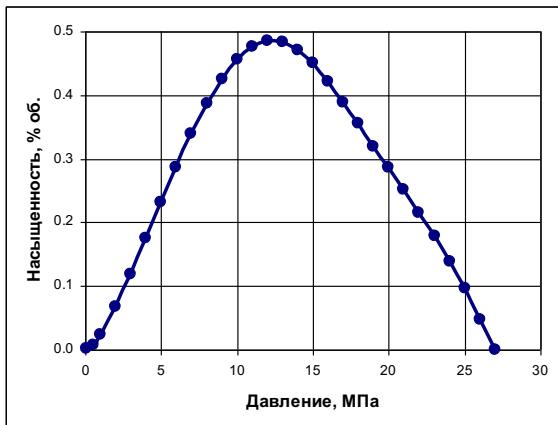
с содержанием конденсата от 100 г/м³ до 500 г/м³

- **Уникальноконденсатные**

с содержанием конденсата более 500 г/м³

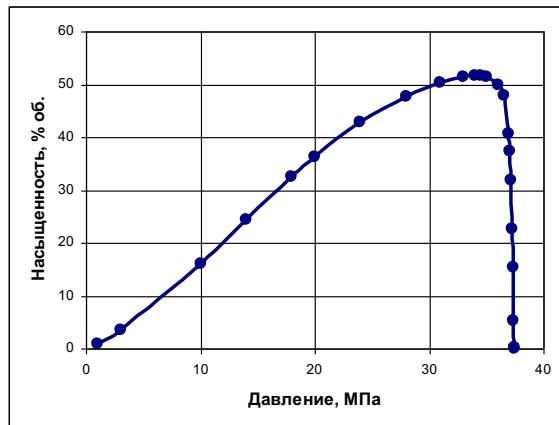
ТИПЫ ПЛАСТОВЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СМЕСЕЙ

**Динамика насыщенности пласта ретроградной УВ жидкостью
по результатам контактной конденсации средне- и
универсальноконденсатного пластовых УВ флюидов при пластовой
температуре**



CH₄ – 89.63 % мол., C₇₊ - 1.10 % мол

ПС5+: 81.4 г/м³ сухого газа

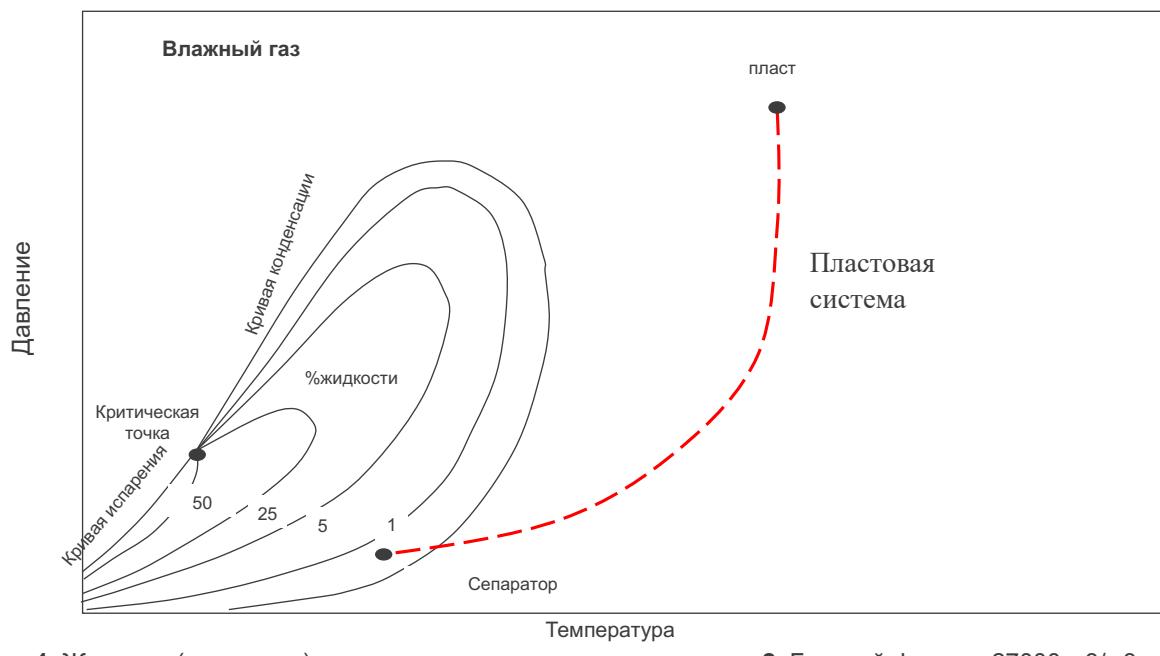


CH₄ – 61.4 % мол., C₇₊ - 11.6 % мол.

ПС5+: 1240 г/м³ сухого газа

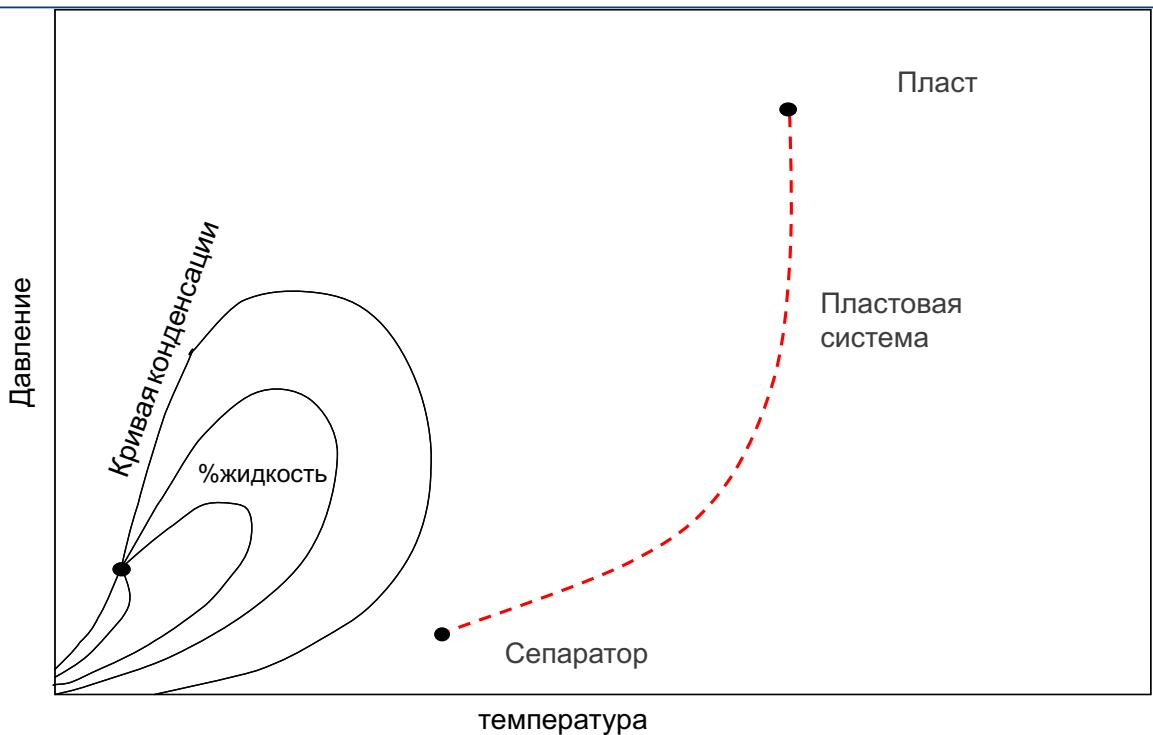
Газпром нефть | 39

4. Жирный газ



Газпром нефть | 40

5. Сухой газ



Газпром нефть | 41

ТИПЫ ПЛАСТОВЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СМЕСЕЙ

Классификация залежей по свойствам пластовых смесей

(по Г.Ф.Требину, Н.В.Чарыгину, Т.М.Обуховой)

<i>Залежь</i>	<i>Плотность при пластовых условиях, кг/м³</i>	<i>Молекулярная масса</i>
Газовая	$< 225 \div 250$	< 20
Газоконденсатная	$225 \div 450$	$20 \div 40$
Нефтяная переходного состояния	$425 \div 650$	$35 \div 80$
Нефтяная	$625 \div 900$	$75 \div 275$
Тяжелой нефти и твёрдых углеводородов	> 875	> 225

Газпром нефть | 42

ТИПЫ ПЛАСТОВЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СМЕСЕЙ

Характерные признаки типов пластовых флюидов залежей природных углеводородов

Свойство флюида	Тип флюида				Источник данных
	Нефть черная	Нефть Летучая	Газоконденсат (конденсатный газ)	Газ (жирный, сухой)	
<i>Промысловые данные</i>					
- начальный газовый фактор, м ³ /м ³	< 270	270 ÷ 620	> 620		Кронквист Ч.
	< 360	360 ÷ 540	540 ÷ 27000	> 27000	Moses P.
	< 360	360 ÷ 600	600 ÷ 27000 (иногда выше)	> 27000	McCain W.D.
	< 400	400 ÷ 1100	1100 ÷ 18000	> 18000	Катц Д. и др.
	< 500 - нефть		> 1200		Островская и др.
	< 630 - нефть		> 900		Eilerts и др.
	< 1200 - нефть		1200 ÷ 18000	> 18000	Фаниев и др.
- плотность сепарированной УВ жидкости, кг/м ³	< 825				Кронквист Ч.
	> 830	≤ 830	≤ 830		Moses P.
	> 830	≤ 830	720 ÷ 830		McCain W.D.
	> 780		≤ 780		Eilerts et al.]
<i>Лабораторные данные</i>					
- C ₇₊ , % мол.	> 20	12.5 ÷ 20	< 12.5		Moses P.
	> 20	12.5 ÷ 20	< 12.5		McCain W.D.
	> 11 - нефть		≤ 11		Кронквист Ч.
- C ₅₊ , % мол.				< 0.2	Коротаев и др.
- Объемный коэффициент (ступенчатая сепарация)	< 2	≥ 2			Moses P.
	< 2	≥ 2			McCain W.D.
	≤ 1.75	> 1.75			Кронквист Ч.

Газпром нефть | 43

ТИПЫ ПЛАСТОВЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СМЕСЕЙ

Выводы:

- *Четких границ* между свойствами пластовых флюидов соседних типов *не существует*. Границные значения параметров смесей перекрывают друг друга. Это особенно показательно при разграничении газоконденсатных залежей и нефтяных залежей переходного состояния (летучих нефтей)
- *Обычно* при газовом факторе $\Gamma < 540 \text{ м}^3/\text{м}^3$ пластовая УВ смесь – нефть, а при $\Gamma > 1200 \text{ м}^3/\text{м}^3$ - природный газ.
Природные УВ флюиды с газовым фактором от 540 до 1200 $\text{м}^3/\text{м}^3$ могут быть, в зависимости от компонентного состава и пластовой температуры, как пластовой нефтью, так и - газоконденсатной системой;
- *Обычно* если в пластовой смеси $C7+ > 13 \% \text{ мол.}$ – нефть, а при $C7+ < 11 \% \text{ мол.}$ – природный газ.

Газпром нефть | 44

Упражнение 2

Новая скважина проходит три отдельных нефтегазоносных интервала. Давление и температура в середине зоны перфорации одного из интервалов 4,8 МПа и 339 К. В результате суточного теста на сепараторе получено: $Q_o=10,5$ м³; $Q_g=35000$ м³; относительная плотность дегазированной нефти $\gamma_o=0,893$.

Можно ли по этим данным оценить тип пластового флюида вскрытого пропластка?

Решение

1. Так как газовый фактор равен $\Gamma\Phi=35000/10,5=3333 \text{ м}^3/\text{м}^3$, то месторождение, возможно, газоконденсатное.
2. Плотность жидкой фазы высокая и при данном давлении и температуре растворить такой объём газа в ней маловероятно, то есть месторождение не газоконденсатное.
3. Скорее всего вскрыт пропласток с однофазной нефтью и происходит прорыв газа из газоносного пропластика вследствие негерметичности колонны или месторождение газонефтяное и происходит прорыв газа из газовой шапки.

Оценка типа пластовой системы

Дан компонентный состав пластовой системы (в мол. %):

N_2 - 0.09; CO_2 - 0.04; C_1 - 49.06; C_2 - 2.73; C_3 - 3.04;

iC_4 - 1.49; nC_4 - 2.18; iC_5 - 1.3; nC_5 - 1.19; C_6 - 1.91;

C_{7+} - 36.97 ($T_{c7+}=707$ К ; $P_{c7+}=15$ бар; $V_{c7+}=0.88$ м³/кмоль)

$P_{пл}=275$ бар , $T_{пл} = 332$ К

Оценить тип пластовой системы!

Оценка пластовой системы

Решение:

Так как $C7+ = 36,97\% \text{ мол.} > 13\% \text{ мол.}$, то
месторождение нефтяное

Упражнение 3

Газпром нефть | 49

Упражнение 4

Газпром нефть | **50**

2 Лекция 24.10.2022 (Брусиловский А.И.)

Промысловые и лабораторные исследования пластовых флюидов

Газпром нефть | 51

PVT - анализ

Базовые параметры пластовых УВ флюидов:

Нефтяная система -

давление насыщения P_b , объемный коэффициент нефти B_o , газосодержание (при $P>P_b$) R_{sb} , относительная плотность нефти γ_o , относительная плотность газа γ_g , вязкость нефти μ_o , компонентный состав Z_i

Газоконденсатная система -

компонентный состав y_i , давление начала ретроградной конденсации, Z – фактор, потенциальное содержание C_{5+} , коэффициент извлечения по результатам дифференциальной конденсации

Сухой газ -

компонентный состав y_i , относительная плотность γ_g , Z – фактор, объемный коэффициент B_g , вязкость μ_g

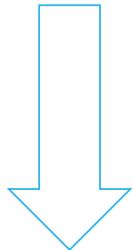
Жирный газ -

вышеперечисленное для сухого газа плюс информация о термодинамических условиях выпадения конденсата, его количестве и свойствах.

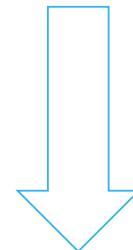
Газпром нефть | 52

Исследования пластовой нефти

Исследования пластовой нефти



Глубинные пробы



Пробы из сепаратора

Глубинные пробы нефти

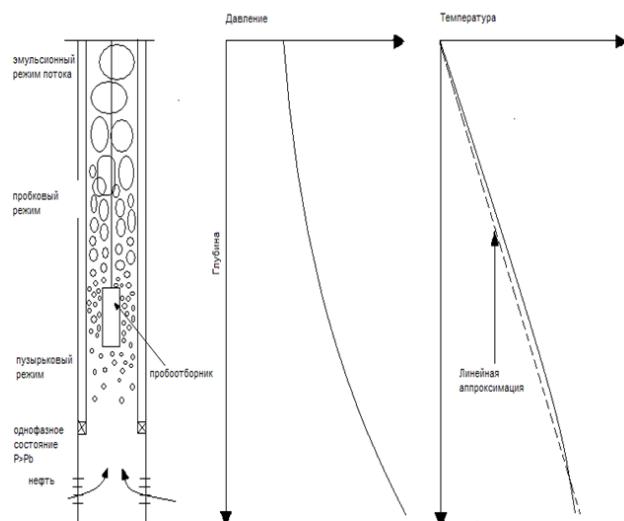
Необходимое условие для достоверности параметров – равномерный охват (охарактеризованность) пластов кондиционными (представительными) пробами пластовой нефти



Газпром нефть | 54

Отбор губинных проб

Ключевые проблемы:



1. Забор пробы выше допустимой глубины
2. Негерметичность приёмной камеры
3. Отбор проб из неподготовленной скважины

Требования к «идеальному» пробоотборнику

- Обеспечение заданной глубины отбора пробы
- Надёжная герметичность
- Фиксирование термобарических условий отбора пробы
- Простота и надёжность в эксплуатации
- Безопасность в эксплуатации

Сравнительная характеристика пробоотборников

Наименование	ВПП - 300	ИМСП - 22
Дата разработки	1968 г.	2000 г.
Предельное давление Р, бар	300	600
Предельная температура Т, К	373	398
Система управления клапанным механизмом	Капиллярные часы	Электронный таймер
Система измерения РТ по стволу скважины	отсутствует	Встроенные термометр и манометр
Система фиксирования момента открытия камеры	отсутствует	Электромагнитный датчик
Система фиксирования глубины спуска	отсутствует	Магнитный локатор муфты
Контроль герметичности камеры	отсутствует	Электромагнитный датчик

Газпром нефть | 57

Модульный динамический пластоиспытатель MDT

- 1.Осуществляется вызов притока на малых депрессиях при помощи встроенного насоса.
- 2.Откачка продолжается до получения пластового флюида с помощью оптического анализатора жидкости.
- 3.Производится замер пластового давления (КПД, КВД) на двух расстояниях по вертикали от точки возмущения для оценки как горизонтальной, так и вертикальной проницаемости.
- 4.Отбирается проба пластового флюида с сохранением пластовых условий.



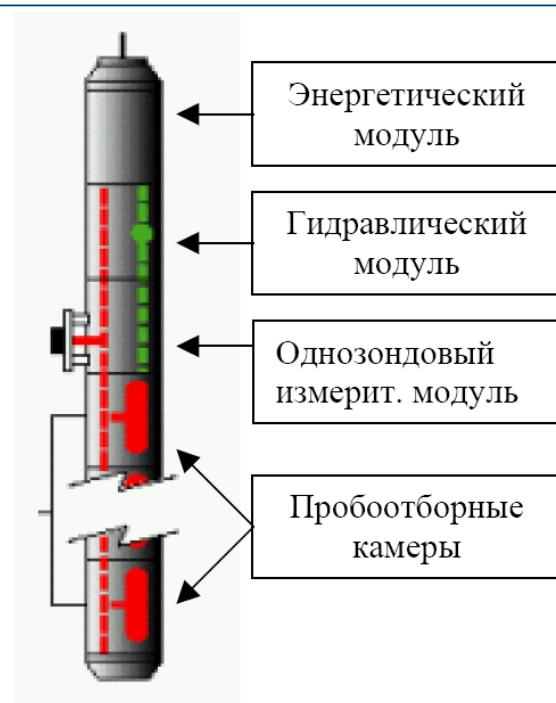
(Прибор компании Шломберже)

Газпром нефть | 58

Конструкция прибора

Технические характеристики:

Длина прибора	6.5 м
Min диаметр ствола скважины	146 мм
Max температура	175 С
Max давление	1360 атм
Вес прибора	318 кг

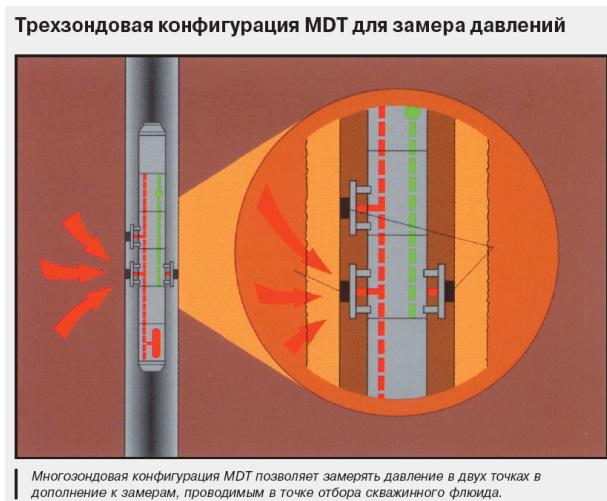


(Технология компании Шлюмберже)

Газпром нефть | 59

Определяемые параметры

1. Замеры пластовых давлений (высокоточный кварцевый манометр): КПД+КВД и расчет подвижности пластового флюида
2. Определение ВНК и НГК путём построения градиентов давления
3. Отбор пластовых флюидов с контролем качества отбираемого флюида. Пробы 3.8, 10.4, 22.7 литра.
4. Определение радиальной и вертикальной проницаемости.



(Технология компании Шлюмберже)

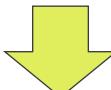
Газпром нефть | 60

Условия пробоотбора

Пробоотборник №	
Глубина отбора пробы	
Давление в точке отбора	
Температура в точке отбора	
Депрессия на пласт	
Время отбора	
Подготовка пробы	
Давление	
Температура	
Продолжительность	

Газпром нефть | 61

Наиболее частые следствия использования непредставительных глубинных проб пластовой нефти

- занижение газосодержания пластовой нефти
 - занижение объемного коэффициента (завышение пересчетного коэффициента)
 - ошибки в определении базовых параметров пластовой системы
- 
- завышение геологических запасов нефти
 - занижение геологических запасов растворенного газа
 - занижение КИН по фактическим данным добычи
- недопустимые ошибки при оценке PVT-свойств в технологических расчетах и проектировании системы добычи

Газпром нефть | 62

Требования к отбору проб на сепараторе

Условия при отборе проб:

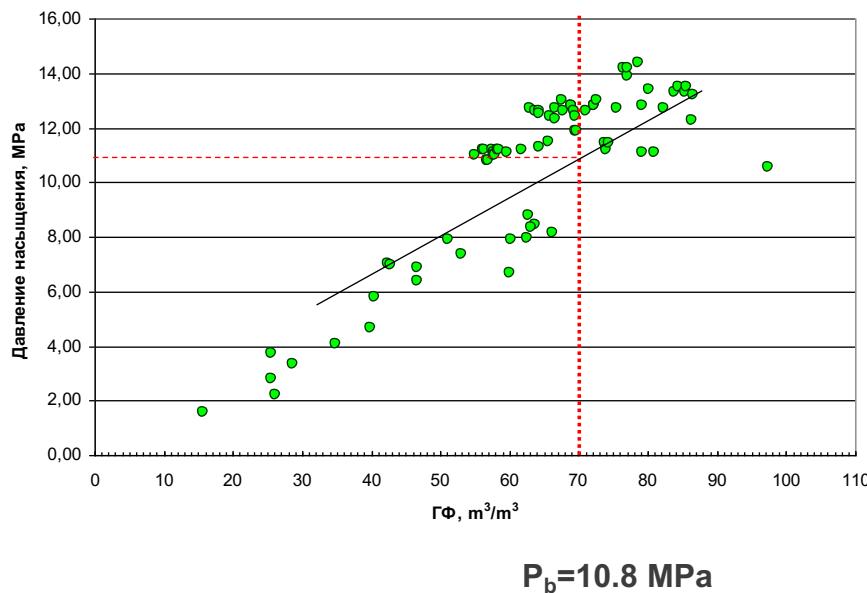
1. Сепаратор должен быть оборудован регулятором уровня и иметь линию сброса воды
2. Сепарация должна осуществляться без выбросов нефти в газовую фазу
3. Скорость газа в сепараторе не должна превышать 0,3-0,4 м/с, скорость нефти – 0,001м/с
4. Скважина должна быть оборудована расходомером на газоотводной линии для определения дебита газа
5. Пробы нефти и газа из трапа отбираются при максимальном давлении в нем

Процедура принятия решения для оценки PVT - свойств

Газпром нефть | **64**

Процедура принятия решения для оценки PVT-свойств

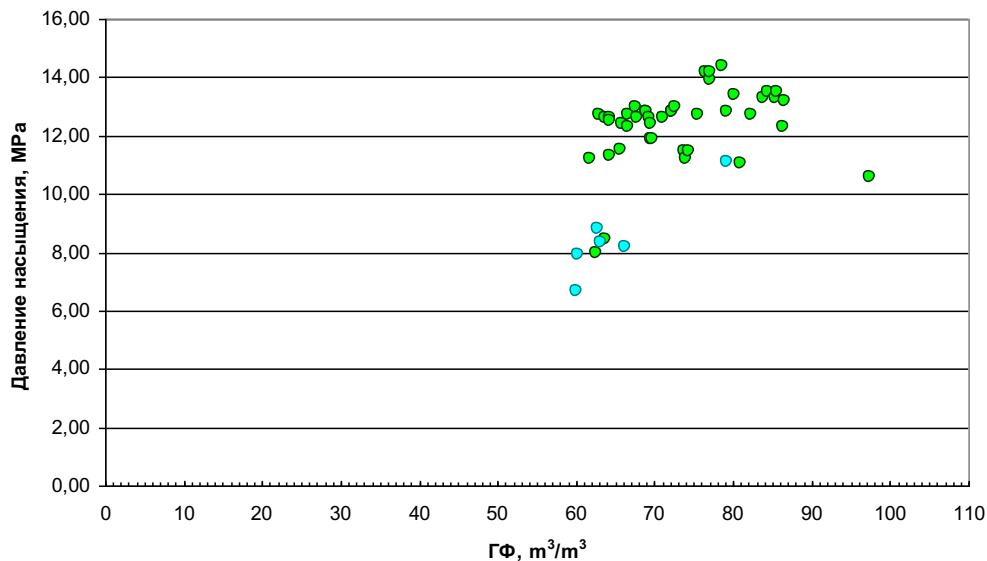
1. Удаляются разгазированные пробы



Газпром нефть | 65

Процедура принятия решения для оценки PVT-свойств

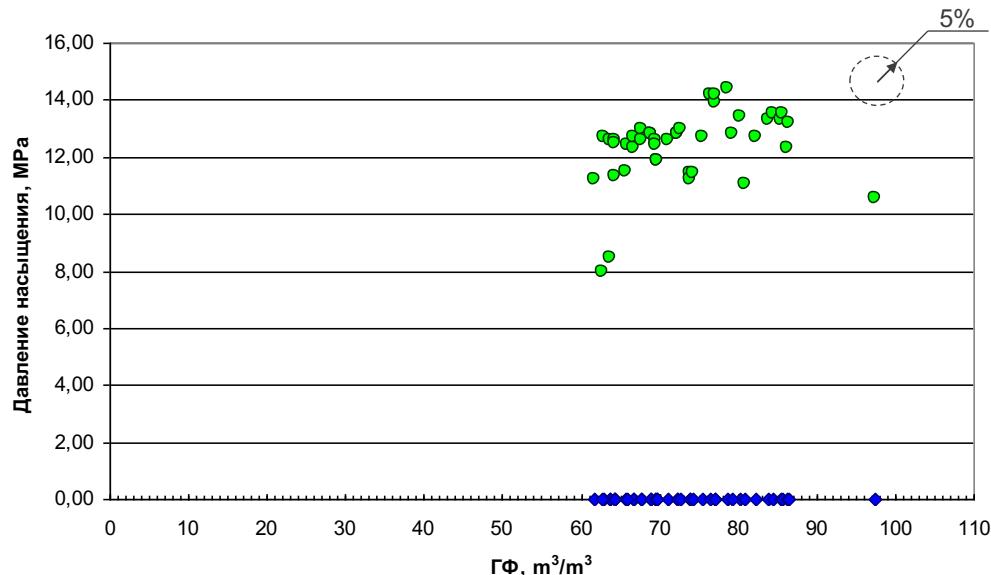
2. Удаляются пробы с ошибочными плотностями нефти



Газпром нефть | 66

Процедура принятия решения для оценки PVT-свойств

3. Рассматриваются свойства для каждой пробы

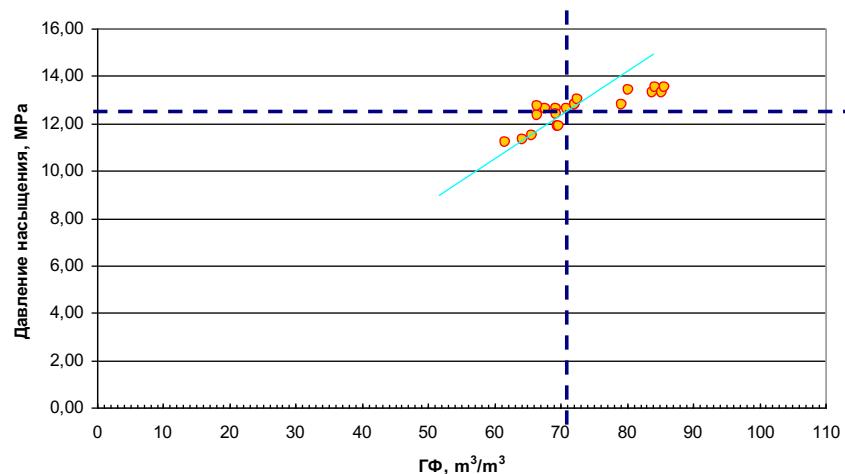


Газпром нефть | 67

Процедура принятия решения для оценки PVT-свойств

4. Проверяется отклонение. Удаляются пробы, у которых ошибка превышает критическую

5. Вычисляется среднее значение для объекта



$$P_b = 10.8 \text{ МПа} \rightarrow P_b = 12.4 \text{ МПа}$$

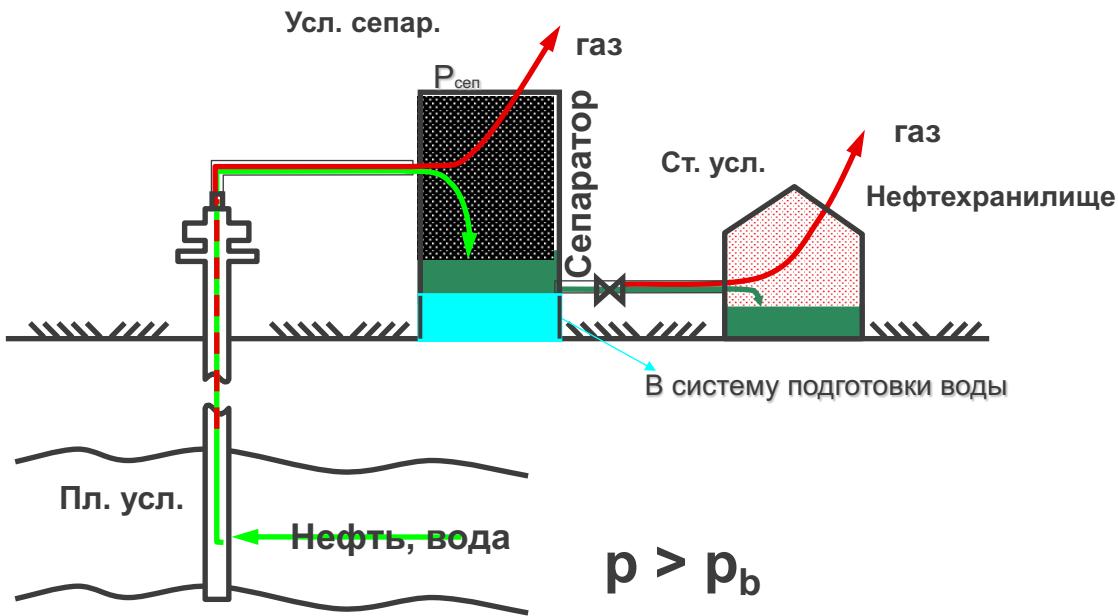
Газпром нефть | 68

3 Лекция 25.10.2022 (Брусиловский А.И.)

Исследования пластовой нефти, в которых определяются базовые параметры

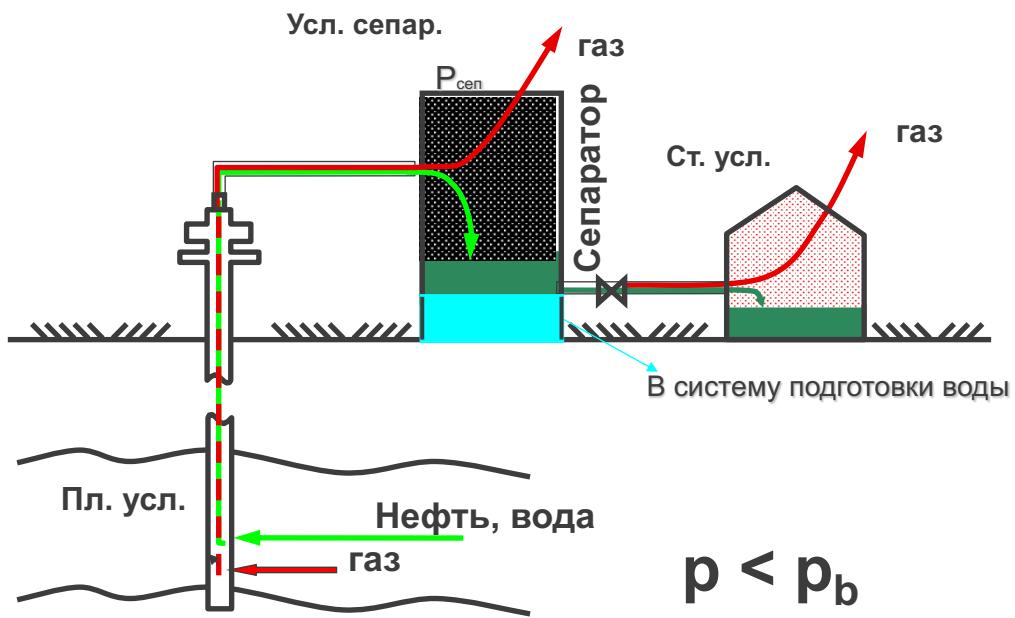
- **Контактное разгазирование** – процесс, когда выделившийся газ не удаляется и находится в равновесии с жидкой фазой. Состав смеси постоянен.
- **Контактное разгазирование** при стандартных условиях (температуре 20 °C и давлении 0,101325 МПа) называется **стандартной сепарацией**.
- **Дифференциальное разгазирование** – ступенчатое разгазирование при постоянной (пластовой) температуре с удалением газа на каждой ступени.
- **Ступенчатая сепарация** – ступенчатое разгазирование при термобарических условиях, соответствующих системе промысловой сепарации

Система добычи и подготовки нефти



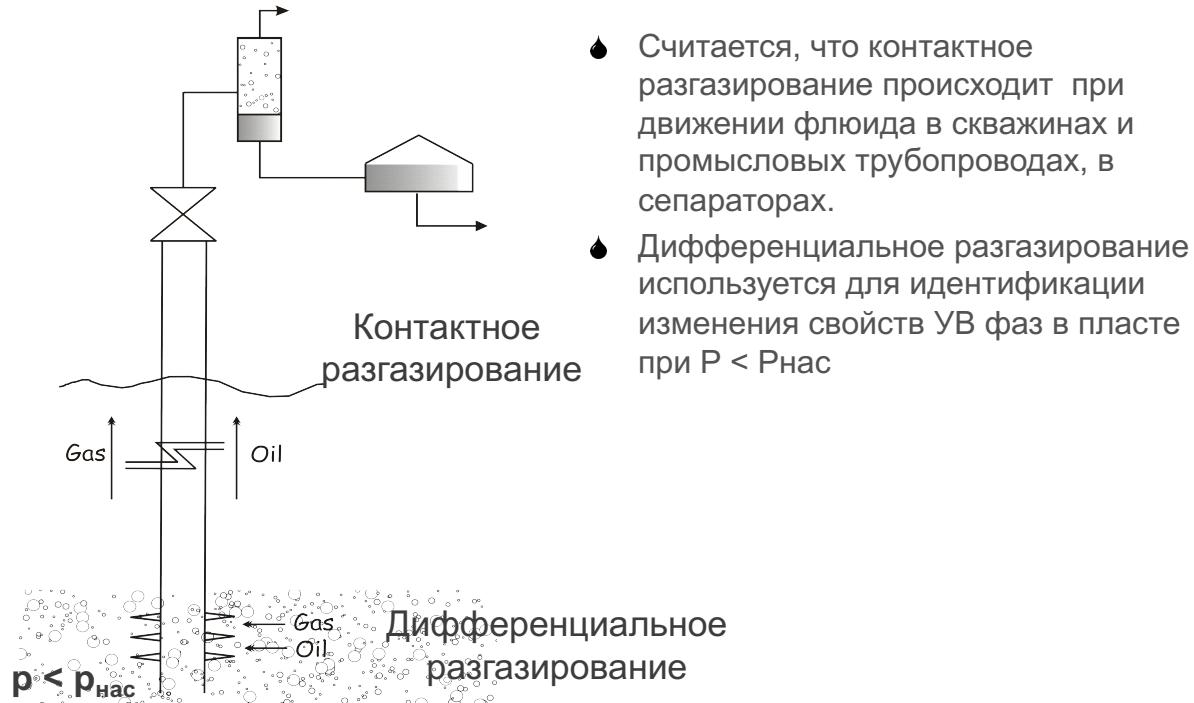
Газпром нефть | 70

Система добычи и подготовки нефти



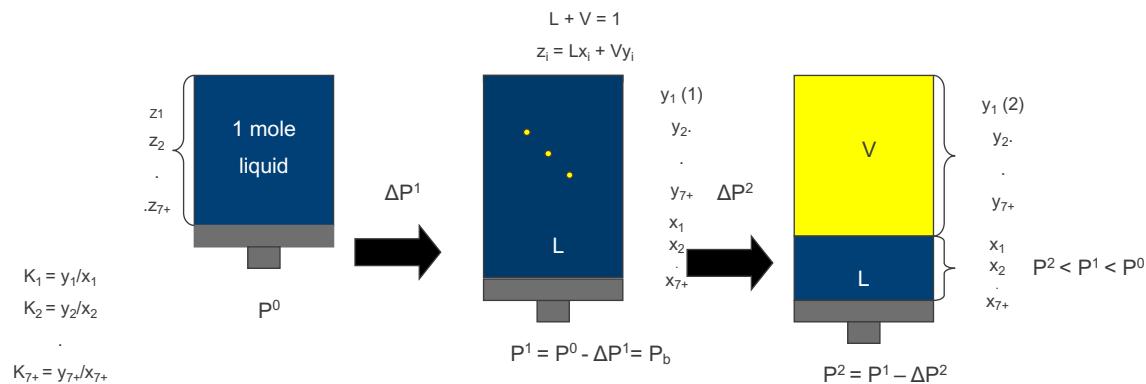
Газпром нефть | 71

Контактное и дифференциальное разгазирование



Газпром нефть | 72

Контактное (Flash) разгазирование



z = компонентный состав пластовой системы

x = мольная доля компонента в жидкой фазе

y = мольная доля компонента в газовой фазе

L = отношение молей в жидкой фазе к молям суммарного флюида

V = отношение молей в газовой фазе к молям суммарного флюида

K = константа равновесия, y/x

Газпром нефть | 73

Контактное разгазирование

- ❖ Компонентный состав системы не изменяется во время эксперимента.
- ❖ Газ остается в равновесии с жидкостью на протяжении всего эксперимента.
- ❖ Определяется зависимость между давлением и объемом при пластовой температуре. Эта зависимость позволяет определить давление насыщения , а также объемную упругость пластовой нефти.

Давление насыщения нефти газом и PV-зависимости

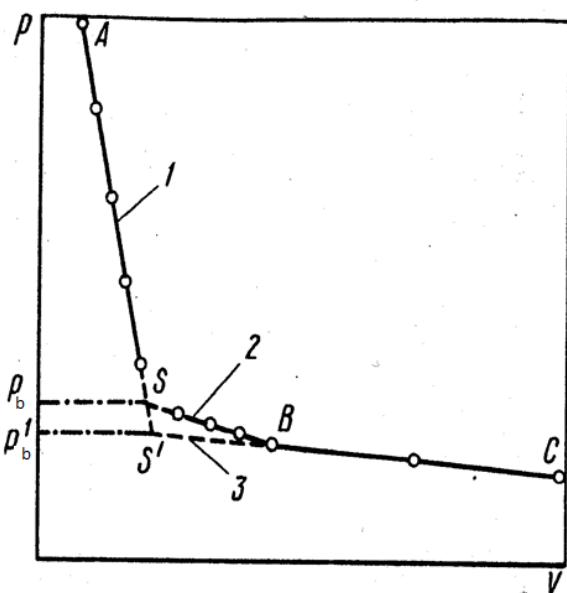


График для определения давления насыщения объемным методом:

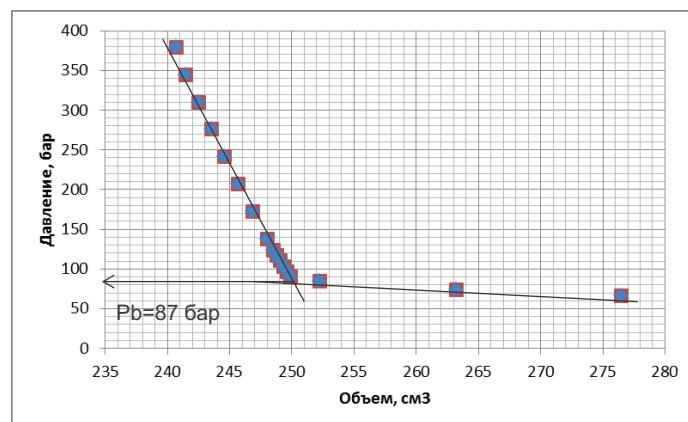
- 1) ветвь однофазного состояния нефти;
- 2) ветвь двухфазного состояния нефти при корректном проведении опыта;
- 3) ветвь двухфазного состояния нефти при некорректном проведении опыта

Упражнение: ниже приведены данные PV-зависимости.
Определите давление насыщения по результатам теста.

Давление (бар)	Объем (см3)	Давление (бар)	Объем (см3)
379,3	240,73	103,4	249,35
344,8	241,5	96,55	249,63
310,3	242,52	89,7	249,9
275,9	243,52	84,3	252,25
241,4	244,57	74,3	263,22
206,9	245,67	65,8	276,45
172,4	246,83	56,2	299,57
137,9	248,03	47	329,45
124,1	248,52	38,6	374,38
117,2	248,8	24,7	534
110,3	249,07	13,6	957,75

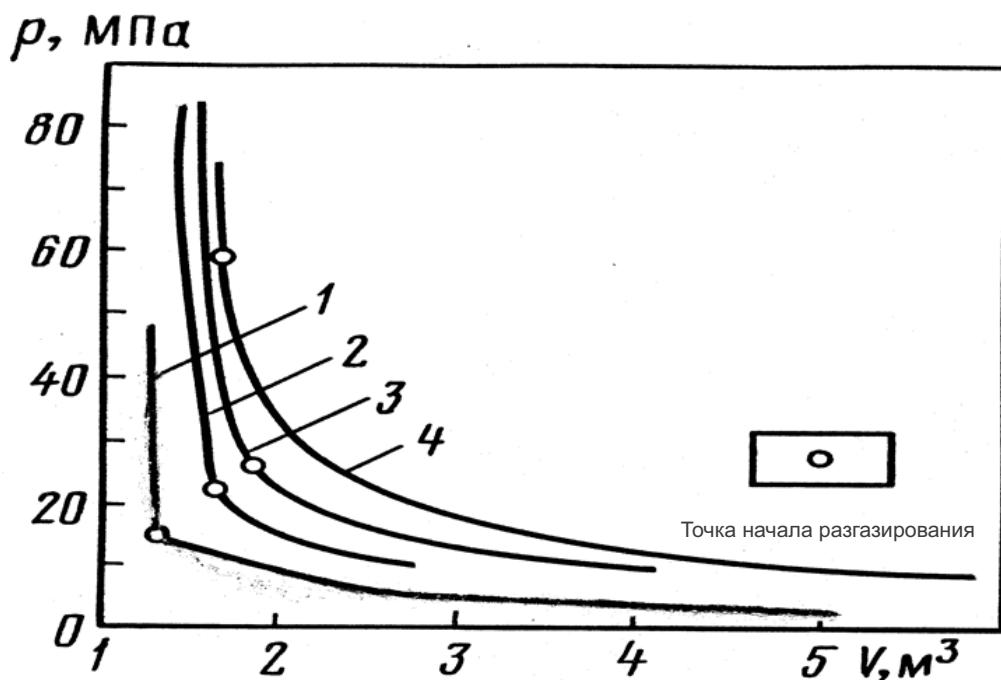
Газпром нефть | 76

Результат обработки данных в Excel



Газпром нефть | 77

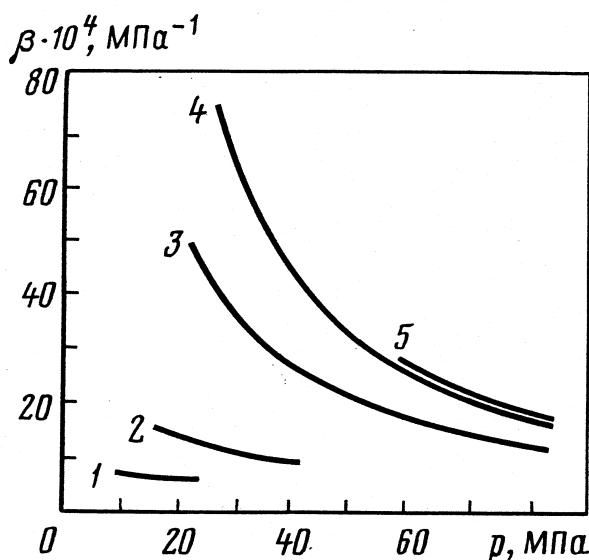
PV-изотермы пластовых нефтей различных месторождений



Газпром нефть | 78

Изотермический коэффициент сжимаемости (объемная упругость)

Для большинства нефтей
 $(10 - 50) \cdot 10^{-4} \text{ МПа}^{-1}$



$$\beta = -\frac{1}{V} \cdot \left. \frac{\partial V}{\partial p} \right|_T$$

Зависимость от давления изотермического коэффициента сжимаемости пластовых нефтей различных месторождений* при температуре:

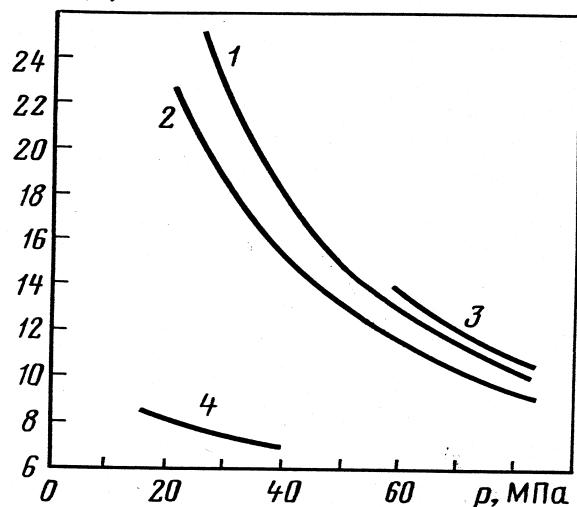
- 1) Усинское, 19 °C
- 2) Дмитриевское, 51 °C
- 3) Тенгизское (скв. 1), 51 °C
- 4) Тенгизское (скв. 1), 107 °C
- 5) Караганакское (скв. 33), 84 °C

*Брусиловский А.И. «Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа.»

Температурный коэффициент объемного расширения

Для большинства нефтей $(10 - 20) \cdot 10^{-4} \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$

$\alpha \cdot 10^4, 1/\text{ }^{\circ}\text{C}$

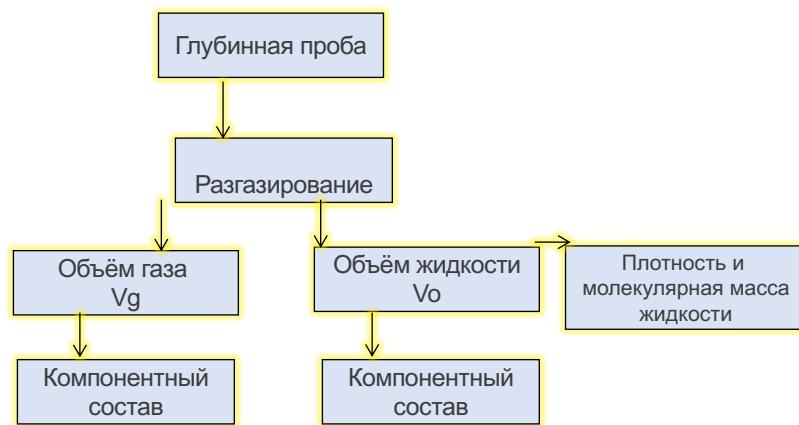


$$\alpha = \frac{1}{V} \frac{\partial V}{\partial T}$$

Зависимость от давления
температурного коэффициента
объемного расширения пластовых
нефтей различных месторождений:

1. Тенгизское (скв. 1), при $51 \text{ }^{\circ}\text{C}$
2. Тенгизское (скв. 1), при $107 \text{ }^{\circ}\text{C}$
3. Караганакское (скв. 33), при $84 \text{ }^{\circ}\text{C}$
4. Дмитриевское, при $51 \text{ }^{\circ}\text{C}$

Схема исследования при стандартной сепарации



Понятия объемного коэффициента и газосодержания

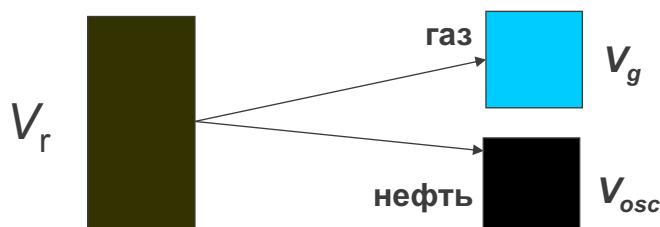
Объемный коэффициент пластовой нефти равен отношению объема, занимаемого УВ жидкой фазой пластовой смеси при пластовых условиях V_r , к объему дегазированной нефти при стандартных условиях V_{osc} :

$$B_o = V_r / V_{osc}$$

Газосодержание пластовой нефти – количество газа, выделившегося из растворенного состояния при изменении условий от пластовых до стандартных (0.101325 МПа, 20 С) и отнесенного к объему (массе) дегазированной нефти при стандартных условиях V_{osc} :

$$R_{sb} = V_g / V_{osc}$$

Глубинная пробы Стандартные условия (0.101325 МПа, 20 С)



Газпром нефть | 82

Компонентный состав и относительная плотность дегазированной нефти

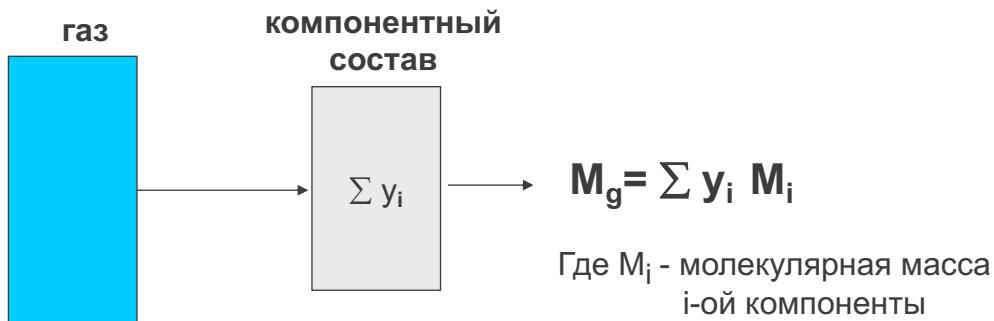
дегазированная нефть



$$\rho_o = \frac{m_o}{V_o} \longrightarrow \gamma_o = \frac{\rho_o}{\rho_w} \quad \rho_w = 1000 \frac{\kappa g}{m^3}$$

γ_o - относительная плотность нефти

Компонентный состав и относительная плотность газа



$$\gamma_g = \frac{M_g}{M_{\text{возд}}} = \frac{M_g}{28.96} \quad \gamma_g \text{ - относительная плотность газа}$$

Газпром нефть | 84

Свойства углеводородных и неуглеводородных компонентов

Компоненты	Молярная масса M, г/моль	Критическое давление P _c , МПа	Критическая температура T _c , К	Критический объем V _c , м ³ /кмоль	Ацентрический фактор ω
Метан CH ₄	16.043	4.604	190.6	0,0993	0.0115
Этан C ₂ H ₆	30.070	4.880	305.4	0,1479	0.0908
Пропан C ₃ H ₈	44.094	4.249	369.8	0,2029	0.1454
Изобутан i-C ₄ H ₁₀	58.124	3.648	408.2	0,2627	0.1756
Нормальный бутан n-C ₄ H ₁₀	58.124	3.797	425.2	0,2547	0,1928
Изопентан i-C ₅ H ₁₂	72.151	3.381	460.4	0,3058	0.2273
Нормальный пентан n-C ₅ H ₁₂	72,151	3,369	469.7	0,3040	0,2510
Нормальный гексан n-C ₆ H ₁₄	86.178	3.012	507.4	0,3701	0.2957
Нормальный гептан n-C ₇ H ₁₆	100.205	2.736	540.3	0,4322	0.3506
Азот N ₂	28.02	3.399	126.2	0,0852	0.0450
Диоксид углерода CO ₂	44.01	7.382	304.2	0,0940	0.2310
Сероводород H ₂ S	34.08	9.005	373.6	0,0976	0.1000

$$\omega = -1 - \log_{10} \left(\frac{P^{sat}}{P_c} \right)_{T=0.7T_c}$$

Газпром нефть | 85

Оценка базовых параметров

Из глубинной пробы пластовой нефти $V_{\text{о пл}} = 60$ мл получено при стандартной сепарации:

$$V_{\text{o}} = 50 \text{ мл} ; V_g = 8.55 * 10^{-3} \text{ м}^3 ; m_o = 0.042 \text{ кг}$$

Компонентный состав выделившегося газа (% мол.):

$$\text{CO}_2 - 0.65 ; \text{N}_2 - 0.17 ; \text{CH}_4 - 91.7 ; \text{C}_2\text{H}_6 - 6.18 ; \text{C}_3\text{H}_8 - 1.3 .$$

Какие базовые параметры можно определить? Рассчитать их значение.

Решение

1. Определяем газосодержание при давлении насыщения

$$R_{sb} = V_g/V_o = 8.55 \cdot 10^{-3} / 50 \cdot 10^{-6} = 171 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

2. Определяем объемный коэффициент

$$B_o = V_{o\text{ пл}} / V_o = 60/50 = 1,2 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

3. Определяем молекулярный вес газа

$$M_g = 0.0065 \cdot 44.01 + 0.0017 \cdot 28.02 + 0.917 \cdot 16.04 + 0.0618 \cdot 30.07 + 0.013 \cdot 44.09 = 17.474$$

3. Определяем относительную плотность газа

$$\gamma_g = \frac{M_g}{M_{\text{возд}}} = \frac{M_g}{28.96} = 17.474/28.96 = 0.603$$

4. Определяем относительную плотность нефти

$$\gamma_o = m_o / V_o / \rho_w = 0.042 / (50 \cdot 10^{-6}) / 1000 = 0.84$$

Газпром нефть | 87

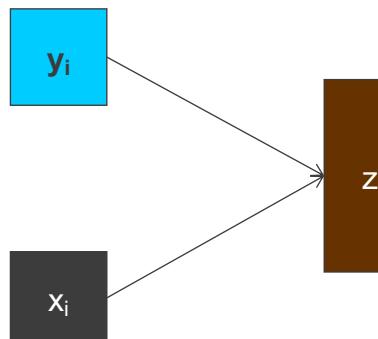
Упражнение 5

Газпром нефть | **88**

Упражнение 6

Газпром нефть | **89**

Определение состава пластовой нефти



$$Z_i = \frac{n_i^g + n_i^o}{n^g + n^o}$$

$$Z_i = \frac{y_i R_{sb} + x_i (24040 \gamma_o / M_{STO})}{R_{sb} + (24040 \gamma_o / M_{STO})}$$

R_{sb} – газосодержание, м³/м³

γ_o – относительная плотность нефти (по воде)

M_{STO} – молекулярная масса дегазированной нефти

y_i – компонентный состав растворенного газа, % мол.

x_i – компонентный состав дегазированной нефти, % мол.

Z_i – компонентный состав пластовой нефти, % мол.

Газпром нефть | 90

Восстановление состава пластовой нефти (проба из сепаратора)

Покажем, как можно по данным, полученным в тестовом сепараторе при стандартных условиях ($T=20$ С, $P=0.1013$ МПа), получить мольный состав пластовой нефти:

Из суточного замера в тестовом сепараторе получили 74 м3 нефти и $16,2 \cdot 10^3$ м3 газа при стандартных условиях, относительную плотность дегазированной нефти $\gamma_0=0,817$, а также составы (мол. доли) жидкой и газовой фаз

компонент	газ	жидкость
C1	0,968	0,02
C2	0,01	0,006
C3	0,011	0,011
C4	0,006	0,021
C5	0,003	0,026
C6	0,002	0,038
C7+	0	0,877

$$M_{C7+} = 200$$

$$\gamma_{C7+} = 0,827$$

Решение

Газовый фактор по результатам замеров равен:

$$\Gamma\Phi \left(\text{м}^3 / \text{м} \right) = \frac{V_{gs}}{V_{os} \cdot \gamma_o} = \frac{16,2 \times 10^3}{74 \times 0,817} = 268 \text{ м}^3 / \text{м}$$

Решение

компоненты	мольная доля, x_i	M_i	$x_i M_i$	Состав пластовой нефти (мол. доли) $z_i = \frac{y_i \Gamma \Phi + x_i (24040 / M_o)}{\Gamma \Phi + (24040 / M_o)}$
C1	0.02	16.04	0,3208	0.65581
C2	0.006	30.07	0,1804	0.008681
C3	0.011	44.09	0,485	0.011
C4	0.022	58.12	1,2786	0.010945
C5	0.026	72.15	1,876	0.010582
C6	0.038	86.17	3,2745	0.013868
C7+	0.877	200	175	0,289113

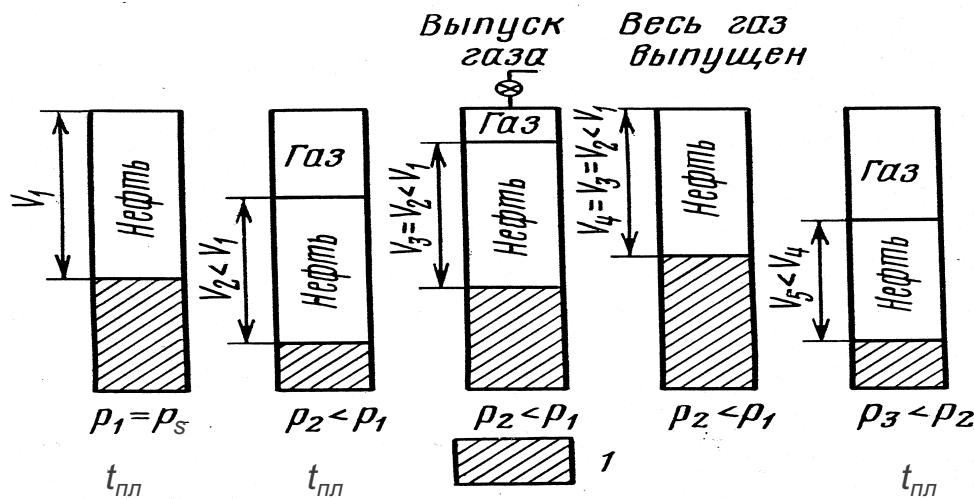
$$M_o = \sum_{i=1}^N x_i M_i = 182.4$$

Прим.: $\Gamma \Phi$ – начальный газовый фактор, м³/т

Упражнение 7

Газпром нефть | **94**

Дифференциальное разгазирование пластовой нефти при пластовой температуре

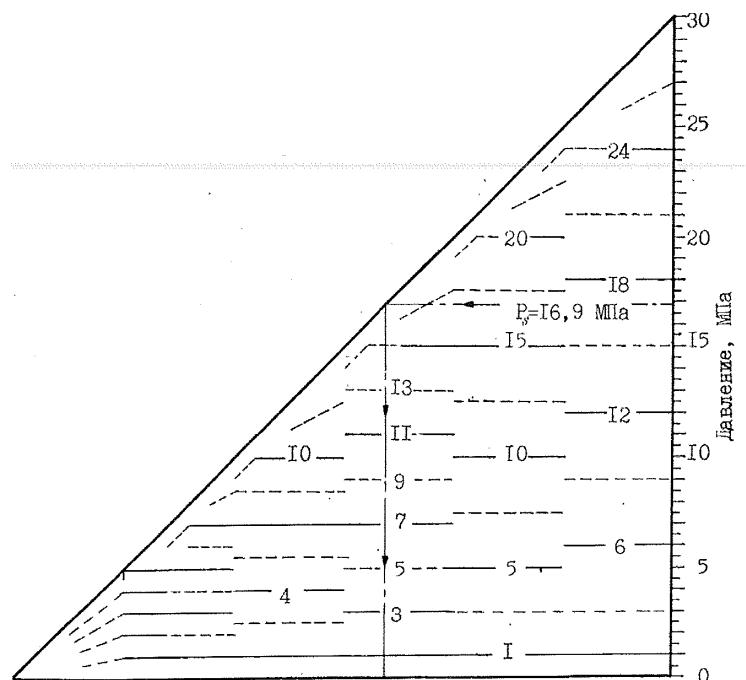


Схематическое представление экспериментальных исследований дифференциального разгазирования пробы пластовой нефти; 1 - рабочая жидкость

- * 8-10 ступеней снижения давления при пластовой температуре
- * При атмосферном давлении температура снижается от пластовой до стандартной (20 °C).
- * Оставшаяся нефть называется *разгазированной*

Газпром нефть | 95

График определения ступеней давления при дифференциальном разгазировании



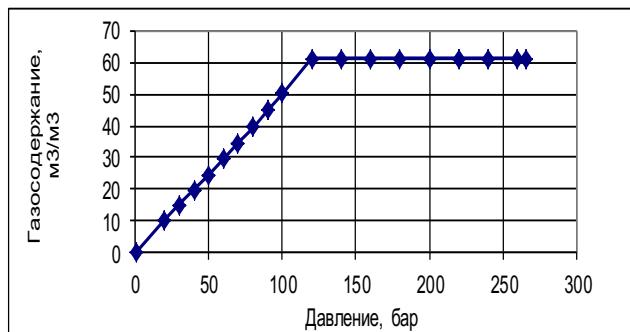
Газпром нефть | 96

Пример выдачи результатов при дифференциальном разгазировании пластовой нефти

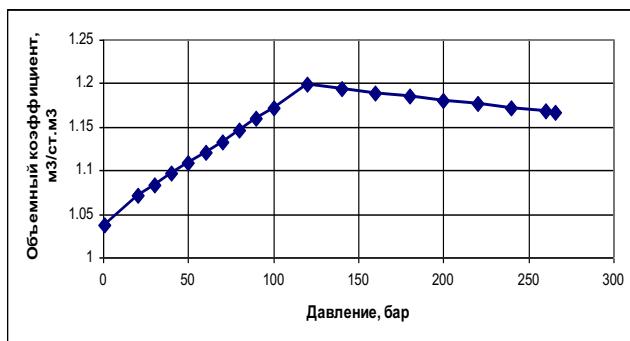
$$B_{od}^{(p)} = \frac{V_{or}^{(p)}}{V_{osc}}; \quad R_{sd}^{(p)} = \frac{V_g^{(p)}}{V_{osc}}; \quad B_g^{(p)} = \frac{V_{gr}^{(p)}}{V_{gsc}}$$

Давление Бар	B _{od} м ³ /ст.м ³	R _{sd} ст.м ³ /ст.м ³	B _g м ³ /ст.м ³	Плотность нефти т/м ³	Z фактор газа
213.7	1.596	184.8		0.685	
213.1	1.594	184.3	4.88E-03	0.685	0.843
206.0	1.577	177.6	5.03E-03	0.689	0.841
180.0	1.519	154.5	5.71E-03	0.701	0.836
148.1	1.454	128.3	6.95E-03	0.717	0.839
118.7	1.397	105.8	8.78E-03	0.732	0.851
89.3	1.343	84.6	1.19E-02	0.748	0.869
59.9	1.290	64.1	1.83E-02	0.764	0.895
30.4	1.233	43.4	3.74E-02	0.782	0.926
1.0	1.033	0.0	1.41E-01	0.833	0.988
1.0 (20°C)	1.000			0.860	

Пример графической интерпретации результатов исследования пластовой нефти



Зависимость газосодержания пластовой нефти от давления



Зависимость объемного коэффициента пластовой нефти от давления при пластовой температуре

Вязкость

Вязкость – физическое свойство жидкостей и газов сопротивляться сдвигающим усилиям. Проявляется при движении флюида как внутреннее трение или сопротивление скольжения слоев друг относительно друга под действием внешних сил.

Закон Ньютона: $p = -\mu F d\omega / dz$

μ - динамическая вязкость. Характеризует силу, необходимую для перемещения двух слоев флюида с поверхностью F , находящихся на расстоянии dz друг от друга и движущихся относительно друг друга со скоростью $d\omega$



Зависимость динамической вязкости пластовой нефти от давления при пластовой температуре

Классификация пластовой нефти по вязкости при начальных термобарических условиях

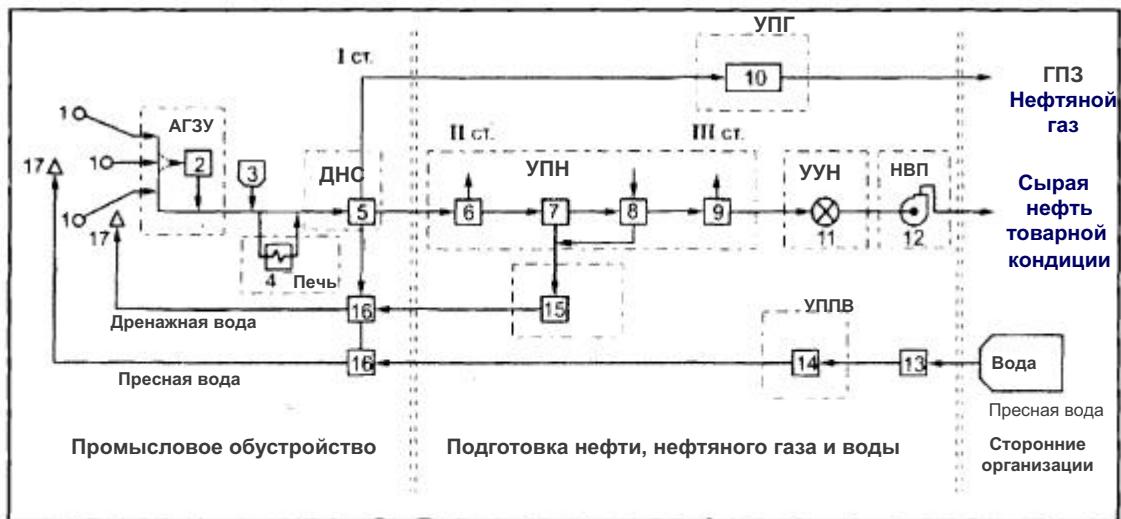
Вязкость нефти, мПа·с	Тип нефти
$\mu \leq 5$	Незначительной вязкости
$5 < \mu \leq 10$	Маловязкая
$10 < \mu \leq 30$	Повышенной вязкости или просто вязкая
$30 < \mu \leq 200$	Высоковязкая
Более 200	Сверхвязкая

Газпром нефть | 100

Ступенчатая сепарация пластовой нефти

Газпром нефть | **101**

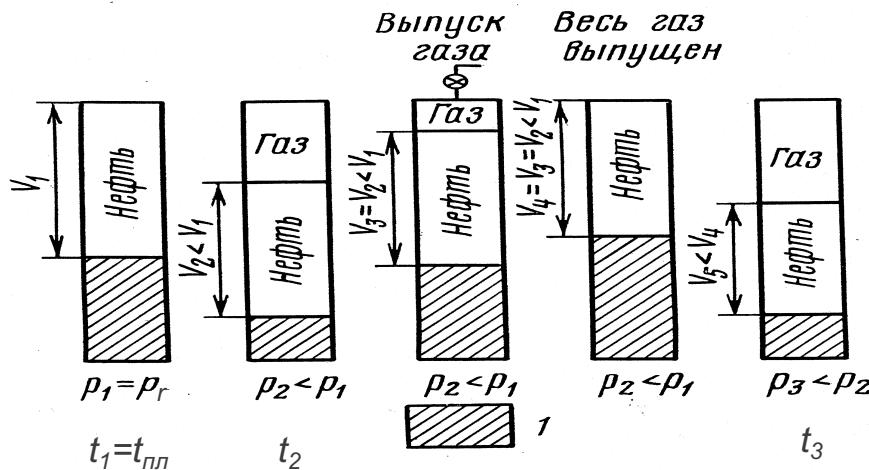
Принципиальная технологическая схема сбора и подготовки нефти и нефтяного газа



I ст, II ст, III ст – первая, вторая и третья ступени разгазирования нефти; АГЗУ – автоматизированная групповая замерная установка; ДНС – дожимная насосная станция; УПН – установка подготовки нефти; УПГ – установка подготовки нефтяного газа; УУН – узел учета нефти; НВП – насосы внешней перекачки; ГПЗ – газоперерабатывающий завод; НПЗ – нефтеперерабатывающий завод; УППВ – установка подготовки пресной воды; 1- добывающие скважины; 2 – замерная установка; 3 – блок подачи реагента; 4 – подогрев продукции; 5 – трехфазный делитель (ДНС с предварительным сбросом воды); 6 – вторая ступень разгазирования нефти; 7 – ступень глубокого обезвоживания нефти; 8 – ступень обессоливания; 9 – стабилизация нефти; 10 – УПГ; 11 – УУН; 12 – НВП; 13 – водозабор; 14 – УППВ; 15 – очистные сооружения; 16 – кустовая насосная станция (КНС); 17 – нагнетательные скважины.

Газпром нефть | 102

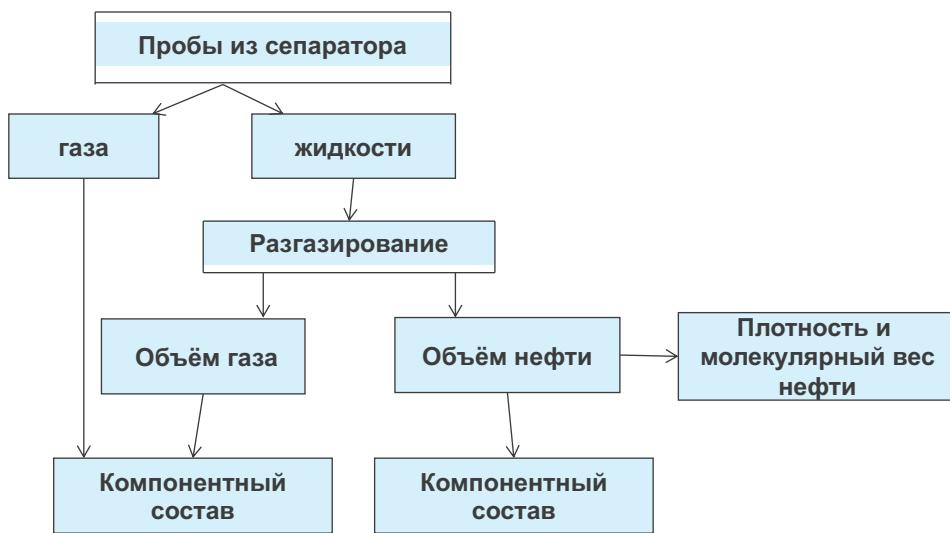
Ступенчатая сепарация пластовой нефти



Схематическое представление экспериментальных исследований дифференциального разгазирования пробы пластовой нефти при термобарических условиях промысловой сепарации;

- 1) рабочая жидкость

Схема исследования проб промысловой сепарации



Газпром нефть | 104

Определение состава пластовой нефти по результатам двухступенчатой сепарации

$$z_i = \frac{y_i^{(1)} R_1 \frac{T_{sc}}{T_s} + y_i^{(2)} R_2 \frac{T_{sc}}{T_{STO}} + x_i 24040 \gamma_o / M_{STO}}{R_1 \frac{T_{sc}}{T_s} + R_2 \frac{T_{sc}}{T_{STO}} + 24040 \gamma_o / M_{STO}}$$

Газпром нефть | 105

Пример расчёта состава пластовой нефти по данным двухступенчатой сепарации

В процессе 2-х ступенчатой сепарации (1-я ступень- $P_{s1} = 8$ бар, $T_{s1} = 293$ К; 2-я ступень- $P_{s2} = 1,01$ бар, $T_{s2} = 293$ К) в результате тестового замера получены $Q_g s1 = 3444,18 \text{ м}^3 / \text{сут}$; $Q_g s2 = 314,34 \text{ м}^3 / \text{сут}$; $Q_o s2 = 30 \text{ м}^3 / \text{сут}$; и компонентный состав газа и сепарированной нефти с относительной плотностью $\gamma_0 = 0,814$ и $M_{sto} = 170$

Компон.	газ Y_i	газ Y_i	сепар. Нефть (sto) X_i
	1-я ступ	2-я ступ (STOCK TANK)	2-я ступ (STOCK TANK)
	8бар 293К	1,01бар 293К	1,016 293К
N2	0,1261	0,0173	0,0001
CO2	0,1243	0,1498	0,0023
C1	77,7895	34,2864	0,1715
C2	14,9970	32,1260	1,0533
C3	5,6704	25,2782	3,0643
i-C4	0,5122	3,0561	1,0383
n-C4	0,5252	3,3343	1,6556
i-C5	0,0930	0,6341	0,8163
n-C5	0,0817	0,5629	0,9802
C6	0,0801	0,5522	3,2588
C7+	0,0005	0,0027	87,9593
	100,0000	100,0000	100,0000

Найти плотность газа сепарации 1-й и 2-й ступени сепарации и состав пластовой нефти

Решение

$$R_1 = \frac{Q_{gs1}}{Q_{os2}} = \frac{3444.18}{30} = 114.806 \text{ м}^3 / \text{м}^3; R_2 = \frac{Q_{gs2}}{Q_{os2}} = \frac{314.34}{30} = 10.478 \text{ м}^3 / \text{м}^3$$

	газ Yi	газ Yi	сепар. Нефть (sto) Xi	Мол. Масса	Mi	Mi*Xi	Mg 1 ст	Mg 2 ст	Числитель в формуле состава пластовой нефти	Знаменатель в формуле состава пластовой нефти	Состав пластовой нефти, % мол.
Компон.	1-я ступ	2-я ступ (STOCK TANK)	2-я ступ (STOCK TANK)								
	86ар 293К	1,016 293К	1,016 293К								
N2	0,1261	0,0173	0,0001	28,013		0,002801	3,532439	0,484625	14,66981229		0,0610
CO2	0,1243	0,1498	0,0023	44,01		0,101223	5,470443	6,592698	16,10463483		0,0670
C1	77,7895	34,2864	0,1715	16,043		2,751375	1247,977	550,0567	9309,68752		38,7344
C2	14,9970	32,1260	1,0533	30,07		31,67273	450,9598	966,0288	2179,557543		9,0684
C3	5,6704	25,2782	3,0643	44,097		135,1264	250,0476	1114,693	1268,448109		5,2776
i-C4	0,5122	3,0561	1,0383	58,124		60,35015	29,77111	177,6328	210,2952386		0,8750
n-C4	0,5252	3,3343	1,6556	58,124		96,23009	30,52672	193,8029	285,7310128		1,1888
i-C5	0,0930	0,6341	0,8163	72,151		58,89686	6,710043	45,75095	111,2468877		0,4629
n-C5	0,0817	0,5629	0,9802	72,151		70,72241	5,894737	40,6138	128,0623526		0,5328
C6	0,0801	0,5522	3,2588	84		273,7392	6,7284	46,3848	389,9488295		1,6224
C7+	0,0005	0,0027	87,9593	185		16272,47	0,0925	0,4995	10120,93618		42,1097
	100,0000	100,0000	100,0000		Msto=	170,02	20,38	31,43		240,3468812	100

$$\rho_{g1} = \frac{M_{g1}}{M_{air}} \cdot \rho_{air} = \frac{20.38}{28.97} \cdot 1.205 = 0.848 \text{ кг/м}^3; \quad \rho_{g2} = \frac{M_{g2}}{M_{air}} \cdot \rho_{air} = \frac{31.43}{28.97} \cdot 1.205 = 1.307 \text{ кг/м}^3;$$

Газпром нефть | 107

Определение газосодержания

$$R_{sb} = R_1 + R_2$$

R_1 - из прямых замеров
 R_2 - по корреляциям

По корреляции Standing -Katz

$$R_2 = \frac{0.178 A_1 A_2}{1 - A_1 A_3}$$

$$A_1 = \left[(8.088 P_s + 1.4) \cdot 10^{\frac{1.769}{\gamma_o} - 1.2308 - 0.00162 T_s} \right]^{1.205}$$

$$A_2 = \frac{2.83}{\gamma_o} - 2.38$$

$$A_3 = 0.00047 - \frac{0.000505}{\gamma_o}$$

Газпром нефть | 108

Определение относительной плотности газа

$$\gamma_g = \frac{\gamma_{g1}R_1 + \gamma_{gST}R_2}{R_1 + R_2}$$

зде

$$\gamma_{gST} = A_2 + A_3R_2$$

Пример

Из суточного теста получено $V_{STO}=58.83 \text{ м}^3$ и $V_{gs}=12 * 10^3 \text{ м}^3$;
Относительная плотность нефти 0.8017, молекулярная масса
дегазированной нефти $M_o=170$

Компонентный состав газа первой ступени сепарации (%): $\text{CO}_2=0$;
 $\text{N}_2=0$; $\text{CH}_4=96.8$; $\text{C}_2\text{H}_6=1$; $\text{C}_3\text{H}_8=1.1$; $\text{C}_4\text{H}_{10}=0.6$; $\text{C}_5\text{H}_{12}=0.3$; $\text{C}_6\text{H}_{14}=0.2$.

Пластовая температура и давление - 394 К, 35.4 МПа, соответственно

Температура и давление в сепараторе - 344 К, 6.5 МПа,
соответственно

**Какие базовые параметры можно определить?
Рассчитайте их значение.**

Решение

1. Определяем газосодержание по тестовым значениям сепаратора

$$R_1 = V_{gs}/V_{STO} = 12 * 10^3 / 58,83 = 204 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

2. Определяем молекулярную массу газа

$$M_{g1} = 0.968 * 16.04 + 0.01 * 30.07 + 0.011 * 44.09 + 0.006 * 58,12 + 0.003 * 72,15 + 0.002 * 86,17 = 17.05$$

3. Определяем относительную плотность газа

$$\gamma_{g1} = \frac{M_{g1}}{M_{\text{возд}}} = \frac{M_{g1}}{28.97} = 17.05/28.97 = 0.59$$

4. Определяем параметры

$$A_1 = [(8,088 \cdot P_s + 1,4) \cdot 10^{(1,769/\gamma_o - 1,2308 - 0,00162 \cdot T_s)}]^{1,205} = 390,42$$

Решение

$$A_2 = \frac{2.83}{\gamma_o} - 2.38 = 1,15$$

$$A_3 = 0.00047 - \frac{0.000505}{\gamma_o} = -0,00016$$

5. Определяем параметр R_2

$$R_2 = \frac{0.178 \cdot A_1 \cdot A_2}{1 - A_1 \cdot A_3} = \frac{0,178 \cdot 390,42 \cdot 1,15}{1 - 390,42 \cdot (-0,00016)} = 75,22$$

6. Определяем газосодержание R_{sb}

$$R_{sb} = R_1 + R_2 = 279 \text{ м}^3 / \text{м}^3$$

Решение

$$\gamma_g = \frac{\gamma_{g1}R_1 + \gamma_{gST}R_2}{R_1 + R_2} = 0.61$$

φde

$$\gamma_{gST} = A_2 + A_3R_2 = 1.138$$

Упражнение 8

4 Лекция 26.10.2022 (Брусиловский А.И.)

Задача газоконденсатных исследований – изучение газоконденсатной характеристики (ГКХ)

ГКХ изучается с целью:

Подсчета запасов газа и конденсата

Составления проекта обустройства промысла

Составления проекта разработки месторождения

Определения направлений использования конденсата

Задача газоконденсатных исследований – изучение газоконденсатной характеристики (ГКХ)

Для подсчета запасов газа и конденсата необходимо:

При исследовании скважины замерить дебиты газа и конденсата и отобрать их пробы

Определить компонентный состав проб сырого конденсата и отсепарированного газа

Определить потенциальное содержание конденсата, этана, пропана, бутанов в пластовом газе

Рассчитать компонентный состав пластового газа

Определить коэффициент извлечения конденсата (КИК) при разработке залежи без поддержания давления до остаточного давления = 1 атм.

Газпром нефть | 116

Задача газоконденсатных исследований – изучение газоконденсатной характеристики (ГКХ)

**Для составления проекта
разработки месторождения
требуется определить:**

**Балансовые запасы газа
и конденсата**

**Начальное потенциальное
содержание конденсата в
пластовом газе**

**Изменение потенциального содержания
конденсата в пластовом газе по мере
падения давления в залежи**

Задача газоконденсатных исследований – изучение газоконденсатной характеристики (ГКХ)

**Для использования
конденсата необходимо знать:**

Объемы добываемого конденсата

Фракционный состав стабильного конденсата

Групповой УВ состав конденсата

Товарную характеристику целевых фракций конденсата

Газпром нефть | 118

Задача газоконденсатных исследований – изучение газоконденсатной характеристики (ГКХ)

ГКИ проводятся в два этапа:

Первый этап – промысловый

Первичные промысловые исследования скважин, вышедших из бурения

Второй этап – лабораторный

Текущие промысловые исследования скважин, находящихся в эксплуатации

Физико-химические исследования проб газа и конденсата

Термодинамические исследования проб газа и конденсата

Расчет состава пластового газа, Потенциала C5+ и КИК

Математическое моделирование фазового поведения УВ системы

Газпром нефть | 119

Задача газоконденсатных исследований – изучение газоконденсатной характеристики (ГКХ)

Методы проведения первичных промысловых исследований скважин

Метод промышленных отборов

При одноступенчатой сепарации

При двухступенчатой сепарации

Метод малых отборов (части потока)

*Отбор глубинных проб с применением
пластоиспытателей (MDT и т.п.)
для низкопроницаемых пластов*

Газпром нефть | 120

Задача газоконденсатных исследований – изучение газоконденсатной характеристики (ГКХ)

Основные факторы, влияющие на достоверность параметров газоконденсатных характеристик пластовых смесей при промысловых исследованиях:

- время работы скважины на режиме
- депрессия на пласт
- пропускная способность сепаратора
- скорость восходящего потока газоконденсатной смеси в насосно-компрессорных трубах
- условия сепарации

Депрессия на пласт

- Насыщенные залежи углеводородов (давление равно давлению начала конденсации) необходимо исследовать с депрессией до 10% от пластового давления.
- Скважины, вскрывшие залежи с легким конденсатом, могут исследоваться с депрессией до 15%.
- Недонасыщенные залежи можно исследовать с депрессией до 20% и больше.

Минимальный необходимый дебит (МНД)

Для различных газоконденсатных залежей МНД может быть различным, в то время как скорости газа у башмака НКТ, необходимая для выноса капельной жидкости, мало отличается друг от друга.

$$W = 0,52 \cdot \frac{QTZ}{Pd^2} \quad \rightarrow \quad Q = 1,93 \cdot W \frac{Pd^2}{TZ}$$

W – скорость течения, м/с; Q – расход, тыс. м³/сутки;
T – температура, К; P – давление, ат (кгс/см²);
d- диаметр НКТ, см; Z – коэффициент сжимаемости
(z-фактор)

Минимальный необходимый дебит (МНД)

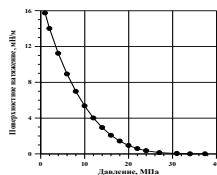
При скоростях 2,4-2,6 м/с, конденсат начинает выноситься непрерывно сразу после пуска скважины

$$Q_{MND} = 4,82 \cdot \frac{P_3 d^2}{T_3 Z_3},$$

Для насыщенных углеводородных систем расчет МНД производится у башмака НКТ. Для недонасыщенных углеводородных систем расчет МНД производится в сечении НКТ, где давление равно давлению начала конденсации.

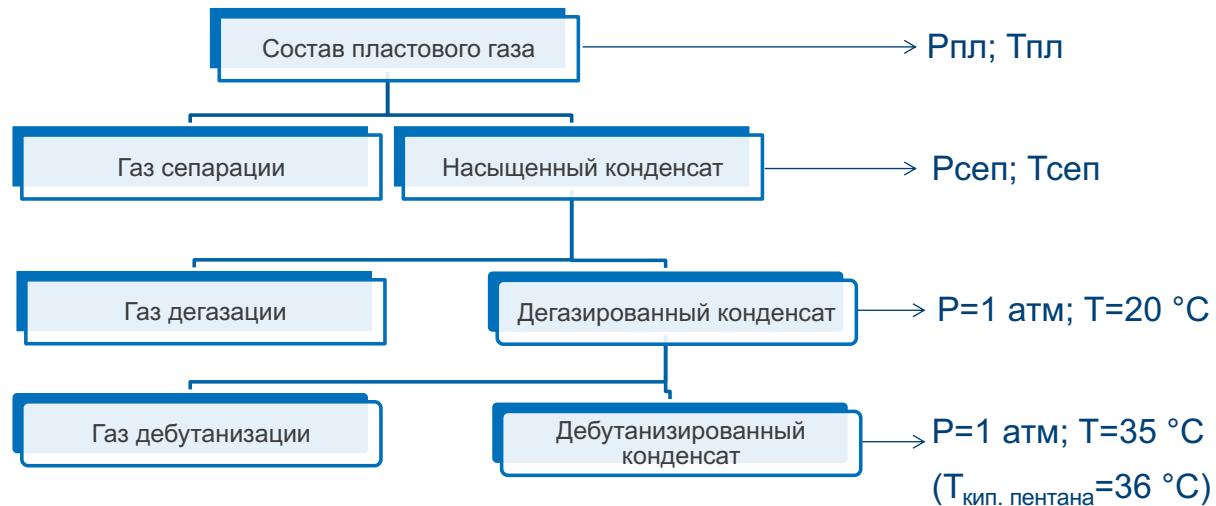
Минимальная скорость газа, необходимая для установившегося выноса конденсата при газоконденсатных исследованиях скважин

Скорость, м/с	Источник данных
4 у башмака фонтанных труб	Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. – М.: Недра, 1980. – С.216. Руководство по исследованию скважин. – М.: Наука, 1995. – С.375
2,5 у башмака фонтанных труб	Исследование природных газоконденсатных систем. - Ухта: СеверНИПИгаз, 1997. – С.37
2,5 у башмака лифтовых труб	Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин. Часть I. Р Газпром 086-2010. – М.: ОАО «Газпром», 2011. – С.116
$2,67 \cdot \frac{\sigma_{LG}^{0,25} (\rho_1 - \rho_2)^{0,25}}{\rho_2^{0,35}}$, где σ – НН/М ; ρ – кг/м^3	Turner R.G. et al. Analysis and Prediction of Minimum Flow Rate for the Continuous Removal of Liquids from Gas Wells // JPT, November 1969, p.1475-1482.
$3,3 \cdot \sigma_{LG}^{0,25} \cdot \left[\frac{\beta \rho_1^2}{(\rho_1 - \rho_2) \rho_2^2} \right]^{0,25}$, где σ – НН/М ; ρ – кг/м^3	Движение газожидкостных смесей в трубах / Мамаев В.А., Одишария Г.Э., Клагчук О.В., Точигин А.А., Семёнов Н.И. – М.: Недра, 1978. – 270 с. Добыча, подготовка и транспорт природного газа и конденсата. Справочное руководство в 2-х томах. Том I. - С.162. – М.: Недра, 1984.



Зависимость поверхностного натяжения между жидкой и газовой УВ фазами от давления

Определение компонентного состава пластового газа



© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2016 г. | 126

Принцип расчета компонентного состава пластового газа

$$Z_i = \frac{n_i^{(gc)} + n_i^{(дег)} + n_i^{(деб)} + n_i^{(ДБК)}}{n^{(gc)} + n^{(дег)} + n^{(деб)} + n^{(ДБК)}}$$

Z_i – мольная доля i -го компонента смеси

n - число молей всех компонентов смеси

i – индекс компонента смеси

gc – газ сепарации

$дег$ – газ дегазации

$деб$ – газ дебутанизации

$дбк$ – дебутанизированный конденсат

Расчет состава пластового газа газоконденсатной залежи

Исходные данные:	Обозначение	Величина
Удельное количество выделяющегося сырого конденсата (выход сырого конденсата, определяется на промысле), см ³ /м ³ отсепарированного газа	q	146
Объем контейнера, в который отобран сырой конденсат, см ³	V	70
Количество газа, выделяемого из сырого конденсата в объеме контейнера:		
при дегазации, л	a	8,6
при дебутанизации, л	b	1,6
Объём дебутанизированного конденсата (C5+) в объеме контейнера, см ³	v	45
Плотность C5+ при стандартных условиях, г/см ³	ρ дбк (C5+)	0,7
Молекулярная масса C5+ (ДБК)	M	98
Содержание в дебутанизированном конденсате:		
i-пентана, % мол.	c	11,4
n-пентана, % мол.	d	15,2

Последовательность расчета состава пластового газа

При расчете состава пластового газа исходят из 1000 г-мoleй отсепарированного газа		
Кол-во газа (А), выделяющегося при дегазации сырого конденсата, (л/м3 газа сепар)=(кол-во г-мoleй газа дегаз/1000 г-мoleй отсепарированного газа)	A=(a/V)*q	17,94
Кол-во газа (Б), выделяющегося при дебутанизации дегазированного конденсата, (л/м3 газа сепар)=(кол-во г-мoleй газа дебут/1000 г-мoleй отсепарированного газа)	B=(b/V)*q	3,34
Содержание в сыром конденсате ДБК (УВ С5+) (В), г-моль/1000 г-мoleй отсепарированного газа	B=(b/V)*q*(ρдбк/Мдбк)*24.04	16,12
Прим.: в/V = объемный коэффициент усадки конденсата		
В дебутанизированном конденсате содержится, г-моль:		
изопентана (i-C5H12)	D=B*c/100	1,84
n-пентана (n-C5H12)	E=B*d/100	2,45
Компонентов группы С6+	F=B-(D+E)	11,83

Последовательность расчета состава пластового газа

Компонент	Газ сепарации		Газ дегазации		Газ дебутанизации		Дебутанизированный конденсат (ДБК)		Суммарное количество компонента в сырье (нестабильном) конденсате (суммарное содержание компонента в газах дегазации, дебутанизации, дебутанизированном конденсате)	Состав сырого конденсата	Суммарное количество г-моляр компонентов в пластовом газе, Нпл.г	Состав пластового газа
	% мол	г-моль	% мол	г-моль	% мол	г-моль	% мол	г-моль				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
CH4	86,20	862,00	63,70	11,43	0,00	0,00	0,00	0,00	11,43	30,56	873,43	84,19
C2H6	4,60	46,00	17,20	3,09	0,87	0,03	0,00	0,00	3,11	8,33	49,11	4,73
C3H8	1,70	17,00	10,80	1,94	31,10	1,04	0,00	0,00	2,98	7,96	19,98	1,93
I-C4H10	0,30	3,00	2,10	0,38	18,20	0,61	0,00	0,00	0,98	2,63	3,98	0,38
n-C4H10	0,35	3,50	3,60	0,65	40,60	1,35	0,00	0,00	2,00	5,35	5,50	0,53
I-C5H12	0,12	1,20	0,90	0,16	6,40	0,21	11,40	1,84	2,21	5,92	3,41	0,33
n-C5H12	0,10	1,00	0,60	0,11	2,41	0,08	15,20	2,45	2,64	7,05	3,64	0,35
C6+	0,20	2,00	0,70	0,13	0,42	0,01	73,40	11,83	11,97	32,01	13,97	1,35
N2	5,10	51,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	51,00	4,92
CO2	1,33	13,30	0,40	0,07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,07	0,19	13,37	1,29
Всего	100,00	1000,00	100,00	17,94	100,00	3,34	100,00	16,12	37,39	100,00	1037,39	100,00

Газпром нефть | 130

Определение потенциального содержания конденсата (C5+) в пластовом газе ПС5+, г/м3

Исходные данные:	Обозначение	Величина
Содержание C5+ (% мол.) в газе дегазации	L1	2,20
Содержание C5+ (% мол.) в газе дебутанизации	L2	9,23
Содержание C5+ (% мол.) в отсепарированном газе	L3	0,42
Молярная масса C5+ в отсепарированном газе (по составу или по графику M(tsep) на рис.30)	M3	75
Формулы для расчета потенциального содержания конденсата в пластовом газе:		
1. $\Pi^{(1)}_{C5+} = (q/V) * ((0.033*a*L1) + (0.033*b*L2) + (b*\rho)) + (10*L3*M3/24.04)$ г/м3 отсепарированного газа		81,1
2. $\Pi^{(2)}_{C5+} = \Pi^{(1)}_{C5+} * 1000/N_{пл,г}$ г/м3 пластового газа		78,2
3. $\Pi^{(3)}_{C5+} = \Pi^{(2)}_{C5+} / (1 - y_{C5+}/100)$ г/м3 сухого газа		79,8

Газпром нефть | 131

Классификация газоконденсатных залежей по начальному содержанию конденсата (C5+)

- **Низкоконденсатные**

с содержанием конденсата менее 25 г/м³

- **Среднеконденсатные**

с содержанием конденсата от 25 г/м³ до 100 г/м³

- **Высококонденсатные**

с содержанием конденсата от 100 г/м³ до 500 г/м³

- **Уникальноконденсатные**

с содержанием конденсата более 500 г/м³

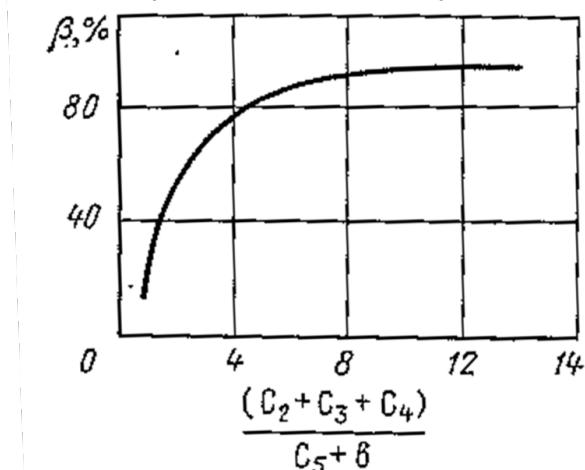
$$\Pi_{C5+} \left(\frac{\sigma}{m^3 c.z.} \right) = \frac{y_{C5+} (\%) \cdot M_{C5+}}{2.404 \cdot (100 - y_{C5+} (\%))} \cdot 100$$

$$\Pi_{C5+} \left(\frac{\sigma}{m^3 n.z.} \right) = \frac{y_{C5+} (\%) \cdot M_{C5+}}{2.404}$$

Газпром нефть | 132

Оценка коэффициента конденсатоотдачи

Зависимость коэффициента конденсатоотдачи
при начальном содержании C5+ < 25 г/м³



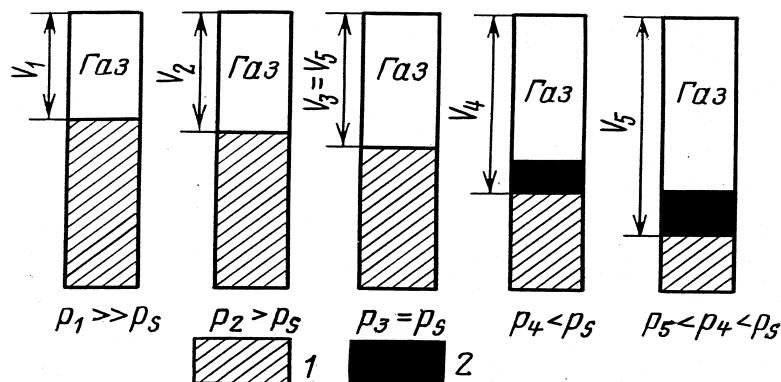
При содержании C5+ ≥ 25 г/м³ коэффициент конденсатоотдачи определяется экспериментально по результатам дифференциальной или контактно-дифференциальной конденсации (CVD)

Важнейшие результаты лабораторных термодинамических исследований на установках РВТ

- давление начала конденсации при пластовой температуре
- Z- фактор (коэффициент сжимаемости) смеси при начальном пластовом давлении и при давлении начала конденсации
- показатели дифференциальной или контактно-дифференциальной конденсации (CVD)

Увеличение объема при постоянной массе (составе) смеси (constant composition expansion). Контактная конденсация

Контактная конденсация – форма выделения конденсата из природного газа, при которой суммарный компонентный состав и масса системы не изменяются. Выделившаяся жидккая фаза (конденсат) находится в равновесии с газовой фазой



Схематическое представление экспериментальных исследований контактной конденсации газоконденсатной системы.

1) рабочая жидкость (ртуть или жидкокометаллический сплав);

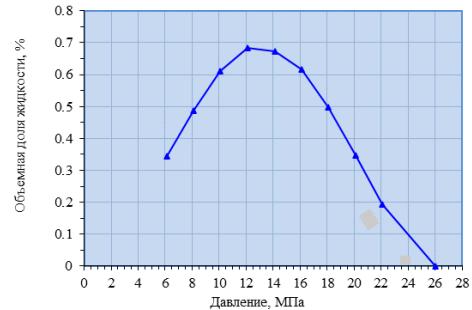
2) конденсат;

p_s - давление начала конденсации

Увеличение объема при постоянной массе (составе) смеси (constant composition expansion). Контактная конденсация

Пример результатов лабораторных исследований

Давление абс.		Объем жидкости	Объем ячейки	Температура	Пластовые потери	
МПа	кгс/см ²				на пластовый газ	объемная доля жидкости
					см ³ /ст. м ³	%
26,00	265,1	0,00	226,15		0,0	0,000
22,10	225,4	0,48	248,23		9,2	0,193
20,10	204,9	0,94	270,90		18,0	0,347
18,10	184,6	1,49	299,54		28,5	0,497
16,10	164,2	2,08	337,13	71,0	39,7	0,617
14,10	143,8	2,61	387,23		49,9	0,674
12,10	123,4	3,12	456,54		59,6	0,683
10,10	103,0	3,40	556,63		65,0	0,611
8,10	82,6	3,46	708,44		66,1	0,488
6,10	62,2	3,30	957,98		63,0	0,344



© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2016 г. | 136

Понятие z-фактора (коэффициента сжимаемости)

Уравнение состояния
идеального газа

$$pV=NRT$$

$$N=m/M$$

$$pv=RT$$

Уравнение состояния
реального газа

$$pV=zNRT$$

$$N=m/M$$

$$pv=zRT$$

Использование z-фактора позволяет учитывать
реальные свойства газа (газовой фазы)

$$z = V_{\text{реальный}} / V_{\text{идеальный}}$$

$$V_{\text{реальный}} = zNRT/p = zV_{\text{идеальный}}$$

Лабораторные исследования природных газов

Z - фактор (коэффициент сжимаемости)

$$z = pVT_0 / (p_0V_0T); \quad z = pV / (NRT),$$

где V – объем, занимаемый при давлении p и температуре T N молями смеси.
Число молей смеси можно вычислить двумя способами:

1. $N = m/M$, где m – масса смеси; M – молярная масса смеси, рассчитываемая по компонентному составу.

2. $N = (V_L\rho_L/M_L) + (V_G/24,04)$, где V_L, V_G – объемы соответственно жидкой фазы (конденсата) и газа при стандартных условиях, л; ρ_L, M_L – соответственно плотность (г/л) при стандартных условиях и молярная масса жидкой фазы. Здесь делается допущение, что один моль газа при стандартных условиях занимает 24,04 л.

Подсчет запасов свободного газа объемным методом (иллюстрация использования z-фактора пластового газа)

Объемный метод наиболее часто используется для подсчета запасов на всех этапах и стадиях геологоразведочных работ, а также в процессе опытной эксплуатации и разработки месторождений нефти и газа.

Сущность объемного метода подсчета запасов заключается в определении массы нефти или объема свободного газа, залегающих в пустотном пространстве пород-коллекторов и приведенных к стандартным условиям.

Начальные геологические запасы свободного газа

$$Q_{\Gamma_0} = F \cdot h_{\text{эф,г}} \cdot K_p \cdot K_g \cdot \left[\frac{P_0 \cdot \alpha_0 - P_{ocm} \cdot \alpha_{ocm}}{P_{ct}} \right] \cdot \frac{T_{ct}}{T_{pl}}$$

$$\alpha = 1/z$$

$$P_{ocm} = P_y \exp(1205 \cdot 10^{-9} H \gamma_g)$$

Q_{Γ_0} – начальные геологические запасы свободного газа, тыс. м³;

F – площадь залежи, тыс.м²; $h_{\text{эф,г}}$ – эффективная газонасыщенная толщина, м;

K_p – открытая пористость, доли ед.; K_g – газонасыщенность, доли ед..

P_0 , P_{ct} , P_y , P_{pl} – давление начальное, остаточное, устьевое, стандартное, МПа;

T_{pl} , T_{ct} – температура пластовая, стандартная, К;

Z – коэффициент сжимаемости (z-фактор) при соответствующих давлении и температуре;

γ_g – относительная плотность газа по воздуху;

H – глубина скважины, см

Газпром нефть | 139

Расчет балансовых запасов конденсата газового стабильного (КГС), этана, пропана, бутанов и неуглеводородных компонентов

Запасы **конденсата** (в тыс. тонн): $Q_K = \Pi_{C5+} \cdot \frac{Q_G(\text{млн. м}^3) * 10^6}{10^9}$

Запасы **компонентов** (в тыс.тонн)): $Q_i = \Pi_i \cdot \frac{Q_G(\text{млн. м}^3) * 10^6}{10^9}$

Потенциальное содержание i -го компонента в газовой смеси, г/м³

$$\Pi_i = y_i(\%)M_i/2.404$$

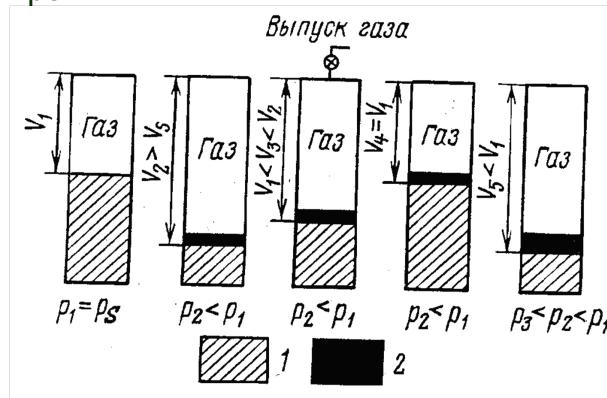
Поэтому в руководствах написано, что потенциальное содержание
этана, пропана, бутанов определяется умножением
молярного процентного содержания каждого из них в пластовом газе на
коэффициенты соответственно: 12.5 , 18.3 , 24.2

Примечание: коэффициент для i -го компонента равен $M_i / 2.404$

Дифференциальная и контактно-дифференциальная конденсация (CVD)

$$\frac{d}{dt} \left[\rho_V (1-s) y_i + \rho_L s x_i \right] = -Q(t) y_i \quad i = 1, \dots, N,$$

где ρ_V, ρ_L – мольные плотности соответственно газовой (паровой) и жидкой равновесных фаз; s – объемная насыщенность жидкой фазой; y_i, x_i – мольные доли i -го компонента, соответственно, в газовой и жидкой равновесных фазах; $Q(t)$ – отбор в молях газовой фазы из единицы объема смеси в единицу времени; N – число компонентов смеси; t – время



Схематическое представление ступенчатого уменьшения давления в рабочей камере pVT-установки при моделировании процесса контактно-дифференциальной конденсации (CVD)

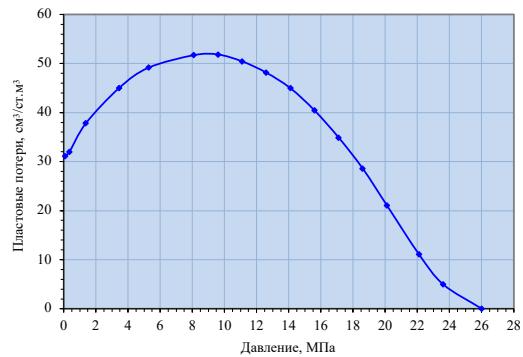
Газпром нефть | 141

Пример результатов лабораторных исследований контактно-дифференциальной конденсации (CVD)

Контактно-дифференциальная конденсация (CVD)

Давление абс.	Объем жидкости	Объем ячейки	Температура	Пластовые потери	
				на пластовый газ	объемная доля жидкости
МПа	кГс/см ²	см ³	°С	см ³ /ст. м ³	%
26,00	265,1	0,00		0,0	0,000
23,61	240,7	0,78		5,0	0,120
22,10	225,4	1,74		11,1	0,268
20,10	205,0	3,31		21,1	0,510
18,60	189,7	4,49		28,6	0,692
17,10	174,4	5,48		34,9	0,844
15,60	159,1	6,35		40,4	0,979
14,10	143,8	7,06		45,0	1,088
12,60	128,5	7,56		48,1	1,165
11,10	113,2	7,92		50,4	1,220
9,60	97,9	8,14		51,8	1,254
8,10	82,6	8,12		51,7	1,251
5,28	53,9	7,72		49,2	1,190
3,45	35,2	7,07		45,0	1,090
1,38	14,1	5,94		37,8	0,915
0,35	3,6	5,02		32,0	0,774
0,10	1,0	4,89	648,92	20,0	31,1
			71,0		0,754

Плотность конденсата в бомбе при стандартных условиях, кг/м ³	795,4
Потенциал C5+ в пластовой системе, г/м ³	91,9
Коэффициент извлечения конденсата (КИК)	0,73



$$КИК = \frac{\Pi_{C_5+} - Q \cdot \rho_{ek}}{\Pi_{C_5+}}, \text{ где}$$

Q – объем конденсата, оставшегося в ячейке;

ρ_{ek} – плотность конденсата, оставшегося в ячейке.

Цели исследований сухого и жирного газа

Свойства газа изучаются с целью:

Подсчета запасов газа

Составления проекта
обустройства промысла

Составления проекта
разработки месторождения

Определения направлений
использования газа

Основные параметры, определяемые при исследовании свойств сухого и жирного газов

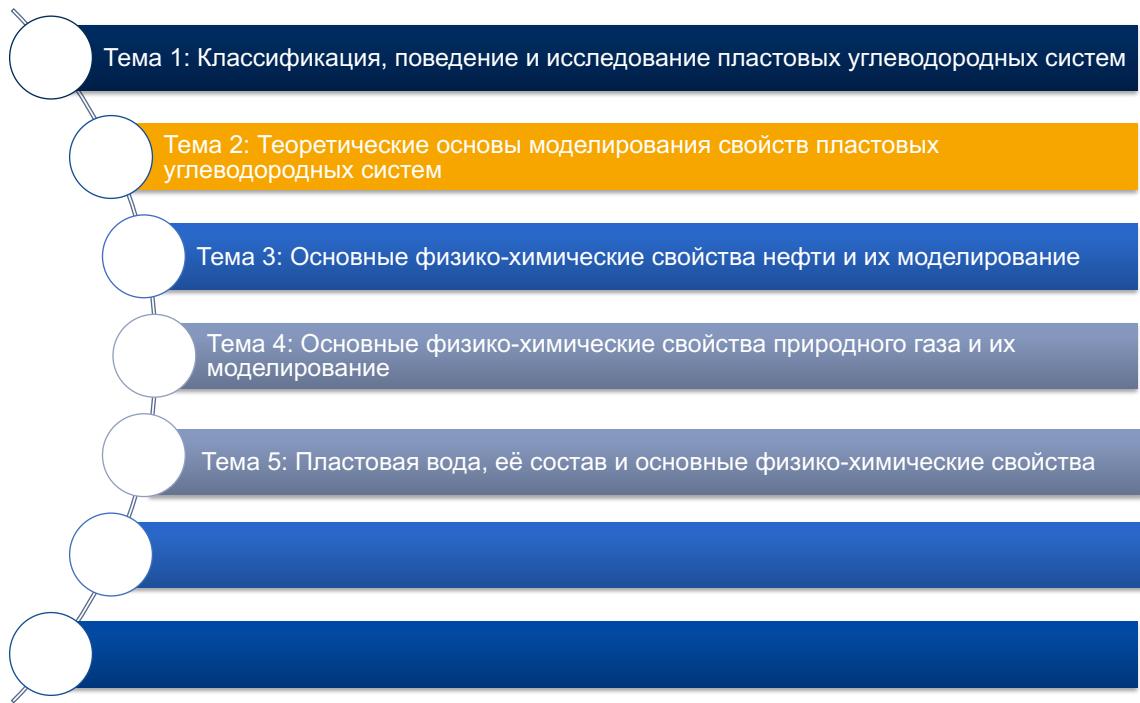
Сухой газ:

компонентный состав y_i , относительная плотность γ_g , Z – фактор, объемный коэффициент B_g , вязкость μ_g

Жирный газ:

вышеперечисленное для сухого газа плюс информация о термодинамических условиях выпадения конденсата, его количества и свойствах.

5 Лекция 27.10.2022 (Брусиловский А.И.)



Газпром нефть | 146

Тема 2: Теоретические основы моделирования свойств пластовых углеводородных систем

- **Теоретические основы расчета фазовых равновесий углеводородных смесей**
 - **Уравнения состояния природных углеводородных систем**
 - **Постановка основных инженерных задач моделирования фазового состояния с применением уравнения состояния.**
- Примеры моделирования.**

Газпром нефть | 147

Необходимые условия фазового равновесия N-компонентной системы

$$\left. \begin{array}{l} T^{(1)} = \dots = T^{(m)} \\ p^{(1)} = \dots = p^{(m)} \\ f_1^{(1)} = \dots = f_1^{(m)} \\ \dots \dots \dots \\ f_N^{(1)} = \dots = f_N^{(m)} \end{array} \right\} \text{где } f_i - \text{летучесть } i\text{-го компонента смеси}$$

$$\ln f_i = \int_V^\infty \left[\frac{1}{RT} \left(\frac{\partial p}{\partial n_i} \right)_{T,V,n_j,j \neq i} - \frac{1}{V} \right] dV + \ln \frac{n_i RT}{V}$$

Газпром нефть | 148

Степени свободы термодинамической системы

Правило фаз Гиббса:

Если N -компонентная система находится в состоянии термодинамического равновесия под воздействием двух интенсивных параметров – давления и температуры, и число фаз равно m , то число независимых переменных, характеризующих эту систему,

$$F = N - m + 2$$

Переменными, характеризующими систему, являются мольные доли Компонентов в фазах, давление и температура.

Параметр F называется числом термодинамических степеней свободы.

Правило фаз дает ответ на 2 основных вопроса:

- 1) каково максимальное количество фаз в системе с числом компонентов N

Ответ: $N+2$ (при этом $F=0$)

- 2) какое число независимых переменных системы нужно задать для однозначного определения значений остальных переменных

Уравнение состояния Ван-дер-Ваальса (1873 г.)

$$\left(p + \frac{n^2 a}{V^2} \right) (V - nb) = nRT,$$

где p – давление; T – температура

V – объем, занимаемый n молями вещества

a, b – коэффициенты (постоянные Ван-дер-Ваальса)

R – универсальная газовая постоянная

Уравнение состояния Соаве-Редлиха-Квонга (SRK, 1972)

$$p = \frac{RT}{\nu - b} - \frac{a}{\nu(\nu + b)}, \quad \text{где } a, b \text{ – коэффициенты,}$$

причем "а" зависит от температуры и ω

$$a = a_c \cdot \alpha(T_r, \omega), \quad \alpha(T_r, \omega) = [1 + m \cdot (1 - T_r^{0,5})]^2;$$

$$b = 0,08664RT_c / p_c \quad m = 0,480 + 1,574 \cdot \omega - 0,176 \cdot \omega^2.$$

$$a_c = 0,42747 \cdot R^2 T_c^2 / P_c;$$

Коэффициенты для смесей

$$a_m = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N (1 - c_{ij}) \cdot y_i y_j \cdot (a_i a_j)^{0,5}; \quad b_m = \sum_{i=1}^N y_i b_i,$$

Уравнение состояния Пэнга-Робинсона (PR EOS, 1976)

$$P = \frac{RT}{\nu - b} - \frac{a}{\nu(\nu + b) + b(\nu - b)},$$

где $a = a_c \cdot \alpha(T_r, \omega)$, $b = 0,077796 \cdot RT_C / p_C$

$$\alpha(T_r, \omega) = [1 + m \cdot (1 - T_r^{0,5})]^2; \quad a_c = 0,457235 \cdot R^2 T_C^2 / p_C$$

$$m = 0,37464 + 1,54226 \cdot \omega - 0,26992 \cdot \omega^2, \quad \omega \leq 0,49$$

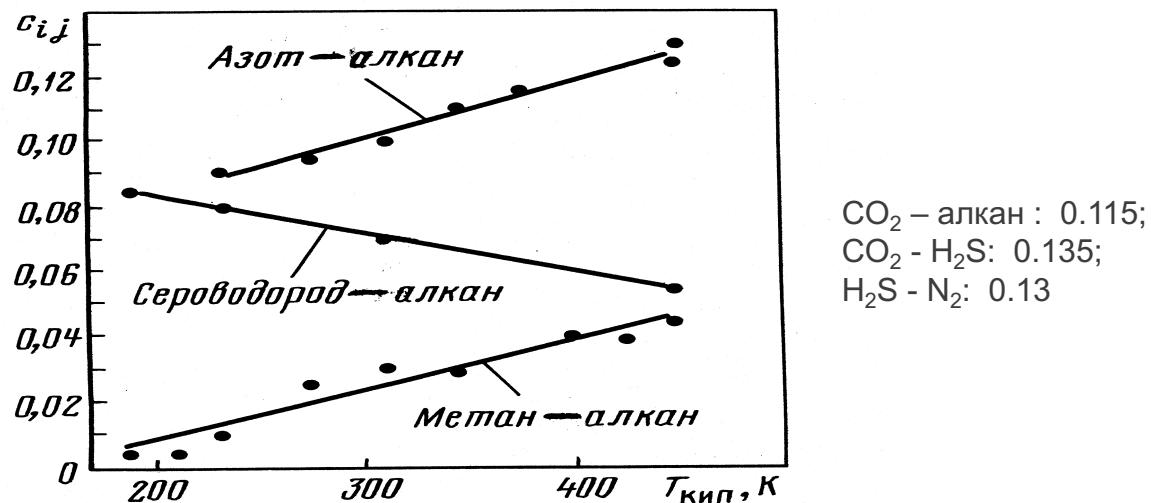
$$m = 0,37964 + 1,48503\omega - 0,16442 \cdot \omega^2 + 0,01666 \cdot \omega^3, \quad \omega > 0,49$$

Коэффициенты для смесей

$$a_m = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N (1 - c_{ij}) \cdot y_i y_j \cdot (a_i a_j)^{0,5}; \quad b_m = \sum_{i=1}^N y_i b_i,$$

Коэффициенты парного взаимодействия для PR EOS (по А. Брусиловскому, 1980 г.)

Зависимости коэффициентов парного взаимодействия для систем метан-алкан, азот-алкан, сероводород-алкан от температуры кипения алкана



Применение шифт-параметра для уточнения расчета плотности фаз (на примере PR EOS; Jhavery & Youngren, 1988)

$$\sim \bar{V} = V - C$$

$$C = \sum_{i=1}^N c_i x_i$$

Вещество	Значение S_i
Метан	0,154
Этан	0,1002
Пропан	0,08501
изо-Бутан	0,07935
н-Бутан	0,06413
изо-Пентан	0,04350
н-Пентан	0,04183
н-Гексан	0,01478
C_{7+}	$1 - d/M^e$

где M – молярная масса углеводорода

$$c_i = s_i \cdot b_i$$

Углеводороды	d	e
алканы	2,258	0,1823
ароматические	2,516	0,2008
циклоалканы	3,004	0,2324

Обобщенный вид кубического уравнения состояния* (Michelsen & Heidemann, 1981)

$$p = \frac{RT}{v-b} - \frac{a}{(v+\delta_1 b)(v+\delta_2 b)}$$

	SRK	PR
δ_1	0	$1 + \sqrt{2}$
δ_2	1	$1 - \sqrt{2}$
Ω_a	0.42748	0.45724
Ω_b	0.08664	0.0778
α	$[1 + m(1 - \sqrt{T/T_c})]^{\frac{1}{2}}$	
m	$0.48 + 1.574\omega$ $- 0.176\omega^2$	$\omega \leq 0.49 :$ $0.37464 + 1.54226\omega$ $- 0.26992\omega^2$
		$\omega > 0.49 :$ $0.37964 + 1.48503\omega$ $- 0.16442\omega^2 + 0.01666\omega^3$

$$a = \Omega_a \frac{R^2 T_c^2}{p_c} \alpha(T_r, \omega)$$

$$b = \Omega_b \frac{RT_c}{p_c}$$

После введения безразмерных параметров

$$\nu = zRT / p \quad A = ap / (RT)^2 \quad B = bp / (RT)$$

уравнение состояния (*) записывается
относительно z -фактора в виде:

$$\begin{aligned} & z^3 + [(\delta_1 + \delta_2 - 1)B - 1]z^2 + \\ & [A - B(\delta_1 + \delta_2) - (\delta_1 + \delta_2 - \delta_1\delta_2)B^2]z - \\ & [A + \delta_1\delta_2 B(B + 1)]B = 0 \end{aligned}$$

Условия фазового равновесия гетерогенных многокомпонентных систем

$$\left. \begin{array}{l}
 T^{(1)} = T^{(2)} = \dots = T^{(m)} \\
 p^{(1)} = p^{(2)} = \dots = p^{(m)} \\
 f_1^{(1)} = f_1^{(2)} = \dots = f_1^{(m)} \\
 \dots \dots \dots \dots \dots \dots \dots \\
 f_N^{(1)} = f_N^{(2)} = \dots = f_N^{(m)}
 \end{array} \right\} \text{где } f_i^{(j)} - \text{летучесть } i\text{-го компонента в } j\text{-ой фазе}$$

Газпром нефть | 157

На основе термодинамического равенства

$$\ln \phi_i = \frac{1}{RT} \int_V^\infty \left[\left(\frac{\partial p}{\partial n_i} \right)_{T,V,n_{k \neq i}} - \frac{RT}{V} \right] dV - \ln z$$

где $\phi_i = f_i / (y_i p)$ - коэффициент летучести

и при использовании уравнения состояния (*)
получаем для i -го компонента смеси:

$$\ln \phi_i = \frac{b_i}{b_m} (z - 1) - \ln(z - B_m) - \frac{1}{(\delta_2 - \delta_1)} \frac{A_m}{B_m} \times \\ \left(\frac{2 \sum_{j=1}^N y_j (a_i a_j)^{0.5} (1 - c_{ij})}{a_m} - \frac{b_i}{b_m} \right) \times \ln \left(\frac{z_m + \delta_2 B}{z_m + \delta_1 B} \right)$$

Постановка задачи расчета 2-фазного равновесия парожидкость смеси заданного состава

Дано: p, T, z_1, \dots, z_N

Определить: $F_V, F_L, y_1, \dots, y_N, x_1, \dots, x_N$

$$\begin{cases} f_{i,L} - f_{i,V} = 0, & i = \overline{1, N} \\ x_i F_L + y_i F_V - z_i = 0, & i = \overline{1, N} \\ \sum_{i=1}^N y_i - 1 = 0 \\ F_L + F_V = 1 \end{cases}$$

Постановка задачи расчета давления начала конденсации смеси заданного состава

Дано: T, z_1, \dots, z_N

Определить: p_{HK}, x_1, \dots, x_N

$$\begin{cases} f_{i,L} - f_{i,V} = 0, & i = \overline{1, N}, \\ \sum_{i=1}^N x_i - 1 = 0, \end{cases}$$

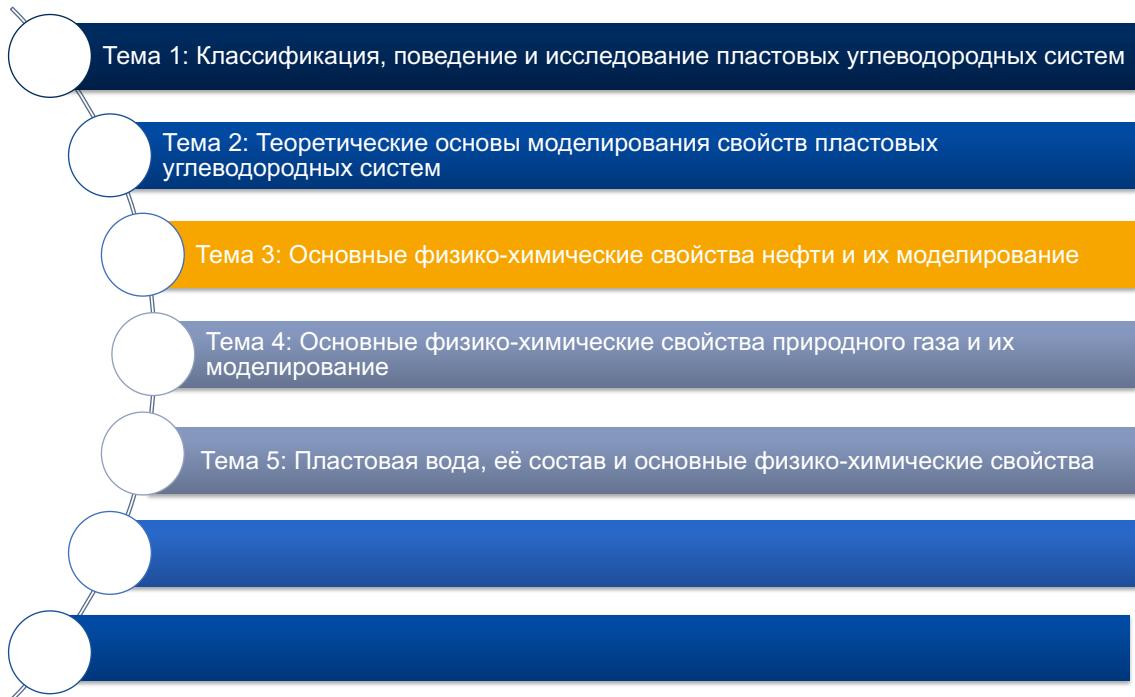
Постановка задачи расчета давления начала кипения смеси заданного состава

Дано: T, z_1, \dots, z_N

Определить: p_s, y_1, \dots, y_N

$$\begin{cases} f_{i,L} - f_{i,V} = 0, & i = \overline{1, N}, \\ \sum_{i=1}^N y_i - 1 = 0, \end{cases}$$

Примеры расчетов в программных комплексах



Газпром нефть | 163

Тема 3: Основные физико-химические свойства нефти и их моделирование

- Моделирование PVT- свойств пластовых нефтеи с использованием уравнения состояния
- Взаимосвязь PVT–свойств пластовой нефти и подсчетных параметров
- Корреляции для расчета физико-химических свойств нефти.

Актуальность, тенденции и задачи в области прогнозирования свойств УВ смесей

- Необходимость обоснования и согласования свойств пластовых нефтей, используемых как при подсчете запасов, так и при проектировании и мониторинге разработки месторождений на основе комплексного учета результатов промысловых, лабораторных и теоретических исследований.
- Применение программных комплексов, аккумулирующих научные достижения в области геологического, гидродинамического и термодинамического моделирования исследуемых объектов и процессов.
- Совершенствование методов обоснования и моделирования свойств пластовых нефтей для подсчета запасов и проектирования разработки месторождений.

Основные подходы к моделированию PVT - свойств

- На основе применения уравнения состояния и компонентного состава пластовой смеси (z_i)
- Применение корреляционных выражений с использованием базовых параметров (γ_g , γ_o , R_{sb})

Создание модели пластовой нефти с применением уравнения состояния

- Использование, в качестве основы, результатов экспериментальных исследований представительных проб пластовой нефти
- Применение надежного уравнения состояния и методов расчета критических параметров компонент-фракций:

- *уравнение состояния Пэнга-Робинсона с шифт-параметром*

$$p = \frac{RT}{v-b} - \frac{a}{v(v+b)+b(v-b)}, \quad \tilde{\nu} = \nu - \sum_{i=1}^N s_i b_i x_i$$

$$a = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N (1-c_{ij}) \cdot x_i x_j \cdot (a_i a_j)^{0.5} \quad a_i = 0.457235 \frac{R^2 T_{c,i}^2}{p_{c,i}} \cdot \left[1 + (0.48 + 1.574\omega_i - 0.176\omega_i^2) \cdot \left(1 - \left(\frac{T}{T_{c,i}} \right)^{0.5} \right) \right]^2$$

$$b = \sum_{i=1}^N x_i b_i \quad b_i = 0.077796 \frac{RT_{c,i}}{p_{c,i}}$$

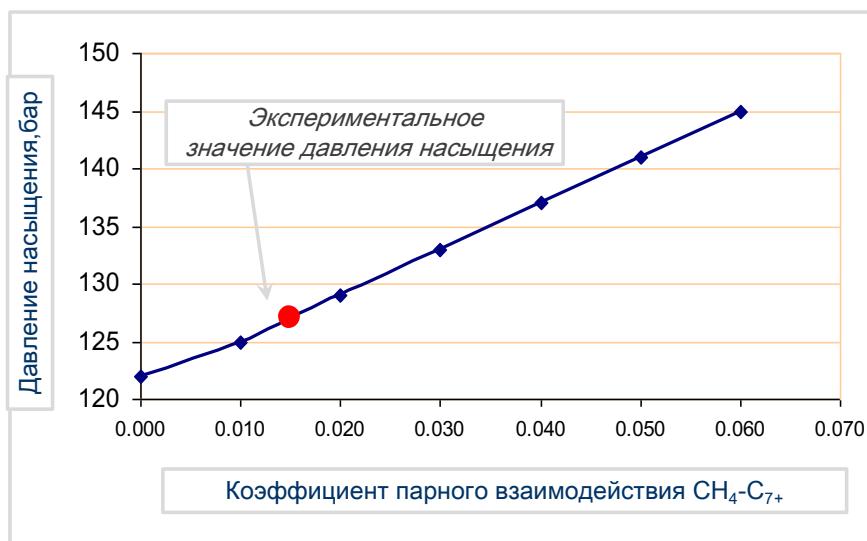
- *идентификация значений критической температуры T_c , критического давления p_c , ацентрического фактора ω*

Порядок создания адекватной модели пластовой нефти

- Использование данных фракционной разгонки для разбиения на фракции группы С₇₊ пластовой нефти (применяется для особо легких нефтей)
- Последовательное воспроизведение ключевых осредненных экспериментальных данных при создании модели пластовой нефти:
 - давления насыщения при пластовой температуре
 - плотности сепарированной нефти
 - объемного коэффициента пластовой нефти при начальных термобарических условиях
 - динамической вязкости пластовой нефти при начальных термобарических условиях

Газпром нефть | 168

Особенности воспроизведения экспериментальных данных



Зависимость давления насыщения пластовой нефти от коэффициента парного взаимодействия между метаном и группой C₇₊

Особенности воспроизведения экспериментальных данных

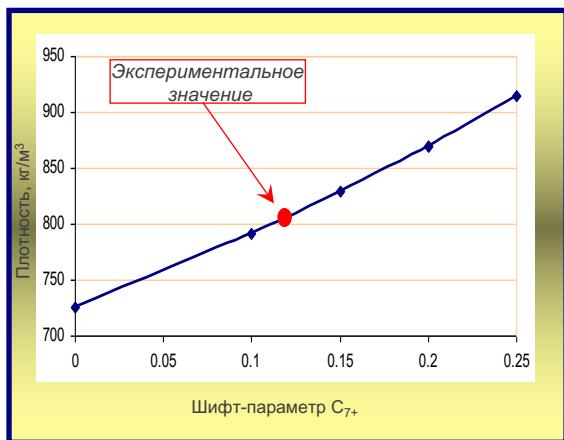
Источником значений объемного коэффициента пластовой нефти и плотности сепарированной нефти являются результаты стандартной или ступенчатой сепарации

При создании модели пластовой нефти возможны 2 типичных варианта идентификации объемного коэффициента пластовой нефти и плотности сепарированной нефти

Вариант 1:	Вариант 2:
лабораторные исследования ступенчатой сепарации проведены в соответствии с фактической системой промысловой сепарации	лабораторные исследования ступенчатой сепарации отсутствуют, либо проведены при отсутствии данных о фактической системе промысловой сепарации
Значения плотности сепарированной нефти и объемного коэффициента пластовой нефти воспроизводятся в соответствии с экспериментальными данными <u>ступенчатой</u> сепарации	Значения плотности сепарированной нефти и объемного коэффициента пластовой нефти воспроизводятся в соответствии с экспериментальными данными <u>стандартной</u> сепарации

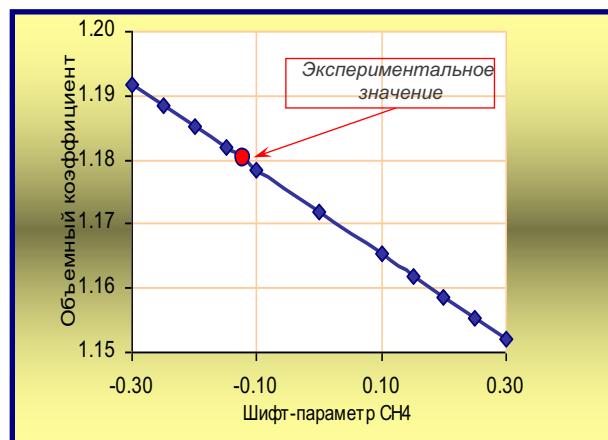
Особенности воспроизведения экспериментальных данных

Плотность сепарированной нефти



Зависимость плотности сепарированной нефти от значения “шифт-параметра” группы C_{7+}

Объемный коэффициент пластовой нефти при начальных термобарических условиях



Зависимость объемного коэффициента пластовой нефти от значения шифт-параметра метана.

Особенности воспроизведения экспериментальных данных

Расчет динамической вязкости по методу Lohrenz-Bray-Clark:

$$[(\mu - \mu^*)\xi + 10^{-4}]^{1/4} = a_1 + a_2 \rho_r + a_3 \rho_r^2 + a_4 \rho_r^3 + a_5 \rho_r^4$$

где $\rho_r = \rho / \rho_c$, $a_1 = 0.1023$, $a_2 = 0.023364$, $a_3 = 0.058533$, $a_4 = -0.040758$,

$a_5 = 0.0093324$;

$$\mu^* = \frac{\sum_{i=1}^N z_i \mu_i^* M_i^{1/2}}{\sum_{i=1}^N z_i M_i^{1/2}}; \quad \mu_i^* = 34 \cdot 10^{-5} \frac{T_{ri}^{0.94}}{\xi_i} \text{ при } T_{ri} < 1.5$$

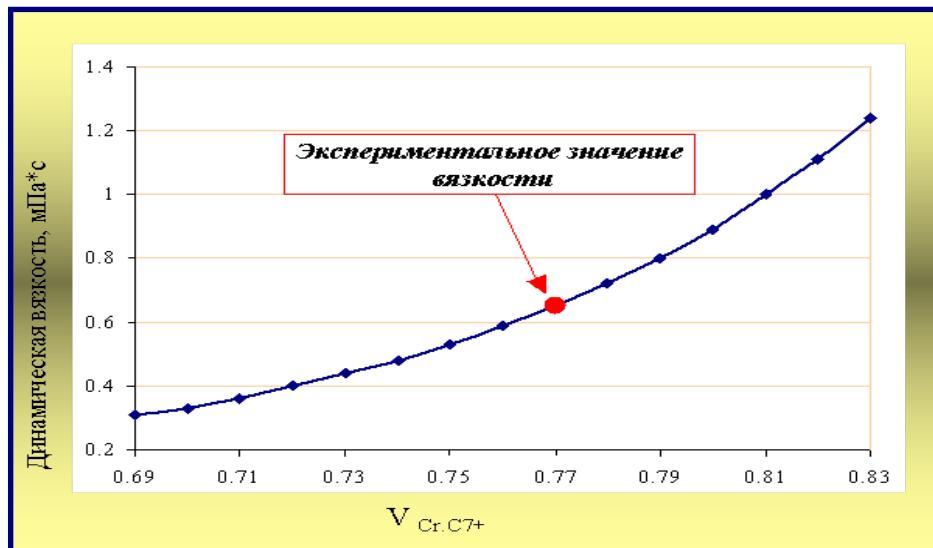
$$\mu_i^* = 17.78 \cdot 10^{-5} \frac{(4.58T_{ri} - 1.67)^{5/8}}{\xi_i} \text{ при } T_{ri} \geq 1.5$$

$$\xi_i = \frac{T_{ci}^{1/6}}{M_i^{1/2} P_{ci}^{2/3}}$$

$$\xi = \frac{\left(\sum_{i=1}^N z_i T_{ci}\right)^{1/6}}{\left(\sum_{i=1}^N z_i M_i\right)^{1/2} \cdot \left(\sum_{i=1}^N z_i P_{ci}\right)^{2/3}}$$

$$\rho_c = (V_C)^{-1} = \left(\sum_{i=1}^N z_i V_{Ci}\right) + z_{c7+} V_{Cr_{c7+}}^{-1}$$

Динамическая вязкость пластовой нефти



Зависимость динамической вязкости пластовой нефти от значения псевдокритического мольного объема группы C7+

Пример результатов расчета РВТ – свойств с использованием компонентного состава и уравнения состояния

Сравнение величин объемного коэффициента по результатам сепарации пластовой нефти

Месторождение В (пласт БВ2-0; Рпл = 24МПа , Тпл = 80°C)
Компонентный состав пластовой нефти (скв.4335):

<i>N2</i>	<i>CO2</i>	<i>CH4</i>	<i>C2H6</i>	<i>C3H8</i>	<i>iC4H10</i>	<i>nC4H10</i>	<i>iC5H12</i>	<i>nC5H12</i>	<i>C6+</i>
0.59	0.02	57.22	4.49	5.97	1.68	2.98	0.99	0.98	25.08

Стандартная сепарация

Эксперимент	Расчет	Отклонение, %
2.050	2.050	0

Ступенчатая сепарация

Термобарические условия на ступенях сепарации	Эксперимент	Расчет			
		При условиях эксперимента	Отклонение данных кол.3 от кол.2, %	Фактические условия ДНС с соблюдением ГОСТ Р 51858-2002	Отклонение данных кол.5 от кол.2, %
1 ДНС: 0.580 МПа; 25 С 0.165 МПа; 20 С 0.101 МПа; 20 С	2 1.909	3 1.913	4 0.2	5 1.955	6 2.4
Лабораторные условия: 4.100 МПа; 20 С 0.900 МПа; 20 С 0.101 МПа; 20 С	1.827	1.833	0.3		7.0

Применение моделей пластовых нефтей для решения задач разработки месторождений

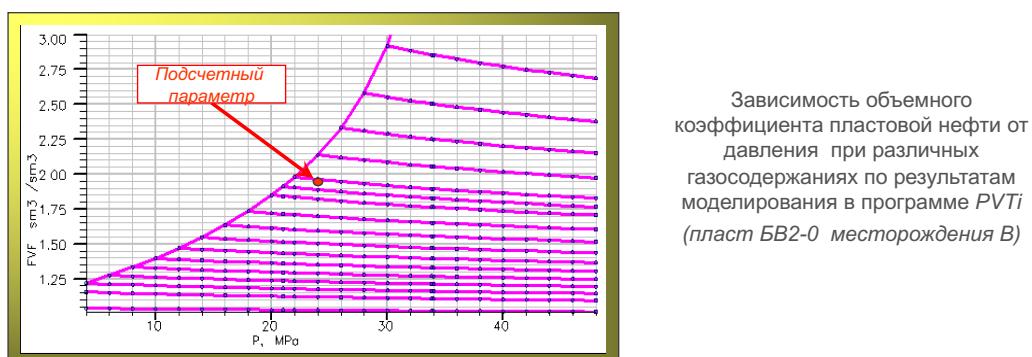
Адекватная многокомпонентная модель пластовой нефти может быть эффективно использована:

- для моделирования многокомпонентной фильтрации
- для формирования зависимостей от давления свойств УВ фаз, необходимых при решении гидродинамических задач с применением моделей типа «black oil».
- для реалистичного прогнозирования состава и свойств добываемой продукции

Формирование зависимостей свойств УВ фаз от давления для проектирования и мониторинга разработки месторождений с применением моделей «black oil»

Методы получения искомых зависимостей

- Использование результатов дифференциального разгазирования при пластовой температуре
- Комплексное использование данных дифференциального разгазирования при пластовой температуре и промысловой ступенчатой сепарации исходной пластовой нефти
- Моделирование промысловой ступенчатой сепарации на каждом шаге дифференциального разгазирования пластовой нефти (метод используется в современных компьютерных симуляторах)



Газпром нефть | 177

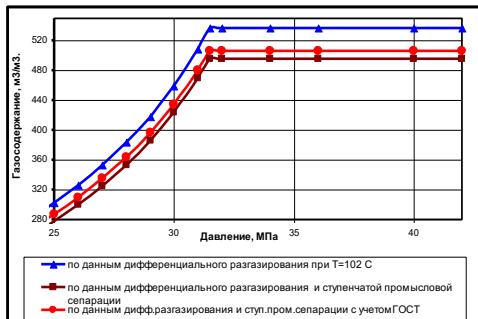
Характеристика пластовых нефтей

Показатели	Месторождение А (пласт Ю1-1)	Месторождение В (пласт АВ2-1)
Пластовое давление, МПа	42	17.3
Пластовая температура, ° С	102	45
Давление насыщения, МПа	31.5	17.3
Компонентный состав % мол.		
N ₂	0.41	0.01
CO ₂	0.74	0.08
CH ₄	61.88	38.33
C ₂ H ₆	9.25	0.81
C ₃ H ₈	6.16	0.09
iC ₄ H ₁₀ + nC ₄ H ₁₀	3.32	0.05
iC ₅ H ₁₂ + nC ₅ H ₁₂	1.14	0.02
C ₆	0.67	1.20
C ₇₊	16.46	59.45
Результаты стандартной сепарации:		
Объемный коэффициент, д.е.	2.711	1.087
Плотность сепарированной нефти, кг/м ³	828	915
Газосодержание, м ³ /м ³	537	46
Вязкость пластовой нефти, мПа*с	0.12	12.5

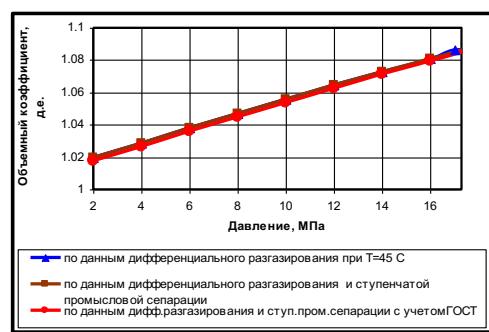
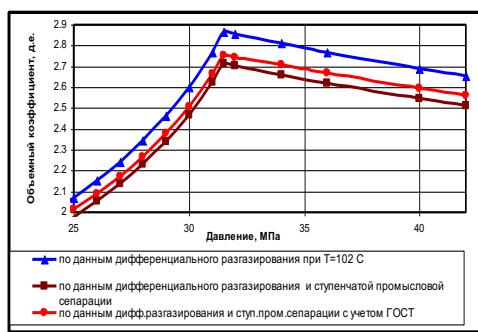
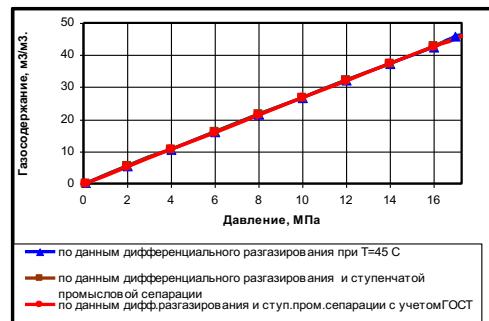
Газпром нефть | 178

Зависимости газосодержания и объемного коэффициента от давления

Месторождение А (пласт Ю1-1)



Месторождение В (пласт АВ2-1)



Газпром нефть | 179

Об обосновании подсчетных параметров нефти и растворенного газа

Газпром нефть | **180**

Роль пластовых флюидов в подсчете запасов нефти и растворенного газа

$$Q_{\text{H}0} = F \cdot h_{\text{ЭФ,Н}} \cdot K_{\Pi} \cdot K_{\text{H}} \cdot \Theta \cdot \sigma_{\text{H}}^*$$

PVT

$Q_{\text{H}0}$ начальные геологические запасы нефти, тыс. т

F площадь залежи, тыс. м²

$h_{\text{ЭФ,Н}}$ эффективная нефтенасыщенная толщина, м

K_{Π} коэффициент открытой пористости, доли ед.

K_{H} коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.

Θ пересчетный коэффициент нефти ($\frac{1}{B_0}$), доли ед.

σ_{H} плотность нефти в поверхностных условиях, т/м³

* Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом, под ред. В.И. Петерсилье, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко, Москва-Тверь, 2003

Роль пластовых флюидов в подсчете запасов нефти и растворенного газа

$$Q_{\text{н}0} = F \cdot h_{\text{эф н}} \cdot K_{\Pi} \cdot K_{\text{н}} \cdot \Theta \cdot \sigma_{\text{н}}^*$$

PVT

$Q_{\text{н}0}$ начальные геологические запасы нефти, тыс. т

F площадь залежи, тыс. м²

$h_{\text{эф н}}$ эффективная нефтенасыщенная толщина, м

K_{Π} коэффициент открытой пористости, доли ед.

$K_{\text{н}}$ коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.

Θ пересчетный коэффициент нефти ($\frac{1}{B_0}$), доли ед.

$\sigma_{\text{н}}$ плотность нефти в поверхностных условиях, т/м³

* Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом, под ред. В.И. Петерсилье, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко, Москва-Тверь, 2003

Роль пластовых флюидов в подсчете запасов нефти и растворенного газа

$$B_o = \frac{V_{\text{пл}}}{V_{\text{ст}}} \quad B_o = \frac{\rho_{\text{сн}} + (Rs * \rho_{\Gamma})}{\rho_{\text{пл}}}$$

$$Q_{\Gamma 0} = Q_{\text{Н0}} * R_s / \rho_{\text{сн}}$$

$Q_{\text{т0}}$ начальные геологические запасы растворенного газа, млн. м³

B_o объемный коэффициент нефти, доли ед.

$V_{\text{пл}}$ объем нефти в пластовых условиях, м³

$V_{\text{ст}}$ объем нефти в стандартных условиях, м³

$\rho_{\text{сн}}$ плотность сепарированной нефти, кг/м³

$\rho_{\text{пл}}$ плотность пластовой нефти, кг/м³

ρ_{Γ} плотность растворенного газа, кг/м³

Rs начальное газосодержание пластовой нефти, м³/м³

Роль пластовых флюидов в подсчете запасов нефти и растворенного газа

$$B_o = \frac{V_{\text{пл}}}{V_{\text{ст}}} \quad B_o \downarrow = \frac{\rho_{\text{сн}} + (R_s \downarrow * \rho_{\Gamma})}{\rho_{\text{пл}}}$$

$$Q_{\Gamma 0} \downarrow = Q_{\text{Н0}} * R_s \downarrow / \rho_{\text{сн}}$$

$Q_{\Gamma 0}$	начальные геологические запасы растворенного газа, тыс. м ³
B_o	объемный коэффициент нефти, доли ед.
$V_{\text{пл}}$	объем нефти в пластовых условиях, м ³
$V_{\text{ст}}$	объем нефти в стандартных условиях, м ³
$\rho_{\text{сн}}$	плотность сепарированной нефти, кг/м ³
$\rho_{\text{пл}}$	плотность пластовой нефти, кг/м ³
ρ_{Γ}	плотность растворенного газа, кг/м ³
R_s	газосодержание пластовой нефти, м ³ /м ³

О влиянии условий промысловой сепарации на подсчетные параметры нефти и растворенного газа

*На значения подсчетных параметров - плотности сепарированной нефти , пересчетного коэффициента и газосодержания влияют **термобарические условия ступенчатой промысловой сепарации.***

Анализ технических отчетов об исследовании пластовых нефтей многих месторождений показал, что **часто принимаемые в экспериментальных исследованиях условия ступенчатой сепарации отличаются от фактических промысловых условий сепарации на дожимных насосных станциях** (ДНС). Это заметно отражается на значениях подсчетных параметров нефти и растворенного газа при высоком газосодержании пластовой нефти.

*Неучет при подсчете/пересчете запасов требований ГОСТ Р 51858-2002 по **упругости паров сырой нефти** (не более 0.667 бар при температуре 37.8 С), сдаваемой нефтегазодобывающими предприятиями потребителям, приводит к завышению запасов нефти. Причина – в завышении пересчетного коэффициента в формуле подсчета запасов. Количественные показатели зависят от физико-химических свойств конкретного УВ флюида.*

О терминологии, ранее использованной при подсчете запасов нефти и растворенного газа

Документ	Раздел, стр.	Цитата	Предлагаемый вариант текста
Инструкция по применению классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и газа. М.: ГКЗ, 1984.	4.3, стр.15	Подсчет запасов нефти производится с использованием объемного коэффициента и плотности нефти, определяемых по результатам дифференциального разгазирования глубинных или рекомбинированных проб пластовой нефти до стандартных условий.	Подсчет запасов нефти производится с использованием объемного коэффициента и плотности нефти, определяемых по результатам исследований ступенчатого разгазирования глубинных или рекомбинированных проб пластовой нефти. Число ступеней и давления и температуры на них должны соответствовать реальной или предполагаемой схеме сепарации нефти на данном промысле с учетом её доведения до товарных кондиций и приведения к стандартным термобарическим условиям на последней ступени.
	4.4., стр.15	Подсчет запасов растворенного в нефти газа проводится по его содержанию в нефти в пластовых условиях, которое определяется по результатам дифференциального разгазирования глубинных проб нефти до стандартных условий.	Подсчет запасов растворенного в нефти газа проводится по его содержанию в нефти в пластовых условиях, которое определяется по результатам исследований ступенчатого разгазирования глубинных или рекомбинированных проб пластовой нефти. Число ступеней и давления и температуры на них должны соответствовать реальной или предполагаемой схеме сепарации нефти на данном промысле с учетом её доведения до товарных кондиций и приведения к стандартным термобарическим условиям на последней ступени.

Газпром нефть | 186

О терминологии, используемой при подсчете запасов нефти и растворенного газа

Документ	Раздел, пункт	Цитата	Предлагаемый вариант текста
Методические рекомендации по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов. М.: Министерство природных ресурсов и экологии РФ от 01.11.2013 № 477	IV, 62	Подсчет геологических запасов нефти производится с использованием объемного коэффициента и плотности нефти, определяемых по результатам дифференциального, или ступенчатого, разгазирования глубинных или рекомбинированных проб пластовой нефти до стандартных условий...	Подсчет геологических запасов нефти производится с учетом объемного коэффициента и плотности нефти, определяемых по результатам исследований ступенчатого разгазирования глубинных или рекомбинированных проб пластовой нефти. Число ступеней и давления и температуры на них должны соответствовать реальной или предполагаемой схеме сепарации нефти на данном промысле с учетом её доведения до товарных кондиций и приведения к стандартным термобарическим условиям на последней ступени.
	IV, 63	Подсчет геологических запасов растворенного газа производится по его содержанию в нефти в пластовых условиях, которое определяется по результатам дифференциального или ступенчатого разгазирования глубинных проб нефти до стандартных условий.	Подсчет запасов растворенного в нефти газа проводится по его содержанию в нефти в пластовых условиях, которое определяется по результатам исследований ступенчатого разгазирования глубинных или рекомбинированных проб пластовой нефти. Число ступеней и давления и температуры на них должны соответствовать реальной или предполагаемой схеме сепарации нефти на данном промысле с учетом её доведения до товарных кондиций и приведения к стандартным термобарическим условиям на последней ступени.

Газпром нефть | 187

Корреляции для расчета физико-химических свойств нефти

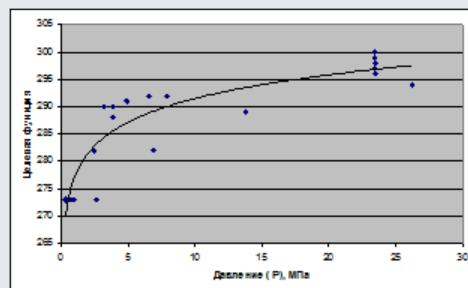
Газпром нефть | 18
¤

Что такое корреляция

Для определения значений параметров, которые не могут быть измерены, используется их расчет по корреляциям. Корреляция – это функциональная зависимость исследуемого параметра, построенная на основе экспериментальных данных и имеющая наименьшую квадратичную ошибку, то есть выбранная корреляция лежит ближе всего ко всем существенным значениям, полученным в ходе эксперимента.

1. Эксперимент
 - модельная система;
 - изменяемые параметры ($p, T, \gamma_o, \gamma_g, R_{sb}$)
 - α – целевая функция
2. Статистическая обработка результатов эксперимента.

$$\alpha = f(p, T, \gamma_o, \gamma_g, R_{sb})$$
3. Корреляция



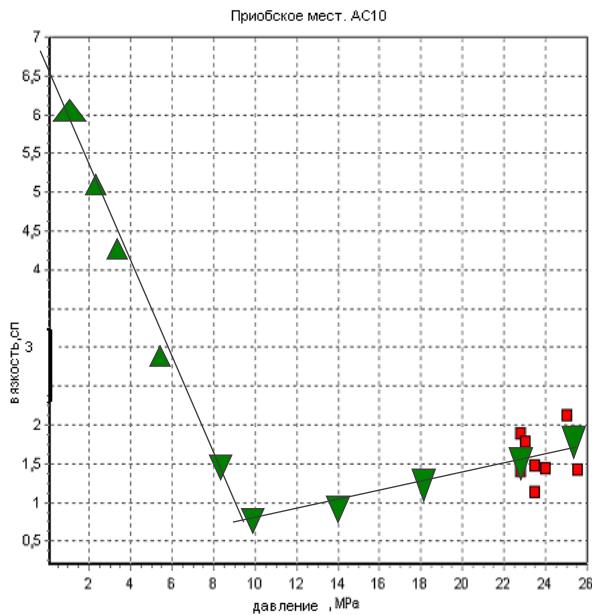
Газпром нефть | 189

Зачем нужны корреляции?

- Имеются разрозненные лабораторные данные по свойствам нефти и газа на месторождениях
- Необходимо оценить свойства нефти, газа и пластовой воды при конкретных условиях Р,Т
- Лабораторные данные неточны и противоречивы

Газпром нефть | 190

Нет лабораторных исследований при требуемых условиях



Нет полных лабораторных исследований свойств нефти как функции давления, в том числе при давлении насыщения и ниже.

Лучше прямой замер параметров при необходимых давлениях и температурах. Если таких данных нет, то для их оценки применяют корреляции

Лабораторные данные неточны и противоречивы

- Не соблюдаются условия отбора проб и лабораторных исследований
- Взаимосвязанные свойства находятся в противоречии
- Наблюдается сильное различие в результатах анализа проб с одного месторождения

Пример влияния свойств нефти

Дебит нефти в условиях стационарного радиального притока можно определить по формуле Дюпюи

$$q = \frac{kh\Delta P}{1.84\mu B_o \left(\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + s \right)}$$

Исходные данные: $k = 10 \text{ мD}$, $h = 10 \text{ м}$,

$$\Delta P = 8 \text{ МПа}, B = 1.2 \text{ м}^3 / \text{м}^3$$

$$r_e = 500 \text{ м}, r_w = 0.1 \text{ м}, s = 0.$$

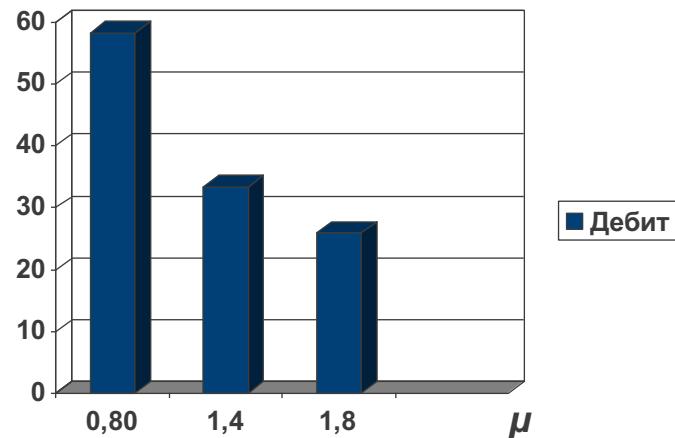
Пример

Значения вязкости

$\mu = 0.8 \text{ мПа с}$

$\mu = 1.4 \text{ мПа с}$

$\mu = 1.8 \text{ мПа с}$



Пример влияния свойств нефти

Объём вмещающего коллектора месторождения составляет:

$$V = m h A$$

Прогнозный объём геологических запасов нефти составляет:

$$V_o = \frac{V \cdot (1 - S_w)}{B_o}$$

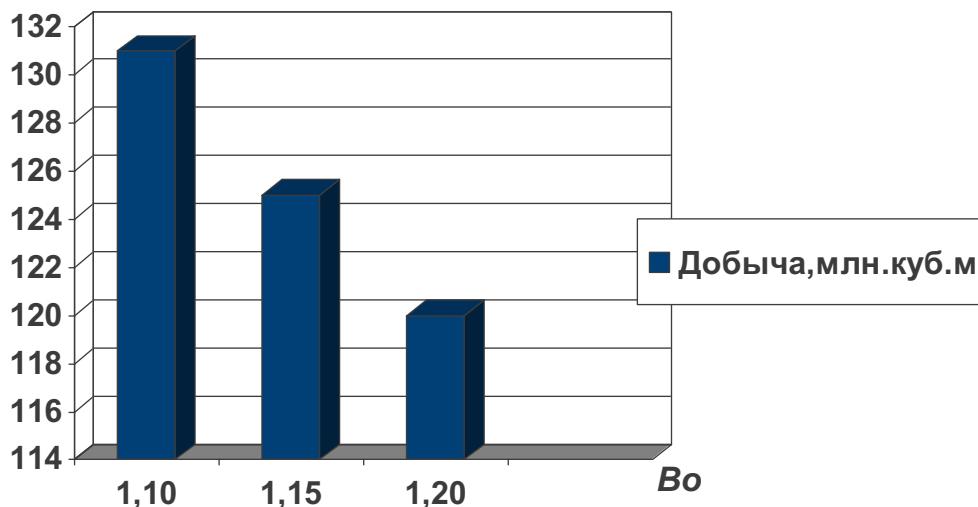
Прогнозный объём добычи из месторождения составит:

$$N_f = V_o R_f$$

Пример

Исходные данные: $m = 0.2; h = 20 \text{ м}; A = 200 \cdot 10^6 \text{ м}^2$

$$S_w = 0.2; R_f = 0.45$$



Газпром нефть | 196

Базовые параметры для расчета PVT – свойства нефти и газа

- R_{sb} – газосодержание нефти при давлении насыщения
- P_b - давление насыщения
- γ_o - относительная плотность нефти
- γ_g - относительная плотность газа
- T_{wf} – температура на забое
- T_s, P_s – температура и давление в сепараторе
- \bar{P} – среднепластовое давление
- Т – пластовая температура

Модели оценки физико-химических свойств пластовых смесей

- Модель нелетучей нефти – основной постулат: Y_o , Y_g – фиксированы; PVT-свойства смеси изменяются при изменении Р и Т
- Композиционная модель – основной постулат: PVT-свойства смеси определяются её компонентным составом

Модели сырой нефти

Параметры	Модели сырой нефти			
	Калифорни йская	Северного моря	Ближнего Востока	Для всех залежей
Тяжёлая нефть $\gamma_o > 0,87$	Standing	-	-	
Средняя нефть $0,85 < \gamma_o <$ 0,87	-	-	Al-Marhoun Al-Khafaji	McCain
Легкая нефть $\gamma_o < 0,85$	-	Glaso	-	

Давление насыщения по корреляции Standing

$$P_b = 0,52544 \left[\frac{R_{sb}}{\gamma_g} \right]^{0,83} 10^{-b} - 0,17568$$

$$b = 1,22515 + 0,0016438 T_{nl} - 1,76875 / \gamma_o$$

Примечание: степенная модель

Давление насыщения по корреляции Valko & McCain, 2002

$$P_b = 6.89 \cdot 10^{-3} \exp(7.475 + 0.713 Z + 0.0075 Z^2)$$

$$Z = z_1 + z_2 + z_3 + z_4$$

Примечание: 'экспоненциальная модель'

Давление насыщения по корреляции Valko & McCain, 2002

$$z_1 = -5.48 - 0.0378 \cdot \ln\left(\frac{R_{sb}}{0.1781}\right) + 0.281 \cdot \left(\ln\left(\frac{R_{sb}}{0.1781}\right)\right)^2 - 0.0206 \cdot \left(\ln\left(\frac{R_{sb}}{0.1781}\right)\right)^3$$

$$z_2 = 1.27 - \frac{0.0449 \cdot (141.5 - 131.5\gamma_o)}{\gamma_o} + \frac{0.000436 \cdot (141.5 - 131.5\gamma_o)^2}{\gamma_o^2} - \frac{4.76 \cdot 10^{-6} \cdot (141.5 - 131.5\gamma_o)^3}{\gamma_o^3}$$

$$z_3 = 4.51 - 10.84 \cdot \gamma_{gc} + 8.39 \cdot \gamma_{gc}^2 - 2.34 \cdot \gamma_{gc}^3$$

$$z_4 = -0.7835 + 6.23 \cdot 10^{-3} (1.8T - 460) - 1.22 \cdot 10^{-5} (1.8T - 460)^2 + 10^{-8} (1.8T - 460)^3$$

$$\gamma_{gc} = \gamma_g \left(1 + 5.912 \cdot 10^{-5} \left(\frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5 \right) (1.8T_s - 460) \cdot \log\left(\frac{P_s}{0.79}\right) \right)$$

Примечание: γ_g – для газа 1-й ступени сепарации

γ_{gc} – для газа с учетом и STO

Давление насыщения по корреляции Glaso

$$P_b = 0,00689 \cdot 10^A$$

$$A = 1,7669 + 1,7447 \cdot \log B - 0,30218(\log B)^2$$

$$B = \left(\frac{5,618 \cdot R_{sb}}{\gamma_g} \right)^a \cdot \frac{(1,8T - 460)^b}{(141,5 / \gamma_o - 131,5)^c}$$

$a = 0,816$; $b = 0,172$; $c = 0,989$ для нефти $\gamma_o < 0.85$;

Для нефти с $R_{sb} > 300 \text{ m}^3/\text{m}^3$; $\gamma_o > 0.85$; $\gamma_g > 0.87$, берем $b = 0,13$

Для неуглеводородных компонентов можно уточнить P_b

$$P_{by_i} = \alpha_{y_i} P_b$$

$$\alpha_{y_i} = (\alpha_{CO_2}; \alpha_{N_2}; \alpha_{H_2S})$$

Примечание: поправки имеет смысл вводить при

$y_{CO_2} > 12\%$, любом количестве H_2S

Давление насыщения по корреляции Glaso

$$\alpha_{y_{co_2}} = 1 - 693.8 y_{co_2} (1.8T - 460)^{-1.553}$$

$$\begin{aligned}\alpha_{y_{N_2}} &= 1 + [(-2.65 \cdot 10^{-4} \left(\frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5 \right) + 5.5 \cdot 10^{-3}) \cdot (1.8T - 460) + (0.0913 \left(\frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5 \right) - 0.8295)] y_{N_2} + \\ &\quad [(1.954 \cdot 10^{-11} \left(\frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5 \right)^{4.699}) \cdot (1.8T - 460) + (0.027 \left(\frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5 \right) - 2.366)] y_{N_2}^2 \\ \alpha_{y_{H_2S}} &= 1 - (0.9035 + 0.0015 \left(\frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5 \right)) y_{H_2S} + 0.019 \left(\frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5 \right) y_{H_2S}^2\end{aligned}$$

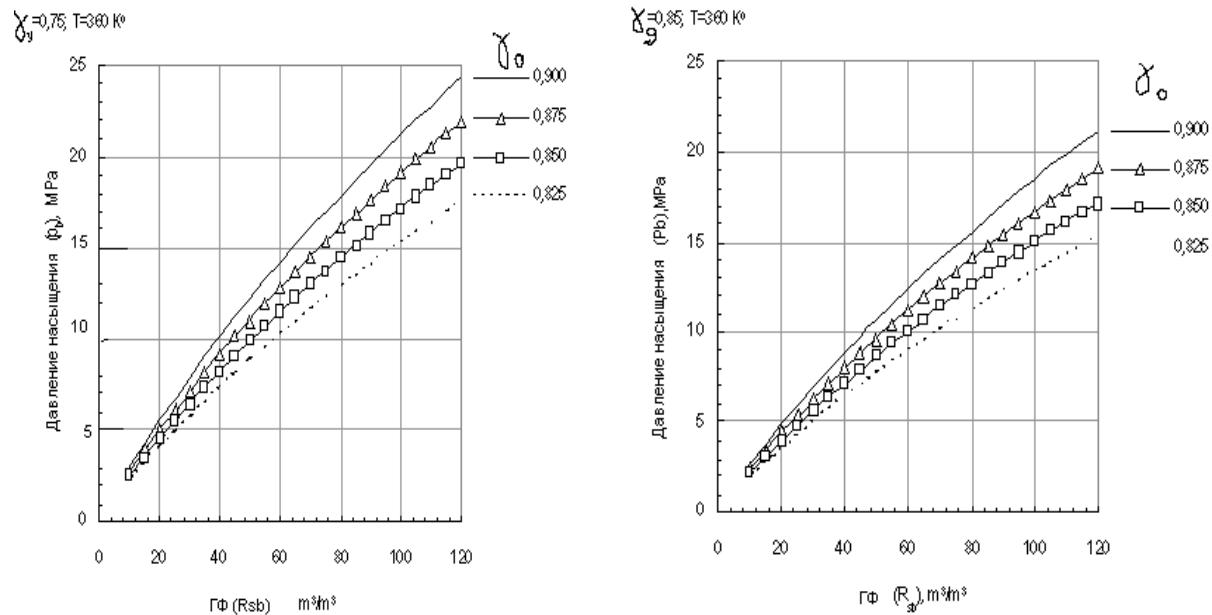
Давление насыщения по корреляции Al-Marhoun

$$P_b = 0,037084 \cdot 10^{-3} (5,618 R_{sb})^b \gamma_g^c \gamma_o^d (1,8T)^e$$

$$b = 0,715082; c = -1,87784;$$

$$d = 3,1437; \quad e = 1,32657$$

Давление насыщения



Газпром нефть | 206

Упражнение 9 (использовать «Расчет РВТ– свойств»)

Газосодержание нефти по Standing

$$R_s = \gamma_g \cdot \left[\frac{P - 0,17568}{0.52544 \cdot 10^b} \right]^{\frac{1}{0.83}}$$

$$b = 1,225 + 0,00164 \cdot T - 1,769 / \gamma_o$$

Примечание: инверсия выражения для Pb;

зависимость $R_s(p)$ практически линейная

Газосодержание нефти по Velarde, McCain et al, 1999

$$R_s = R_{sb} \left[a_1 \left(\frac{P}{P_b} \right)^{a_2} + (1 - a_1) \left(\frac{P}{P_b} \right)^{a_3} \right]$$

$$a_1 = 1.865 \cdot 10^{-4} \cdot \gamma_g^{1.673} \cdot \left(\frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5 \right)^{0.93} \cdot (1.8T - 460)^{0.247} \cdot P_b^{1.056}$$

$$a_2 = 0.1004 \cdot \gamma_g^{-1.005} \cdot \left(\frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5 \right)^{0.338} \cdot (1.8T - 460)^{0.133} \cdot P_b^{0.302}$$

$$a_3 = 0.9167 \cdot \gamma_g^{-1.485} \cdot \left(\frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5 \right)^{-0.165} \cdot (1.8T - 460)^{-0.091} \cdot P_b^{0.047}$$

Примечание: степенная модель (не инверсия)

Газосодержание нефти по Glaso

$$R_s = \gamma_g \left(\frac{\frac{141,5}{\gamma_o} - 131,5}{(1,8T - 460)^{0,172}} B \right)^{1,2255}$$

$$B = 10^a$$

$$a = 2,8869 - (14,1811 - 3,3093 \log(145,1P))^{0,5}$$

Газосодержание нефти по Al-Marhoun

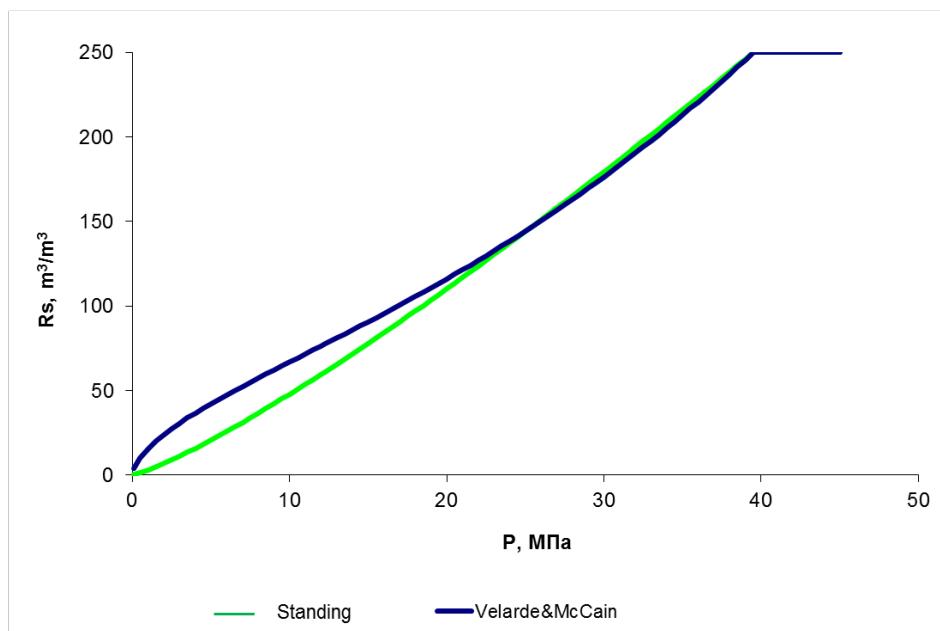
$$R_s = 0,178 \left(\frac{P}{0,037084 \cdot 10^{-3} \gamma_g^c \gamma_o^d (1,8T)^e} \right)^{1/b}$$

$$b = 0,715082; c = -1,87784;$$

$$d = 3,1437; \quad e = 1,32657$$

Примечание: инверсия от P_b

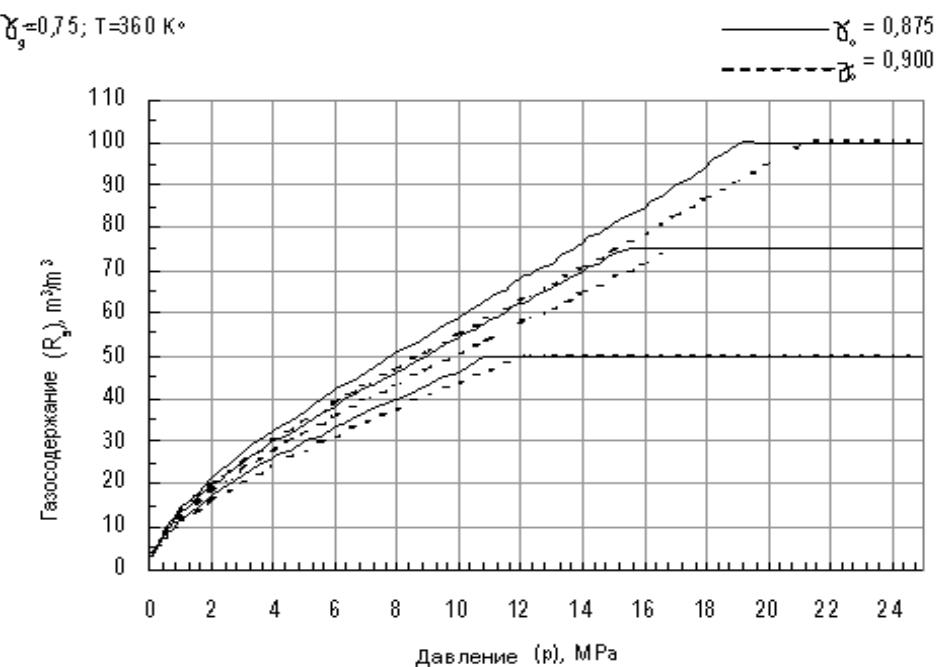
Газосодержание



Примечание: при низких Р результаты расходятся значительно

Газпром нефть | 212

Газосодержание



Газпром нефть | 213

Упражнение 10

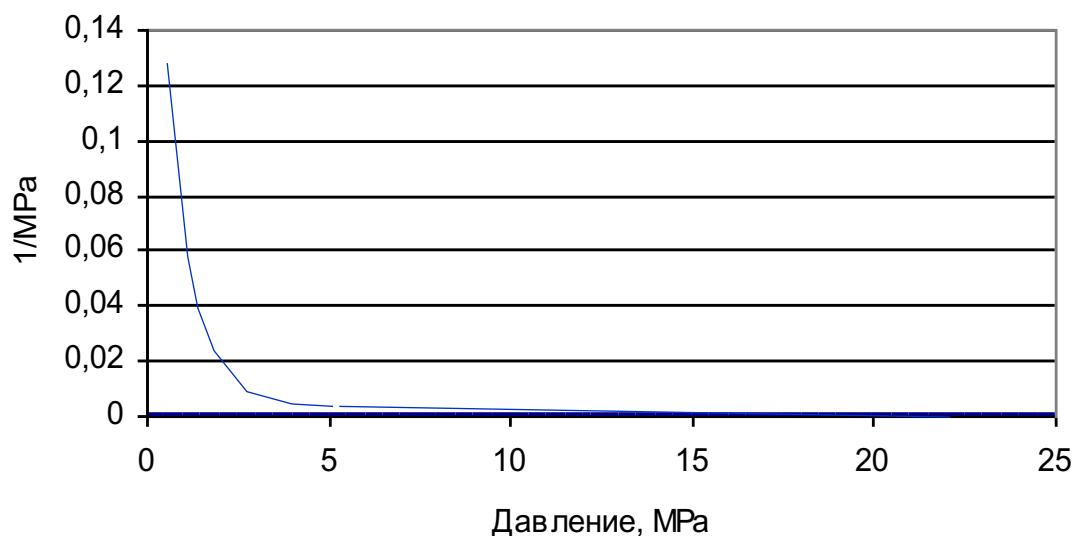
Газпром нефть | **21**
▲

Сжимаемость нефти. Корреляция Vasquez and Beggs

$$C_o = \frac{27,76R_{Sb} + 31 \cdot T - 1180\gamma_g + \frac{1784,3}{\gamma_o} - 11003}{10^5 \cdot P}$$

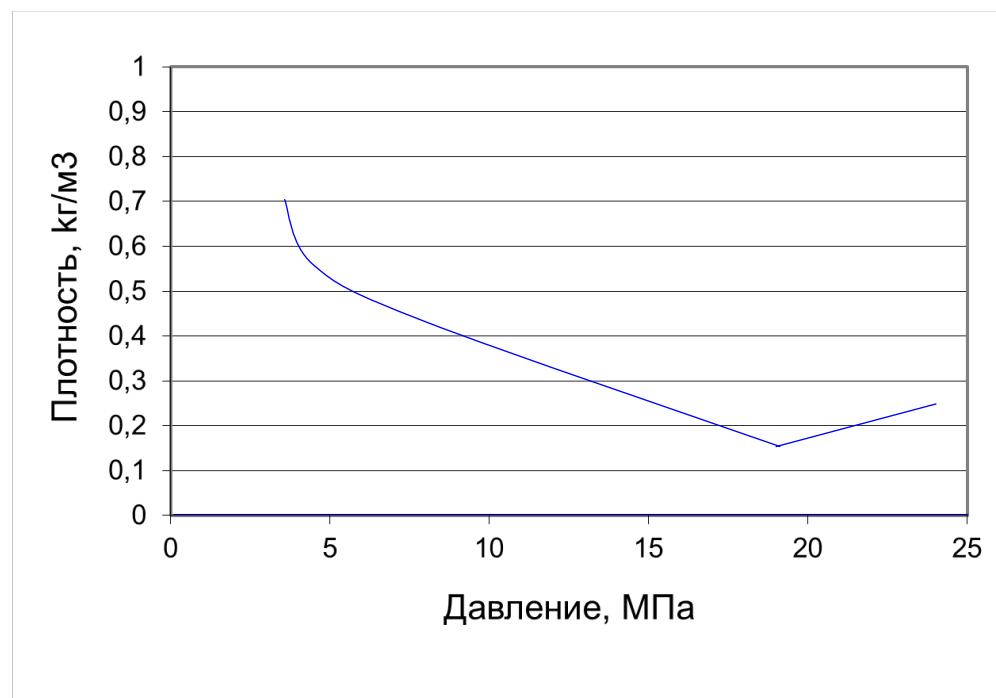
Примечание: используется при $P > P_b$

Сжимаемость



Газпром нефть | 216

Плотность



Газпром нефть | 217

Плотность нефти по Standing

1) $P < P_b$

$$\rho_o = \frac{1000\gamma_o + 1,21\gamma_{gd} \cdot R_s}{B_o}$$

Примечание: это не корреляция, а выводится из материального баланса; 1,21 (1,205 кг/м³) – плотность воздуха; gd=dissolved gas (растворенный газ)

1) $P \geq P_b$

$$\rho_o = \rho_{ob} \cdot \exp(C_o(P - P_b))$$

C_o -сжимаемость нефти

ρ_{ob} – плотность нефти при давлении насыщения

(рассчитывается по 1) при R_{Sb} и B_{Ob}

Плотность нефти по корреляции McCain et al.

$$\text{Шаг 1. } \rho_{po}^0 = 845.775 - 0.9 \cdot R_s$$

$$\text{Шаг 2. } \rho_a = -799.209 + 1361.808 \cdot \gamma_g + (2.989 - 3.704 \cdot \gamma_g) \cdot \rho_{po} + \\ (0.003 \cdot \gamma_g - 0.002) \cdot \rho_{po}^2$$

$$\text{Шаг 3. } \rho_{po}^1 = \frac{89.941 \cdot R_s \cdot \gamma_g + 73685 \cdot \gamma_g}{73.71 + 89.941 \cdot R_s \cdot \gamma_g / \rho_a}$$

если $|\rho_{po}^1 - \rho_{po}^0| \geq \varepsilon$ то вернуться к шагу 2.

Прим.: для плотности нефти 2 метода: Standing и McCain et al.

Плотность нефти по корреляции McCain et al.

$$\text{Шаг 4. } \Delta\rho_p = 2.323 \cdot (0.167 + 16.181 \cdot (10^{-0.00265 \cdot \rho_{po}})) \cdot P - \\ 0.00337 \cdot (0.299 + 263 \cdot (10^{-0.00376 \cdot \rho_{po}})) \cdot P^2$$

$$\text{Шаг 5. } \rho_{bs} = \rho_{po} + \Delta\rho_p$$

$$\text{Шаг 6. } \Delta\rho_T = (0.0484 + 1.724 \cdot \rho_{bs}^{-0.951}) \cdot (1.8 \cdot T - 520)^{0.938} - \\ (0.346 - 0.373 \cdot (10^{-0.001 \cdot \rho_{bs}})) \cdot (1.8 \cdot T - 520)^{0.475}$$

$$\text{Шаг 7. } \rho_o = \rho_{bs} - \Delta\rho_T$$

Упражнение 11

Объемный коэффициент по Standing

$$p \leq p_b \quad B_o = 0.972 + 0.000147 F^{1.175}$$

$$F = 5.615 R_s \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0.5} + 2.25T - 575$$

$$p > p_b \quad B_o = B_{ob} \exp(c_o(p_b - p))$$

Прим.: получено инверсией из
выражения для давления насыщения

Объемный коэффициент по McCain

$$B_o = \frac{1000 \cdot \gamma_o + 1.21 \cdot R_s \cdot \gamma_g}{\rho_{oR}}$$

Прим.: из материального баланса

Объемный коэффициент по Glaso

$$B_o = 1 + 10^A$$

$$A = -6,58511 + 2,91329 \log B - 0,27683(\log B)^2$$

$$B = 5,618 R_s \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0,526} + 0,968(1,8T - 460)$$

Объемный коэффициент по Al-Marhoun

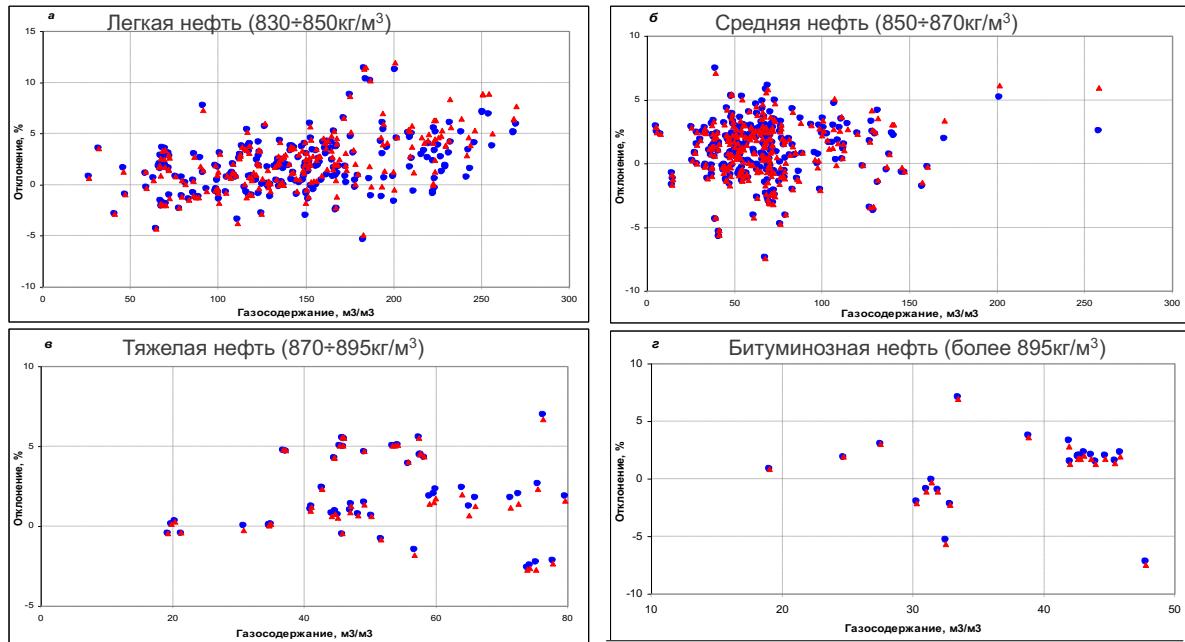
$$B_o = 0,497069 + 0,862963 \cdot 10^{-3} (1,8T) + \\ + 0,182594 \cdot 10^{-2} F + 0,3181 \cdot 10^{-5} F^2$$

$$F = (5,618R_s)^a \gamma_g^b \gamma_o^c$$

$$a = 0,74239; b = 0,323294; c = 1,20204$$

Применимость корреляций Стэндинга для месторождений Западной Сибири

Относительное отклонение (%) от экспериментальных значений объемного коэффициента пластовой нефти, вычисленных методом Стэндинга



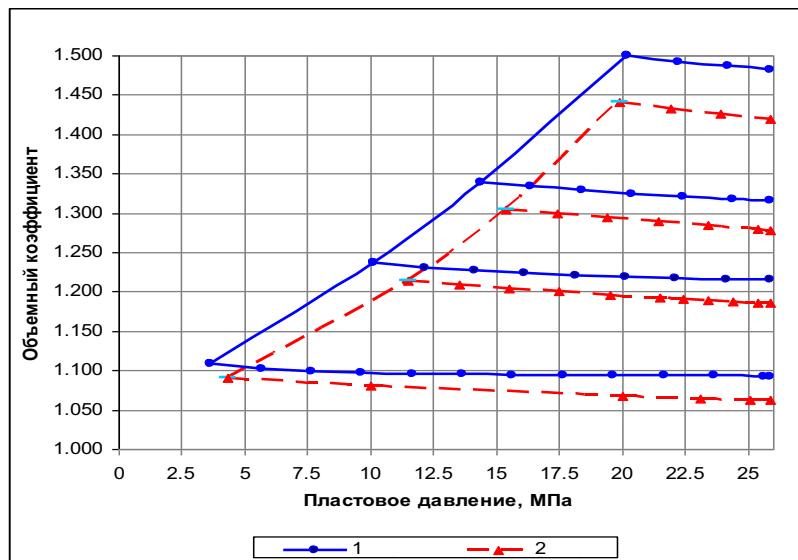
Газпром нефть | 226

Применимость корреляций Стэндинга для месторождений Западной Сибири

- На примере пластовых нефтеи месторождений ОАО «Газпром нефть» подтверждено, что применение метода Стэндинга позволяет с точностью до 5% оценивать объемный коэффициент битуминозных, тяжелых и средних нефтеи во всем исследованном диапазоне газосодержания пластовой нефти, а легких нефтеи - до газосодержания $170 \text{ м}^3/\text{м}^3$.
- Использование апробированных корреляций является альтернативой применения метода аналогий для оценки пересчетного коэффициента пластовой нефти при отсутствии результатов исследований представительных глубинных проб. Также корреляции целесообразно применять для проверки физической согласованности данных о плотности сепарированной нефти, газосодержании и пересчетном коэффициенте пластовой нефти, приводимых в форме 6-ГР и других документах статистической отчетности.
- Применение корреляций позволяет получать зависимости объемного коэффициента пластовой нефти от давления для гидродинамического моделирования разработки месторождений при ограниченной исходной информации о PVT-свойствах.

Зависимости PVT-свойств от давления при отсутствии лабораторных исследований

Сравнение зависимостей объемного коэффициента от давления при использовании корреляции Стэндинга и адекватной термодинамической модели



Газпром нефть | 228

Уточнение объемного коэффициента с использованием корреляций

Пласт	Рекомендуемые параметры				6-ГР			
	Пересчетный коэффициент (оценка методом Стэндинга)	Объемный коэффициент (оценка методом Стэндинга)	Плотность сепарир. нефти кг/ м ³	Газосодержание, м ³ /т	Пересчетный коэффициент	Объемный коэффициент	Плотность сепарир. нефти, кг/м ³	Газосодержание, м ³ /т
Ю ₀	0.678	1.475	863	180	0.900	1.111	817	180
Ю ₀ ¹	0.792	1.262	870	100	0.900	1.111	870	100
Ю ₂	0.777	1.287	870	110	0.900	1.111	870	110

Газпром нефть | 229

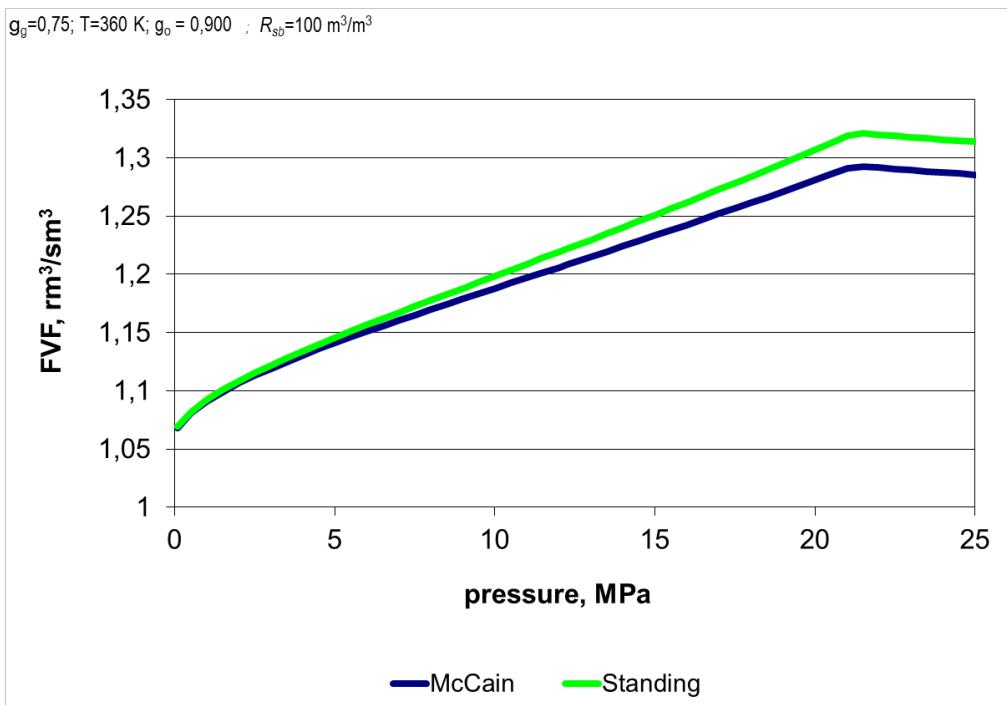
Сравнение объёмного коэффициента при контактном и дифференциальном разгазировании

$$F_c = \frac{B_{of}}{B_{od}} = 0.7264\gamma_o^{0.3202} - 0.3126\gamma_{gc}^{-0.02087} + 0.6459\left(\frac{T_s}{T}\right)^{0.5596}$$

B_{of} - при контактном газовыделении (в трубопроводах)

B_{od} - при дифференциальном газовыделении (в пласте)

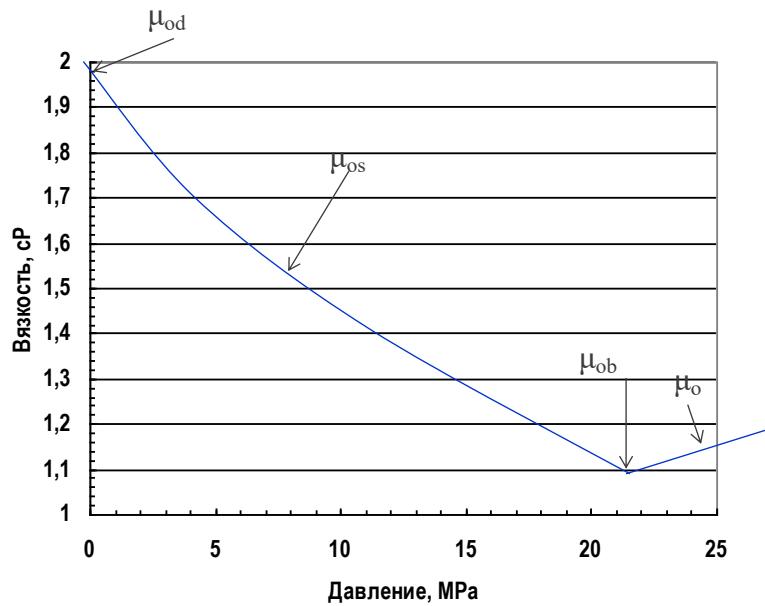
Объемный коэффициент нефти



Газпром нефть | 231

Упражнение 12

Вязкость



Газпром нефть | 233

Вязкость нефти

$$\mu_{od} = f(\gamma_o, T)$$

$$\mu_{od} = f(\gamma_o, K_w, T)$$

Прим.: od – дегазированная нефть; K_w – фактор Ватсона ($10 < K_w < 12$) отражает групповой УВ состав нефти

Вязкость нефти

$$K_w = [a_1 \exp(a_2 M_o + a_3 \gamma_o + a_4 M_o \gamma_o) M_o^{a_5} \gamma_o^{a_6}]^{a_7} \gamma_o^{a_8}$$

$$a_1 = 16.80642 \quad a_5 = 0.5369$$

$$a_2 = 1.6514 * 10^{-4} \quad a_6 = -0.7276$$

$$a_3 = 1.4103 \quad a_7 = 0.3333$$

$$a_4 = -7.5152 * 10^{-4} \quad a_8 = -1$$

Вязкость нефти по Standing

$$\log(\mu_{od} / \rho_o) = \frac{1}{A_3[K_w - (8.24 / \gamma_o)] + 1.639 A_2 - 1.059} - 2.17$$

$$\text{где } A_1 = 1 + 8.69 \log\left(\frac{1.8T}{560}\right) \quad A_2 = 1 + 0.554 \log\left(\frac{1.8T}{560}\right)$$

$$A_3 = -0.1285 \frac{(2.87 A_1 - 1) \gamma_o}{2.87 A_1 - \gamma_o}$$

$$\rho_o = \frac{\gamma_o}{1 + 0.000321(1.8T - 520)10^b}$$

$$b = 0.00462(141.5 / \gamma_o - 131.5)$$

Вязкость нефти по Beal-Standing

Вязкость дегазированной нефти

$$\mu_{od} = [0.32 + \frac{1.8 \cdot 10^7}{(\frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5)^{4.53}}] (\frac{360}{1.8T - 260})^a$$

$$a = 10^c \quad c = 0.43 + \frac{8.33}{\frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5}$$

При $P \leq P_b$

$$\mu_{os} = (10^d)(\mu_{od})^b$$

$$d = 5.6148 \cdot R_s \cdot (0.1235 \cdot 10^{-5} \cdot R_s - 7.4 \cdot 10^{-4})$$

$$b = \frac{0.68}{10^{4.84 \cdot 10^{-4} R_s}} + \frac{0.25}{10^{6.176 \cdot 10^{-3} R_s}} + \frac{0.062}{10^{2.1 \cdot 10^{-2} R_s}}$$

При $P > P_b$

$$\mu_o = \mu_{ob} + 0.145 \cdot (P - P_b) (0.024 \mu_{ob}^{1.6} + 0.038 \mu_{ob}^{0.56})$$

μ_{ob} – вязкость при P_b

Вязкость нефти по Glaso

$$\mu_{od} = 3.141 \cdot 10^{10} \cdot (1.8T - 460)^{-3.444} \cdot (\log(141.5 / \gamma_o - 131.5))^b$$

$$b = 10.313 \cdot \log(1.8T - 460) - 36.447$$

$$\mu_{os} = -0.06821 + 0.9824 \cdot d + 0.0004034 \cdot d^2$$

$$d = (0.2001 + 0.8428 \cdot 10^{-0.004747 \cdot R_s}) \cdot \mu_{od}^a$$

$$a = 0.43 + 0.5165 \cdot 10^{-0.00455 \cdot R_s}$$

$$\mu_o = 1.00081 \cdot \mu_{ob} + 0.16353 \cdot (P - P_b) \cdot (-0.006517 \mu_{ob}^{1.8148} + 0.038 \mu_{ob}^{1.59})$$

Газпром нефть | **238**

Вязкость нефти по Al-Khafaji

$$\mu_{od} = 10^a / (141.5 / \gamma_o - 131.5 + \frac{(1.8T - 460)}{30} - 14.29)^{2.709}$$

$$a = 4.9563 - 0.00488 \cdot (1.8T - 460)$$

$$\mu_{os} = A1 \cdot (\mu_{od})^{A2}$$

$$A1 = 0.247 + 0.2824 \cdot A0 + 0.5657 \cdot A0^2 - 0.4065 \cdot A0^3 + 0.0631 \cdot A0^4$$

$$A2 = 0.894 + 0.0546 \cdot A0 + 0.07667 \cdot A0^2 - 0.0736 \cdot A0^3 + 0.01008 \cdot A0^4$$

$$A0 = \log(5.6146 \cdot R_s)$$

Упражнение 13

Газпром нефть | **24**
©

Каковы критерии выбора корреляций



Газпром нефть | 241

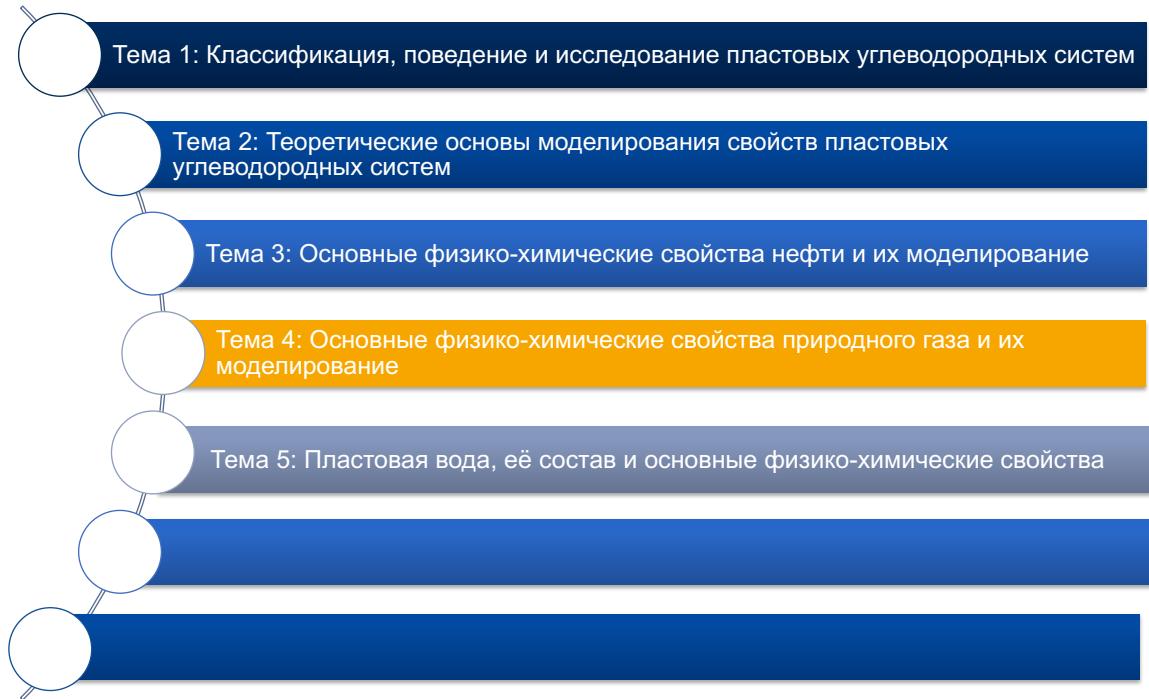
Существует множество корреляций для нефти разных регионов, полученных для схожих параметров.

№	Корреляции	Год	Модель нефти	Легкая (%)	Средняя (%)	Тяжелая (%)	γ_0	γ_g	R_{S0} (м ³ /м ³)	T (K)
1.	Standing	1947	105 проб Калифорнийской сырой нефти	5	15	80	0,956-0,724	0,59-0,95	3,6-254	311-400
2.	Lasater	1958	137 проб Канада, США, Южная Америка	нет данных	нет данных	нет данных	0,947-0,775	0,574-1,223	0,5-517	301-407
3.	Glaso	1980	60 проб Северного моря	73,3	17,1	9,6	0,92-0,778	0,65-1,276	16-470	300-411
4.	AL-Marhoun	1988	69 проб Ближнего Востока	19,6	78,5	1,9	0,938-0,803	0,752-1,367	4,6-285	297-389
5.	Labedi	1990	97 проб Ливия, 27-Нигерия, 4-Ангола	94,4	5,6	0	0,916-0,771	0,579-1,251	2,3-600	311-425
6.	Petrosky, Farhad	1993	84 пробы Мексиканского залива	4	23,3	72,7	0,955-0,805	0,578-0,852	38,6-250	319-415
7.	Kartoatmodjo, Schmidt	1994	740 проб Индонезия, Ближний Восток, Северная Америка	нет данных	нет данных	нет данных	0,97-0,743	0,379-1,709	0-515	297-433
8.	Farshad, Leblanc	1992	98 проб сырой нефти Колумбии	10	20	70	0,93-0,827	0,573-1,337	11,7-219	нет данных
9.	Velarde, McCain	1997	2097 проб по всему миру	нет данных	нет данных	нет данных	0,989-0,754	0,555-1,367	1,8-333	294-437
10.	Elsharkawy, Alikhan	1997	175 проб сырой нефти Кувейта	92	8	0	0,935-0,812	0,663-1,268	6,9-283	327-394
11.	Al-Shammaisi	1999	1243 пробы по всему миру	нет данных	нет данных	нет данных	1,03-0,725	0,51-3,44	1,1-587	296-445
12.	Valko, McCain	2003	1745 проб по всему миру	нет данных	нет данных	нет данных	1,03-0,725	0,555-1,685	1,8-395	288-445
13.	Hemmati, Kharrat	2007	287 проб иранской сырой нефти	8	22	70	0,941-0,787	0,523-1,415	22,3-390	298-416

Выбор подходящего набора корреляций для новых объектов –
сложный вопрос. Разные подходы к выбору

Работает – не трогай	Простые правила	На основе исследования проб		
<ul style="list-style-type: none"> Использование настроек программного обеспечения по умолчанию 	<ul style="list-style-type: none"> На основе плотности нефти На основе региона Как на соседнем месторождении 	<ul style="list-style-type: none"> Нужны представительные пробы Нужны результаты исследований проб, представленные в «правильном» виде 		
Параметры	Модели сырой нефти			
	Калифорнийская	Северного моря	Ближнего Востока	Для всех залежей
Тяжёлая нефть, >870кг/м ³	Standing	-	-	
Средняя нефть, 850< <870кг/м ³	-	-	Al-Marhoun Al-Khafaji	McCain
Легкая нефть, <850кг/м ³	-	Glaso	-	

Газпром нефть | 243



Газпром нефть | 244

Тема 4: Основные физико-химические свойства природного газа и их моделирование

- Моделирование PVT- свойств природных газоконденсатных систем с использованием уравнения состояния
- Корреляции для расчета физико-химических свойств природного газа
- Расчеты физико-химических свойств природного газа по данным месторождений компании (практическое занятие).

Применение кубических уравнений состояния для моделирования природных газоконденсатных смесей

Моделирование природных газоконденсатных смесей:

- типичные исходные данные для моделирования
- алгоритм моделирования пластовой смеси с разбивкой на фракции группы C5 + высшие
- расчет критических параметров и ацентрического фактора компонент-фракций группы CN + (N=5, 6, 7, ...)
- принципы уменьшения числа компонентов в модели пластовой смеси
- способы «подгонки» результатов моделирования к экспериментальным данным
- экспериментальные данные, необходимые для процедуры адаптации при моделировании природных газоконденсатных систем с использованием программно-вычислительных комплексов.

Типичные исходные данные для моделирования,
имеющиеся в России и странах СНГ
(на примере пластовой смеси месторождения К, инт.
перф. 4975 – 4997 м)

Состав пластового газа

Компонент	Содержание, % мол.
N ₂	0.81
CO ₂	5.46
H ₂ S	3.21
CH ₄	70.06
C ₂ H ₆	6.08
C ₃ H ₈	2.72
<i>i</i> -C ₄ H ₁₀	0.66
<i>n</i> -C ₄ H ₁₀	1.32
<i>i</i> -C ₅ H ₁₂	0.95
<i>n</i> -C ₅ H ₁₂	0.97
C ₆	1.00
C ₇₊	6.76

Газпром нефть | 248

Состав пластового газа

- Потенциальное содержание C_{5+} в пластовом газе в расчете на 1 м³ газа

<i>Сепарации</i>		<i>Сухого</i>		<i>Пластового</i>	
г/м3	см3/м3	г/м3	см3/м3	г/м3	см3/м3
778	960	714	881	645	796

- Компонентный состав газов сепарации, дегазации, дебутанизации
 - Плотность ρ_4^{20} и молекулярная масса М дегазированного (дебутанизированного) конденсата (STO)
- $$\rho_4^{20} = 0.8105 \quad M_{STO} = 165$$

Газпром нефть | 249

Состав пластового газа

- ФРАКЦИОННЫЙ СОСТАВ ДЕГАЗИРОВАННОЙ УВ ЖИДКОСТИ (КОНДЕНСАТА, STO)

<i>Отгон, % об.</i>	<i>Температура, °C</i>
Начало кипения	50
10	105
20	130
30	155
40	190
50	239
60	285
70	340
Температура конца кипения, °C	> 360
Общий выход, % об.	76
Остаток, % об.	23
Потери при перегонке, % об.	1

Газпром нефть | 250

Алгоритм моделирования пластовой газоконденсатной смеси с разбивкой на фракции группы C5 + высшие (C5+)

1) Полагаем, что модель дегазированного конденсата (STO) состоит из N фракций:

$$N = 7$$

2) Определяем плотность $(\rho_4^{20})_k$ и молекулярную массу M_i каждой фракции. Для фракций 1, ..., N-1 используют экспериментальные значения или интерполируют данные для SCN-фракций (Katz,Firoozabadi, Whitson)

$$(\rho_4^{20})_k = F(\bar{T}_b).$$

$$(\rho_4^{20})_N = \frac{(\rho_4^{20})_{STO} - \sum_{i=1}^{N-1} V_i (\rho_4^{20})_k}{V_N}$$

$$M_N = \frac{(\rho_4^{20})_N V_N}{\frac{\rho_{STO}}{M_{STO}} - \sum_{i=1}^{N-1} (\rho_4^{20})_k V_i / M_i}$$

Свойства фракций дегазированного конденсата (STO)

<i>Фракция</i>	<i>Средняя температура кипения</i>	<i>Плотность</i> ρ_4^{20}	<i>Молярная масса</i>
	<i>C</i>		<i>г/моль</i>
STO1	77.5	0.7005	91.1
STO2	117.5	0.7490	110.6
STO3	142.5	0.7665	125.4
STO4	172.5	0.7827	145.1
STO5	214.5	0.8047	175.2
STO6	262.0	0.8320	211.8
STO7	-	0.8717	245.3

-
- 3) Вычисляем мольную долю каждой фракции в дегазированном конденсате (STO)

$$x_i^{STO} = \frac{(\rho_4^{20})_i V_i / M_i}{\sum_{j=1}^N (\rho_4^{20})_j V_j / M_j}.$$

- 4) Выделяем в отдельную фракцию компоненты группы C5+, перешедшие в газовую fazу при сепарации, дегазации, дебутанизации. Оцениваем плотность

$(\rho_4^{20})_{C5+}^g$ и молярную массу M_{C5+}^g этой фракции (по компонентному составу или по корреляциям).

Для рассматриваемого примера $M_{C5+}^g = 76.0$ г/моль,

$$(\rho_4^{20})_{C5+}^g = 0.6459.$$

Средняя температура кипения фракции 42.6 °C.

5) Рассчитываем молярную массу группы C₅₊ пластовой смеси

$$M_{C5+} = \frac{\Pi_{C5+} \times 2.404}{z_{C5+}} = \frac{645 \times 2.404}{9.68} = 160.2$$

где Π_{C5+} - потенциальное содержание C₅₊, г/м³ пластовой смеси.

6) Определяем мольную долю дегазированного конденсата (STO) в группе C₅₊ пластовой смеси x_{STO} .

Из системы уравнений

$$(x_{STO} M_{STO}) + (x_{C5+}^g M_{C5+}^g) = M_{C5+}$$

$$x_{STO} + x_{C5+}^g = 1$$

следует, что

$$x_{STO} = \frac{M_{C5+} + M_{C5+}^g}{M_{STO} - M_{C5+}^g} = \frac{160.2 - 76.0}{165.0 - 76.0} = 0.946$$

7) Вычисляем мольную долю в пластовой смеси каждой из (N+1) фракций группы C₅₊:

$$z_{C5+}^g = z_{C5+} \cdot (1 - x_{STO}) = 9.68 \times (1 - 0.946) = 0.524$$

$$z_i^{STO} = z_{C5+} \cdot x_{STO} \cdot x_i^{STO}$$

Итоговый состав модели пластового газа

<i>Компонент</i>	<i>Доля в пластовом газе z_i, % мол.</i>
N2	0.81
CO2	5.46
H2S	3.21
CH4	70.06
C2H6	6.08
C3H8	2.72
i-C4H10	0.66
n-C4H10	1.32
1_C5+ (g)	0.524
2_C5+ (STO1)	1.577
3_C5+ (STO2)	1.263
4_C5+ (STO3)	1.139
5_C5+ (STO4)	1.005
6_C5+ (STO5)	0.856
7_C5+ (STO6)	0.732
8_C5+ (STO7)	2.584

Газпром нефть | 256

Метод C.Whitson разбиения на фракции группы с_n +
высшие (с_{n+}, n= 6, 7,...) (splitting of the plus fraction
into sub-fractions)

Требуемые данные о группе C_{N+}:

- Молярная масса M_{N+}
- Относительная плотность по воде γ_o
- Мольная доля в смеси
- Число фракций (псевдокомпонент)

Мольная доля фракции i в группе C_{N+}

$$z_i = z_{CN+} \cdot \int_{M_{i-1/2}}^{M_{i+1/2}} p(M) dM$$

$M_{i-1/2}, M_{i+1/2}$ - нижняя и верхняя границы молярной массы вещества в i -й фракции.

Вероятностная плотность распределения фракций описывается 3-параметрической гамма-функцией

$$p(M) = \frac{(M - \eta)^{\alpha-1} \cdot \exp\left[-\frac{M - \eta}{\beta}\right]}{\beta^\alpha \cdot \Gamma(\alpha)}$$

- α дает форму распределения
- η = минимальная мол. масса вещества в группе C_{N+}
- $\beta = (M_{N+} - \eta) / \alpha$

Расчет критических параметров и ацентрического фактора компонент-фракций группы CN+ (N=5, 6, 7,...)

-
- Применение уравнения состояния требует знания T_c, p_c, ω для каждого компонента смеси
 - Для «чистых» компонентов используются справочные данные
 - Для фракций группы C_{N+} (5, 6, 7...) применяют эмпирические методы оценки T_c, p_c, ω

Параметр	Зависимости	Авторы
T_c	$T_c = f(T_b, \gamma)$	Cavett Kesler & Lee Riazi & Daubert
p_c	$p_c = \psi(T_b, \gamma)$	Cavett Kesler & Lee Riazi & Daubert
ω	$\omega = \varphi(T_b, T_c, p_b, p_c)$	Edmister Kesler & Lee

Эффективный метод оценки критического давления и ацентрического фактора компонент-фракций

Известны следующие свойства фракции:

- Средняя температура кипения T_b
- Плотность при стандартных условиях ρ_{sc}
- Молярная масса M
- Критическая температура (расчитана по одной из корреляций)

Значения p_c , ω определяем из решения системы 2-х алгебраических уравнений:

- 1) Уравнение состояния при стандартных условиях ($p_{sc}, T_{sc}, v = M / \rho_{sc}$):

$$p_{sc} - \frac{RT_{sc}}{(v - b)} + \frac{\alpha}{(v + c)(v + d)} = 0$$

- 2) Выражение Эдмистера для ацентрического фактора:

$$\omega - \frac{3}{7} \cdot \frac{T_b}{(T_c - T_b)} \cdot \lg \frac{p_c}{p_b} + 1 = 0$$

*Результаты моделирования с применением
уравнения состояния Пенга-Робинсона*

**Значения критических параметров и
ацентрического фактора
компонент-фракций группы C₅₊
модели пластового газа**

Компонент	T _C °C	P _C бар	ω
1C5+	207.7	32.30	0.2323
2C5+	248.6	30.54	0.2938
3C5+	297.1	28.51	0.3512
4C5+	324.6	26.59	0.3879
5C5+	356.2	24.36	0.4357
6C5+	399.3	21.81	0.5072
7C5+	447.3	19.70	0.5950
8C5+	495.9	18.80	0.6811

Газпром нефть | 262

*Результаты моделирования с применением
уравнения состояния Пенга-Робинсона для
пластового газа месторождения К*

Сепарация пластовой смеси при 60 бар и 30 °C

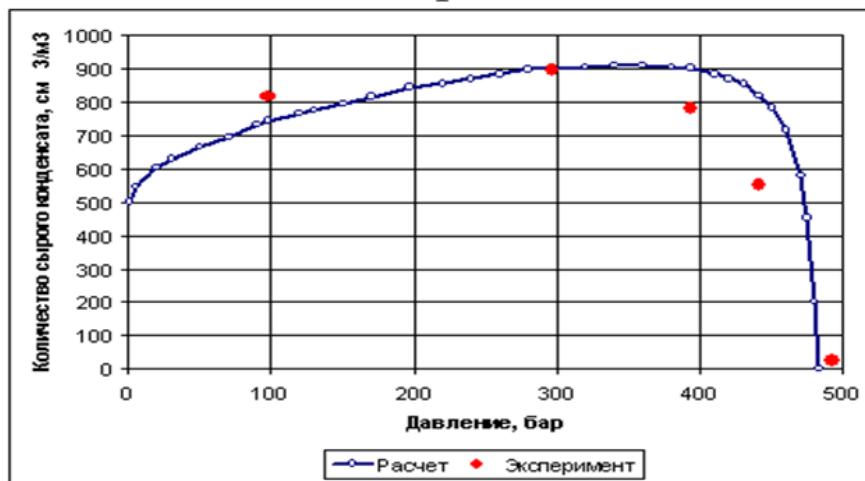
Конденсатогазовый фактор, см ³ /м ³		
Эксперимент	Расчет	Отклонение, %
1200	1165	2.9

**Результаты дифференциальной конденсации
(CVD)**

Коэффициент извлечения C ₅₊ при 1.013 бар		
Эксперимент	Расчет	Отклонение, %
0.26	0.26	0

**Результаты моделирования с применением
уравнения состояния Пенга-Робинсона**

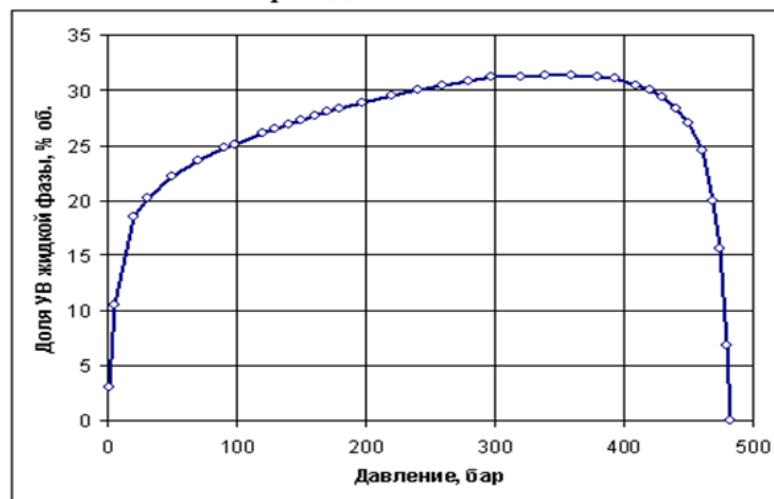
Кривая дифференциальной конденсации
пластового газа месторождения К.



Газпром нефть | 264

**Результаты моделирования с применением
уравнения состояния Пенга-Робинсона**

Динамика объемной доли ретроградной жидкой фазы
при дифференциальной конденсации пластового газа
месторождения К



Принципы уменьшения числа компонентов модели пластовой смеси (формирование псевдокомпонентов)

-
- Смесь состоит из 2-х групп:
 - 1) “газовой” (N₂+CO₂+H₂S+CH₄+C₂H₆+C₃H₈+C₄H)
 - 2) “жидкой” (C₅+
 - Формирование значений M, T_c, p_c, ω
псевдокомпонент “газовой” группы:

$$M = \sum_i x_i M_i$$

$$\omega = \sum_i x_i \omega_i$$

$$v_c = \left[\frac{1}{8} \sum_i \sum_j x_i x_j (v_{ci}^{1/3} + v_{cj}^{1/3})^3 \right]$$

$$T_c = \left[\frac{1}{8v_c} \sum_i \sum_j (v_{ci}^{1/3} + v_{cj}^{1/3}) \cdot (T_{ci} T_{cj})^{1/2} \right]$$

$$z_c = 0.2905 - 0.085\omega$$

$$P_c = z_c R T_c / v_c$$

-
- Формирование значений M, T_c, p_c, ω псевдокомпонент группы C₅₊:

$$M = \sum_i x_i M_i$$

$$\gamma = M / \left(\sum_i x_i M_i / \gamma_i \right)$$

$$T_c = f(T_b, \gamma)$$

p_c
 ω

} из совместного решения: EOS+Edmister

Способы «подгонки» результатов моделирования к экспериментальным данным на основе корректировки параметров уравнения состояния

- Минимизируемая целевая функция

$$F(\vec{\xi}) = \sum_{k=1}^{n_m} [r_k(\vec{\xi})]^2$$

где $\vec{\xi} = (\xi_1, \dots, \xi_{n_r})^T$ = вектор регрессионных параметров

n_r = количество регрессионных параметров

n_m = количество экспериментальных точек

$n_m \geq n_r$

$$r_k = w_k [s_k^{(c)}(\vec{\xi}) - s_k^{(o)}] / s_k^{(o)}$$

Здесь

w_k = весовой коэффициент для k-го эксперимент. значения

$s_k^{(c)}$ = расчетное значение физической величины

$s_k^{(o)}$ = экспериментальное значение физической величины

Рекомендации по выбору регрессионных параметров

- Надо использовать минимальное число параметров
- p_c, ω для тяжелых фракций группы C₅₊ (C₆₊, C₇₊)
- C_{ij} между метаном и тяжелыми фракциями группы C₅₊
- Shift-параметр для “подгонки” плотности (z-фактора)

Результаты моделирования

ИССЛЕДОВАНИЯ ПРИ ПОСТОЯННОЙ МАССЕ СМЕСИ
(название) ПРИ ТЕМПЕРАТУРЕ 88 °C

Давление	Относительный объем	Изотермический коэффициент сжимаемости	Z-фактор	Динамическая вязкость	Объемная доля УВ ретроградной жидкой фазы
<i>MPa</i>		<i>MPa⁻¹</i>		<i>mPa·с</i>	% об.
P _{Нач} =57.3	0.956	0.004399	1.4137	0.0736	-
55	0.966	0.004666	1.3711	0.0715	-
50	0.991	0.005354	1.2105	0.0671	-
P _{НК} =48.3	1.000	0.006056	1.1771	0.0656	0.
48	1.002	-	-	-	7.3
45	1.029	-	-	-	26.5
40	1.084	-	-	-	29.3
35	1.158	-	-	-	28.5
30	1.266	-	-	-	26.4
25	1.429	-	-	-	23.3
20	1.702	-	-	-	19.3
15	2.209	-	-	-	14.4
10	3.329	-	-	-	9.1
5	6.941	-	-	-	4.0
3	11.906	-	-	-	2.2

Газпром нефть | 273

Алгоритм и результаты моделирования процесса CVD

Алгоритм расчета на ($j+1$)-м шаге процесса CVD (Constant Volume Depletion)

Дано на начало ($j+1$)-го этапа: число молей смеси $N_m^{(j)}$, компонентный состав смеси $z_i^{(j)} (i=1, \dots, n)$

1. Рассчитываем парожидкостное равновесие смеси состава $z_i^{(j)} (i=1, \dots, n)$ при давлении в конце ($j+1$)-го этапа $p^{(j+1)}$
2. Вычисляем число молей жидкой фазы $N_L^{(j+1)} = N_m^{(j)} F_L$
3. Определяем объем, занимаемый жидкой фазой: $V_L^{(j+1)} = N_L^{(j+1)} M_L^{(j+1)} / \rho_L^{(j+1)}$
4. Рассчитываем объем, который займет паровая фаза в конце ($j+1$)-го этапа (после выпуска газа): $V_V^{(j+1)} = V_m^{(0)} - V_L^{(j+1)}$
5. Вычисляем число молей паровой фазы в конце ($j+1$)-го этапа

$$N_V^{(j+1)} = V_V^{(j+1)} p_V^{(j+1)} / (z_V^{(j+1)} RT)$$

6. Определяем число молей смеси в конце ($j+1$)-го этапа

$$N_m^{(j+1)} = N_V^{(j+1)} + N_L^{(j+1)}$$

7. Рассчитываем мольный состав смеси, оставшейся в бомбе PVT в конце ($j+1$)-го этапа

$$z_i^{(j+1)} = \frac{N_V^{(j+1)} y_i + N_L^{(j+1)} x_i}{N_m^{(j+1)}}$$

Газпром нефть | 275

Алгоритм расчета на $(j+1)$ -м шаге процесса CVD (Constant Volume Depletion)

Компонентоотдача i -го компонента на конец $(j+1)$ -го этапа снижения давления определяется как отношение извлеченной в составе газовой фазы массы компонента к его массе при начальном давлении:

$$\alpha_i^{(j+1)} = 1 - \frac{N_m^{(j+1)} z_i^{(j+1)}}{N_m^{(0)} z_i^{(0)}}$$

Конденсатоотдача (группа С₅₊) вычисляется так:

$$\alpha_{C_{5+}}^{(j+1)} = 1 - \frac{N_m^{(j+1)} z_{C_{5+}}^{(j+1)} M_{C_{5+}}^{(j+1)}}{N_m^{(0)} z_{C_{5+}}^{(0)} M_{C_{5+}}^{(0)}}$$

**РЕЗУЛЬТАТЫ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОЙ КОНДЕНСАЦИИ
СМЕСИ (название) ПРИ ТЕМПЕРАТУРЕ 88 °C**

Характеристика ретроградной УВ жидкой фазы

Давление <i>MPa</i>	Объемная доля ретроградной УВ жидкой фазы <i>% об.</i>	Пластовые потери насыщенного конденсата *) <i>см³/м³</i>
Рнк=48.3	0.	0.
48	6.9	200.9
47	20.0	580.2
45	27.0	785.1
41	30.5	884.3
38	31.3	907.6
34	31.4	910.3
29.7	31.2	904.3
24	30.0	870.7
19.7	29.1	845.5
15	27.3	792.6
9.8	25.8	750.8
5	22.2	664.5
1	14.8	574.9
0.1	3.0	501.5

*) объем в пластовых условиях ретроградного сырого конденсата по отношению
к начальному объему пластового газа, приведенному к стандартным
термобарическим условиям

**РЕЗУЛЬТАТЫ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОЙ КОНДЕНСАЦИИ
СМЕСИ (название) ПРИ ТЕМПЕРАТУРЕ 88 °C**

Свойства пластового газа (добыываемой смеси)

Давление <i>MPa</i>	<i>Z</i> -фактор при пластовых условиях	Динамическая вязкость при пластовых условиях <i>mPa·с</i>	Относительная плотность (по воздуху)	Молярная масса	
				Пластового газа	Группы <i>C₅₊</i>
<i>P_{НК}</i> =48.3	1.1771	0.0656	1.196	34.65	160.2
45	1.0872	0.0566	1.054	30.51	150.4
41	1.0152	0.0480	0.970	28.09	142.1
38	0.9713	0.0431	0.926	26.82	136.6
34	0.9221	0.0376	0.881	25.50	129.7
29.7	0.8797	0.0325	0.842	24.37	122.9
24	0.8411	0.0263	0.801	23.20	114.6
19.7	0.8279	0.0222	0.778	22.54	109.2
15	0.8323	0.0184	0.761	22.03	104.0
9.8	0.8623	0.0155	0.753	21.82	99.4
5	0.9131	0.0139	0.770	22.31	96.2
1	0.9725	0.0128	0.911	26.39	94.7
0.1	0.9909	0.0107	1.602	46.39	97.3

Прим.: Динамика значений физических свойств пластового газа (в том числе *Z*-фактора и динамической вязкости) при давлениях выше *P_{НК}* определяется результатами исследований при постоянной массе смеси, поскольку при давлении выше *P_{НК}* система однофазная и ее компонентный состав не изменяется.

РЕЗУЛЬТАТЫ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОЙ КОНДЕНСАЦИИ

СМЕСИ _____ (название) ПРИ ТЕМПЕРАТУРЕ 88 °С

Содержание группы УВ C₃₊ (стабильного конденсата) в пластовом газе

Давление МПа	% мол.	На пластовый газ		На сухой газ	
		г/м³	см³/м³	г/м³	см³/м³
P _{НК} =48.3	9.68	645	801.2	714.2	887
45	7.35	459.8	578.7	496.3	624.6
41	5.95	351.7	448.3	373.9	476.5
38	5.18	294.5	381.0	310.6	401.8
29.7	3.58	182.9	241.2	189.7	250.1
24	2.70	128.7	172.7	132.3	177.5
19.7	2.13	96.9	131.7	99	134.5
15	1.63	70.5	97.1	71.7	98.7
9.8	1.27	52.5	73.2	53.2	74.2
5	1.27	50.8	71.6	51.4	72.4
3	1.58	62.6	88.5	63.6	89.9

*) масса (г) или объем группы C₃₊, приходящиеся на 1 ст.м³ пластового газа (добыываемой

$$\text{смеси): } C_{3+} (\text{г/м}^3) = \frac{\sum y_i M_i}{0.02404}; \quad C_{3+} (\text{см}^3/\text{м}^3) = \frac{\sum y_i M_i / \rho_i}{0.02404} \cdot 1000;$$

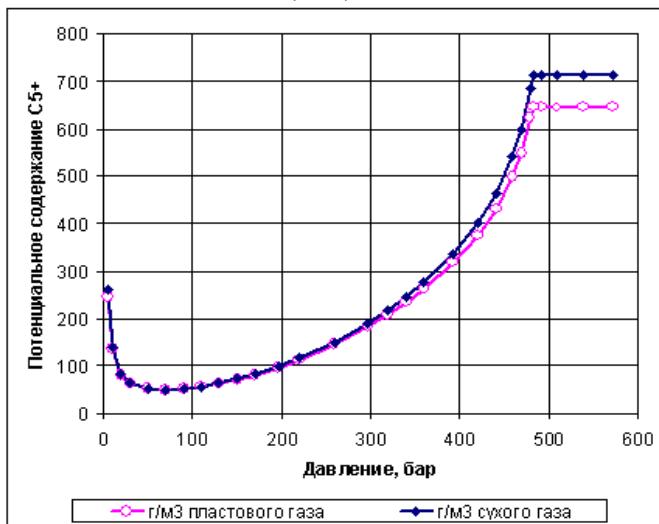
**) масса (г) или объем группы C₃₊, приходящиеся на 1 ст.м³ добываемого сухого газа:

$$C_{3+} (\text{г/м}^3) = \frac{\sum y_i M_i}{0.02404(1 - y_{C_{3+}})}; \quad C_{3+} (\text{см}^3/\text{м}^3) = \frac{\sum y_i M_i / \rho_i}{0.02404(1 - y_{C_{3+}})} \cdot 1000$$

Здесь y_i, M_i, ρ_i – соответственно мольная доля, молярная масса (г/моль), плотность при стандартных условиях (кг/м³) i –го компонента.

**Результаты моделирования с применением
уравнения состояния Пенга-Робинсона**

Изменение потенциального содержания
конденсата (C_{5+}) в пластовом газе



Газпром нефть | 280

**РЕЗУЛЬТАТЫ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОЙ КОНДЕНСАЦИИ
СМЕСИ _____ (название) ПРИ ТЕМПЕРАТУРЕ 88 °C**

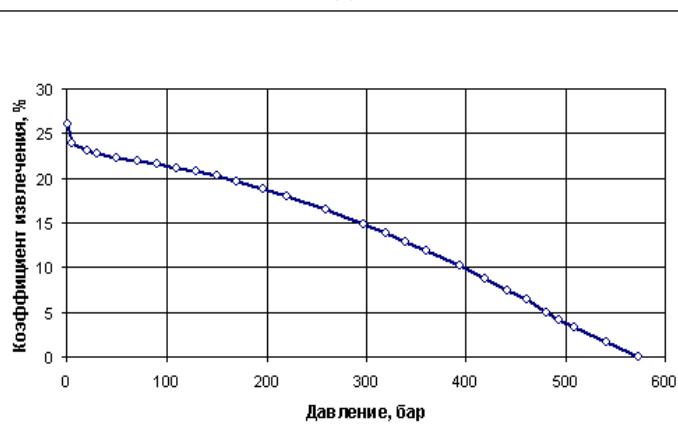
Динамика коэффициента извлечения пластовой смеси, группы C₅₊, (стабильного конденсата) и сухого газа

<i>Давление</i> МПа	<i>Коэффициент извлечения, % мас.</i>		
	Пластовая смесь	C ₅₊	Сухой газ
P _{НАЧ} =57.3	0	0	0
55.0	1.1	1.1	1.1
50.0	3.7	3.7	3.7
P _{НК} =48.3	4.7	4.7	4.7
45.0	7.2	6.9	7.4
41.0	10.4	9.3	11.4
38.0	13.0	10.9	14.8
29.7	21.3	14.9	26.5
24.0	28.2	17.3	37.0
19.7	34.1	18.8	46.4
15.0	41.1	20.2	58.1
9.8	49.3	21.4	71.9
5.0	57.0	22.3	85.1
3.0	60.2	22.7	90.5
1.0	63.7	23.4	96.2
0.1013*)	66.6	26.0	99.5

*) согласно требованиям ГКЗ РФ, приводится коэффициент извлечения конденсата (C₅₊) при давлении 0.1013 МПа.

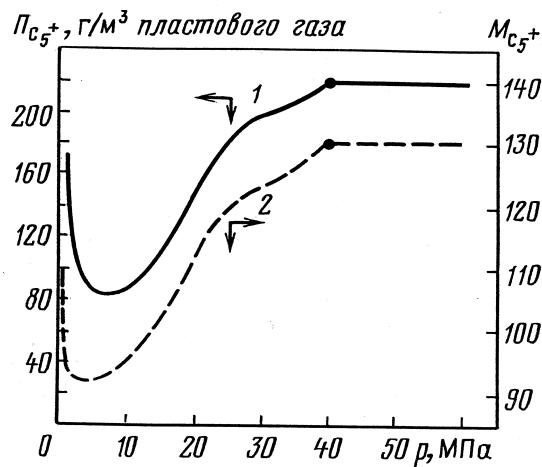
**Результаты моделирования с применением
уравнения состояния Пенга-Робинсона**

**Динамика коэффициента извлечения
конденсата (C_{5+}) при снижении
пластового давления**

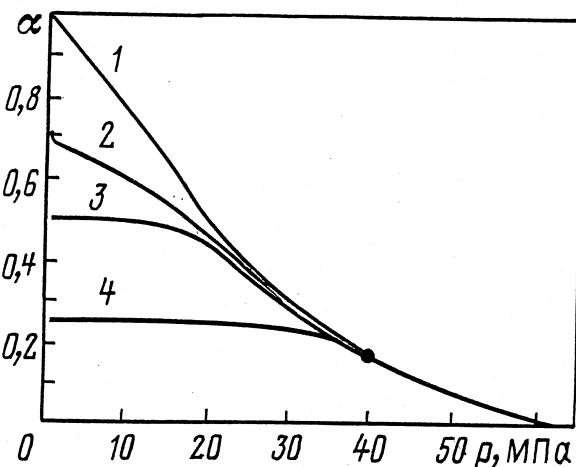


Газпром нефть | 282

Иллюстрация результатов математического моделирования контактно-дифференциальной конденсации пластовой смеси газоконденсатного месторождения с повышенным содержанием сероводорода и диоксида углерода



Зависимости от пластового давления потенциального содержания (1) и молярной массы (2) группы C_{5+} в добываемом газе по результатам моделирования контактно-дифференциальной конденсации пластовой смеси при температуре 110 °С. Точки соответствуют давлению начала конденсации



Динамика газо- (1), конденсато- (2) и компонентоотдачи на примере фракций дебутанизированного конденсата ДБК₅ (3) и ДБК₁₀ (4) по результатам моделирования контактно-дифференциальной конденсации пластовой смеси. Точка соответствует началу конденсации

Корреляции для расчета физико-химических свойств природного газа

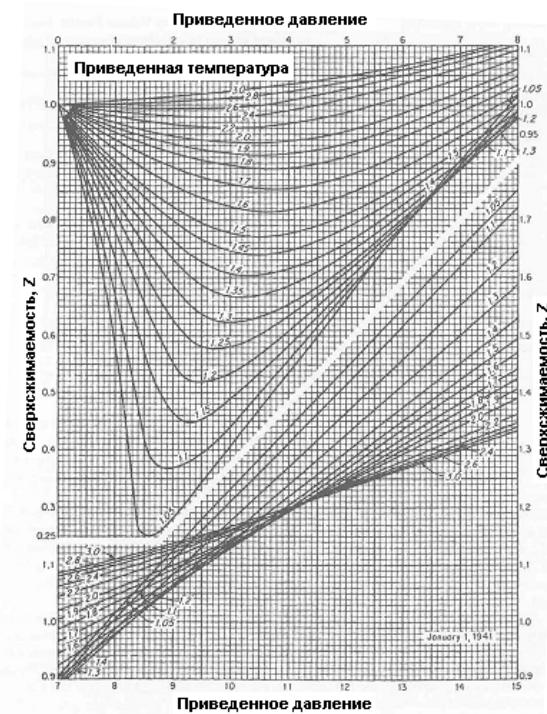
Коэффициент сжимаемости (Z – фактор)

Z – фактор учитывает реальные свойства газа

$$Z = \frac{PV}{RT}$$

Коэффициент сжимаемости газа (z-фактор)

Диаграмма Standing-Katz



Приведенное давление $P_{pr} = P/P_{pc}$

$$P_{pc} = 5,219 - 0,903\tau_g - 0,00178 \tau_g^2$$

Приведенная температура $T_{pr} = T/T_{pc}$

$$T_{pc} = 94 + 194,2 \tau_g - 41,1 \tau_g^2$$

где:

τ_g -относительная плотность газа

P -давление, МПа

T -температура, К

Коэффициент сжимаемости газа (z-фактор)

$$z = A + (1 - A) \exp(-B) + CP_{pr}^D$$

$$A = 1.39(T_{pr} - 0.92)^{0.5} - 0.36T_{pr} - 0.101$$

$$B = P_{pr} (0.62 - 0.23T_{pr}) + P_{pr}^2 \left[\frac{0.066}{(T_{pr} - 0.86)} - 0.037 \right] + \frac{0.32P_{pr}^6}{\exp[20.723(T_{pr} - 1)]}$$

$$C = 0.132 - 0.32 \log T_{pr}$$

$$D = \exp(0.715 - 1.128T_{pr} + 0.42T_{pr}^2)$$

$$T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}} \quad P_{pr} = \frac{P}{P_{pc}} \quad \begin{aligned} P_{pc} &= 4.9 - 0.4\gamma_g \\ T_{pc} &= 95 + 171\gamma_g \end{aligned}$$

Коэффициент сжимаемости газа (z-фактор)

$$Z = (0,4 \log_{10} T_{pr} + 0,73)^{P_{pr}} + 0,1 P_{pr}$$

$$\begin{aligned} T_{pr} &= \frac{T}{T_{pc}} & P_{pr} &= \frac{P}{P_{pc}} & P_{pc} &= 4.9 - 0.4\gamma_g \\ & & & & T_{pc} &= 95 + 171\gamma_g \end{aligned}$$

Гуревич Г.Р., Брусиловский А.И. Справочное пособие по расчету фазового состояния и свойств газоконденсатных смесей. М.: Недра, 1984, с.142

Плотность газа

$$\rho_g = 3492,4 \gamma_g \frac{P}{Z \cdot T} \quad \text{где}$$

ρ_g – плотность газа, $\text{кг} / \text{м}^3$

γ_g – относительная плотность газа

P – давление газа, МПа

T – температура газа, К

Z – коэффициент сжимаемости

Объемный коэффициент газа

$$B_g = V/V_{ct} = (zNRTp_{ct})/(NRTp) = z(p_{ct}/p)(T/T_{ct})$$

Поскольку $p_{ct}/T_{ct} = 0101325/293,15 = 0,0003456$, то

$$B_g = 0,3456 \cdot 10^{-3} \frac{Z \cdot T}{P}, \text{ где}$$

P – давление, МПа

T – температура, К

Вязкость газа по Lee, Gonzalez, Eakin

$$\mu_g = A \cdot 10^{-4} \exp(B(10^{-3} \cdot \rho_g)^C)$$

Коэффициенты равны:

$$A = (22,7 + 0,0483M)T^{1,5} / (209 + 19M + 1,8T)$$

$$B = 3,5 + 0,01M + 547,8 / T$$

$$C = 2,4 - 0,2B \quad \text{где}$$

μ_g – вязкость газа, $\text{мПа} \cdot \text{с}$

ρ_g – плотность газа, $\text{кг} / \text{м}^3$

M – молекулярный вес газа

T – температура, K

Упражнение 14

Коэффициент межфазного натяжения на границе газ/нефть

$$\sigma_O = C \sigma_T$$

где $C = 1 - 0,235P^{0,45}$

$$\sigma_T = 10^{-3} \cdot (71,31 - \frac{36,38}{\gamma_o}) \text{ для } T > 311K$$

$$\sigma_T = 10^{-3} \cdot ((72,81 - \frac{36,38}{\gamma_o}) - (0,026 \cdot T - 1,771)) \text{ для } T \leq 311K$$

σ -межфазное натяжение на границе газ/нефть, н/м

P-давление, МПа Т-температура, К

Коэффициент межфазного натяжения на границе газ/вода

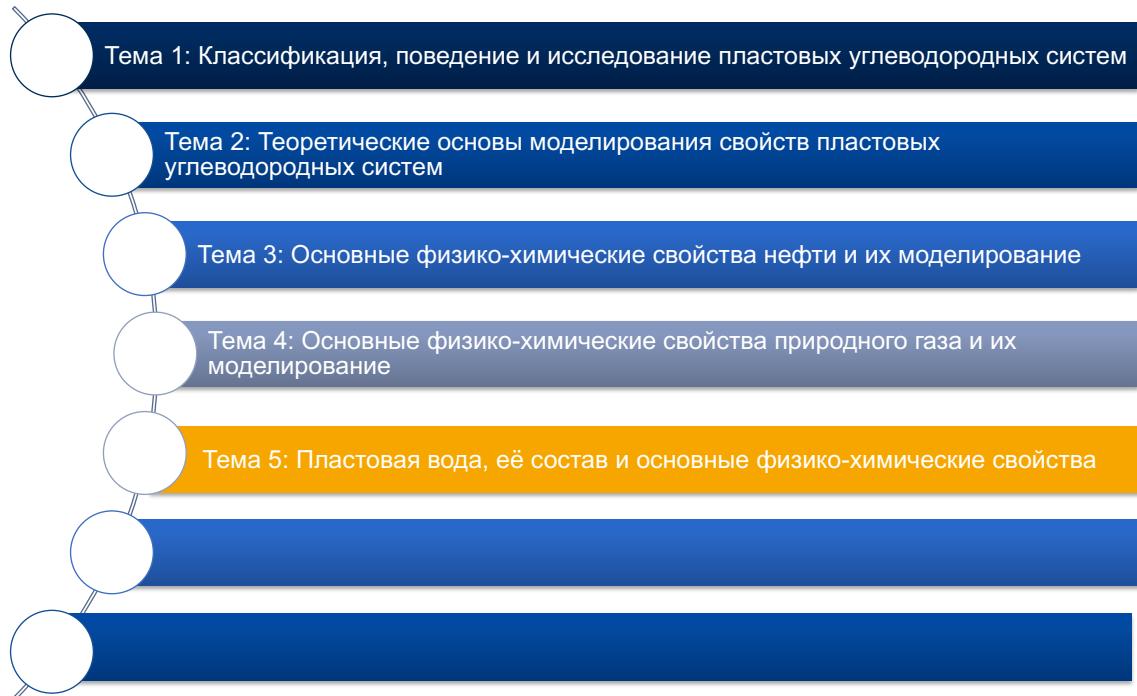
$$\sigma_w = 10^{-3} \left(75 - 6,296 \cdot P^{0,349} - \frac{(1,8T - 534)(22 - 6,296 \cdot P^{0,349} + 2,5256 \cdot P^{0,637})}{206} \right)$$

где:

P-давление, МПа

T-температура, К

σ -межфазное натяжение, Н/м



Газпром нефть | 296

Классификация пластовых вод

По ионному составу

- Ионы растворимых солей и микроэлементов
- Коллоидные частицы (SiO_2 , Al_2O_3)
- Растворенные газы (CO_2 , H_2S , N_2 , CH_4)

По степени минерализации

- Пресная вода (1 г/л)
- Солоноватая вода (< 10 г/л)
- Соленая вода (< 50 г/л)
- Рассолы (> 50 г/л)

Основные классы пластовых вод

- Гидрокарбонатные (преобладают анионы HCO_3^- , CO_3^{2-})
- Сульфатные (преобладают анионы SO_4^{2-})
- Хлоридные (преобладают анионы Cl^-)

Минерализация воды

$$C = \frac{\sum m_i}{V}$$

m – масса i-той соли в растворе

V – объем пробы пластовой воды

Обозначения и Размерности:

$W_s = m_s / (m_s + m_w)$ = массовая доля

1 ppm = 10^{-6} (доля) ; (ppm=parts per million)

Для массовых концентраций 1 ppm = 1 г/т = 1 мг/кг

Если концентрация солей в воде дана в мг/л, то для перевода в ppm требуется знать плотность раствора

Плотность минерализованной воды

$$\rho_w(P_{sc}, T_{sc}) = (1.0009 - 0.7114W_s + 0.26055W_s^2)^{-1}$$

$$\rho_w(P, T) = \frac{\rho_w(P_{sc}, T_{sc})}{1 + \frac{T - 273}{10000} (0.269 \cdot (T - 273)^{0.637} - 0.8)}$$

W_s = доля солей в водном растворе, % мас. ;

Для расчета плотности при Р,Т плотность при стандартных условиях делят на объемный коэффициент, то есть знаменатель = FVF

Газпром нефть | 300

Вязкость воды (по Brill & Beggs)

$$\mu_w = \exp(1.003 - 0.01479 \cdot (1.8T - 460) + \\ + 0.00001982 \cdot (1.8T - 460)^2)$$

Объемный коэффициент пластовой воды

$$B_w = B_{wp} (1 + XY)$$

B_{wp} – объемный коэффициент дистиллированной воды

Y – соленость воды, $\text{кг} / \text{м}^3$

$$X = 74 \cdot 10^{-8} P + (1.8T - 520)(5.47 \cdot 10^{-7} - 28.3 \cdot 10^{-10} P)$$

$$+ (1.8T - 520)^2 (-3.23 \cdot 10^{-9} + 123.25 \cdot 10^{-13} P)$$

$$B_{wp} = C_1 + C_2 P + C_3 P^2$$

$$C_1 = 0.9911 + 6.35 \cdot 10^{-5} (1.8T - 460) + 8.5 \cdot 10^{-7} (1.8T - 460)^2$$

$$C_2 = 1.5853 \cdot 10^{-4} - 5.072 \cdot 10^{-7} (1.8T - 460) + 6.628 \cdot 10^{-10} (1.8T - 460)^2$$

$$C_3 = -1.052 \cdot 10^{-6} + 1.3524 \cdot 10^{-8} (1.8T - 460) - 3.008 \cdot 10^{-11} (1.8T - 460)^2$$

Сжимаемость воды

$$C_w = (C_1 + C_2(1.8T - 460) + C_3(1.8T - 460)^2) \cdot 10^{-6}$$

$$C_1 = 559.07 - 2.82P$$

$$C_2 = -1.526 + 1.003 \cdot 10^{-2} P$$

$$C_3 = 5.695 \cdot 10^{-3} - 1.851 \cdot 10^{-5} P$$

КУРС ЧИТАЕТ:



БРУСИЛОВСКИЙ Александр Иосифович

д.т.н., проф., ведущий эксперт
ООО «Газпромнефть Научно-технический Центр»
Brusilovsky.Al@gazpromneft-ntc.ru

ЦЕНТР ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО РОСТА БРД



Контакты:

E-mail: Learning_center_BRD@gazprom-neft.ru
Телефон:
+7 (812) 3136924 (*3301)

Газпром нефть | **304**