

Практическое занятие 12 Подсчет запасов конденсата и попутных полезных компонентов в газоконденсатной залежи

Цель: Приобретение навыков подсчета запасов конденсата и попутных полезных компонентов в газоконденсатной залежи.

Формируемые компетенции Данная работа направлена на формирование компетенции ПСК-3.5 (готовность производить оценку ресурсов и подсчет запасов нефти, горючих газов, газового конденсата).

Актуальность темы: знания о методах подсчета запасов конденсата и попутных полезных компонентов в газоконденсатной залежи необходимы в процессе подготовки данных для составления проектных документов при промышленном использовании залежей углеводородов и для обеспечения эффективного освоения недр.

Теоретическая часть

Пластовый газ газоконденсатной залежи представляет собой смесь близких по составу газообразных и жидких углеводородов, а также неуглеводородных газов, способных при определенных термобарических условиях взаимно растворяться друг в друге.

Для определения состава пластового газа необходимо в 2-3 наиболее продуктивных скважинах:

1. Отобрать и исследовать пробы газа;
2. Отобрать и исследовать пробы сырого конденсата;
3. Произвести замеры конденсатогазового фактора (КГФ).

Если газовая залежь имеет нефтяную оторочку или большой этаж газоносности (>300 м) пробы газа и конденсата должны характеризовать изменение содержания сырого конденсата и состава газа по высоте залежи.

При расчетах используются средневзвешенные по площади залежи значения содержания в газе этана, пропана, бутанов, C_5 +высш.

Отбор пластового газа осуществляется путем одноступенчатой сепарации, если температура сепарации равна температуре окружающей среды или ниже ее и путем двухступенчатой сепарации, если температура сепарации значительно выше температуры окружающего воздуха.

Изучение состава пластового газа осуществляется в лабораторных условиях с использованием проб отсепарированного газа и сырого конденсата.

Пробы сырого конденсата подвергаются последовательно дегазации, т.е. полному удалению метана (CH_4), углекислого газа (CO_2), азота (N_2), сероводорода (H_2S) и частичному удалению гомологов метана, а затем дебутанизации, т.е. полному удалению гомологов метана (этан, пропан, бутан).

Для определения содержания конденсата продукция газоконденсатных скважин сепарируется в промысловых условиях (одно- или двухступенчатая сепарация). Выпавший из сепаратора сырой конденсат затем стабилизируется при стандартных условиях ($t=20$ °C и $P=0,1$ МПа).

Схема исследования пластовой газоконденсатной системы может быть представлена в следующем виде (рисунок 19.1)

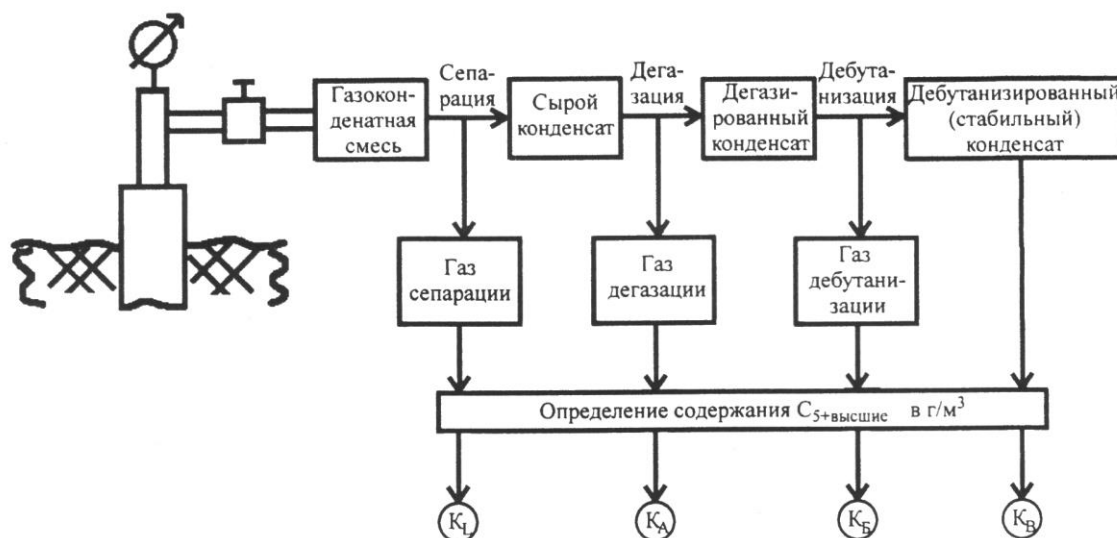


Рисунок 12.1 - Схема исследования пластовой газоконденсатной системы

Общее содержание стабильного конденсата в составе пластового газа (в граммах) определяется путем суммирования содержаний:

- конденсата в газе сепарации;
- конденсата в газе дегазации;
- конденсата в газе дебутанизации;
- дебутанизованного конденсата.

В лаборатории определяется состав:

- отсепарированного газа;
- газа дегазации;
- газа дебутанизации.

Кроме этого измеряются содержащиеся в объеме контейнера количество газа, выделяемое при дегазации сырого конденсата (л); количество газа, выделяемое при дебутанизации конденсата (л); количество жидких углеводородов ($C_{5+в}$) в дебутанизованном конденсате ($см^3$).

Вопросы и задания

Задание 1. Расчет состава пластового газа газоконденсатной залежи при одноступенчатой сепарации

Расчет состава пластового газа газоконденсатной залежи при одноступенчатой сепарации проводится исходя из 1000 грамм-молей отсепарированного газа по следующей схеме:

1.1 Определяем количество грамм-молей отдельных компонентов газа сепарации исходя из 1000 грамм-молей отсепарированного газа:

$$X_{Li} = \frac{Y_{Li} \cdot \sum X_{Li}}{100}; \sum X_{Li} = 1000 \quad (12.1)$$

Исходные данные и результаты расчетов представлены в таблицах 12.1, 12.2

1.2 Определяем количество газа (в грамм-молях), выделившегося при дегазации сырого конденсата:

$$\sum X_{Ai} = \frac{a \cdot K_G}{V} \quad (12.2)$$

где a – количество газа, выделившегося при дегазации сырого конденсата в объеме контейнера, л; K_G – конденсатогазовый фактор (KGF), $\text{см}^3/\text{м}^3$. Рассчитывается как частное от деления объема сырого конденсата (см^3), скопившегося в сепараторе, к объему газа (м^3), прошедшего через ДИКТ за одно и тоже время (при давлении в сепараторе не выше 5 МПа)

$$KGF = \frac{V_{Ki}}{V_{Gi}}, \text{ см}^3/\text{м}^3 \quad (12.3)$$

где V – объем контейнера в который отобрали сырой конденсат, см^3 .

1.3 Определяем число грамм-молей отдельных компонентов газа дегазации исходя из общего числа грамм-молей газа дегазации и процентного содержания компонентов в составе пластового газа

$$X_{Ai} = \frac{Y_{Ai} \cdot \sum X_{Ai}}{100} \quad (12.4)$$

1.4 Определяем количество газа в грамм-молях, выделившегося при дебутанизации конденсата

$$\sum X_{Bi} = \frac{\delta \cdot K_G}{V} \quad (12.5)$$

где δ – количество газа дебутанизации в объеме контейнера, л.

1.5 Определяем количество грамм-молей отдельных компонентов газа дебутанизации:

$$X_{Bi} = \frac{Y_{Bi} \cdot \sum X_{Bi}}{100} \quad (12.6)$$

1.6 Определяем количество (в грамм-молях) пентанов и вышекипящих углеводородов ($C_{5+\text{выше}}$), содержащихся в сыром конденсате

$$X_{Bi} = \frac{K_G \cdot v \cdot g_{4(k)}^{20} \cdot 24,04}{V \cdot M_k} \quad (12.7)$$

где v – содержание жидких углеводородов (C_{5+} высшие) дебутанизированном конденсате в объеме контейнера, см^3 ; $g_{4(k)}^{20}$ – относительная плотность C_{5+} высшие при 20°C ; M_k – молекулярная масса C_{5+} высшие; 24,04 – газовая постоянная.

7. Определяем число грамм-молей отдельных компонентов пластового газа

$$X_i = X_{Li} + X_{Ai} + X_{Bi} + X_{Vi} \quad (12.8)$$

определяется количество газа в грамм-молях как сумма X_i и рассчитывается процентное содержание каждого компонента в составе пластового газа:

$$Y_i = \frac{X_i}{\sum X_i} \cdot 100 \quad (12.9)$$

Задание 2. Подсчет геологических запасов конденсата в газоконденсатной залежи

Для подсчета начальных балансовых запасов конденсата необходимы сведения о начальных балансовых запасах свободного газа в газоконденсатной залежи (V_{g0}) и о начальном потенциальном содержании газоконденсата в пластовой газоконденсатной системе (Π_k).

Начальное потенциальное содержание конденсата Π_k (г/м^3), т.е. жидких углеводородов (C_{5+} высшие) в пластовой газоконденсатной системе при одноступенчатой сепарации определяется как сумма их содержания в газах сепарации (K_L), дегазации (K_A), дебутанизации (K_B) и в стабильном (дебутанизированном) конденсате (K_C) в граммах из расчета на 1 м^3 пластового газа

2.1 Содержание C_{5+} высшие в газе сепарации рассчитываем по формуле

$$K_L = X_{L_{C_{5+}}} \cdot \frac{M_{L_{C_{5+}}}}{24,04} = \frac{Y_{L_{C_{5+}}} \cdot \sum X_{Li}}{100} \cdot \frac{M_{L_{C_{5+}}}}{24,04} = \frac{1000}{100} \cdot \frac{Y_{L_{C_{5+}}} \cdot M_{L_{C_{5+}}}}{24,04} \quad (12.10)$$

$$K_L = 0,416 \times 0,4 \times 40 = 6,7 \text{ г/м}^3$$

где $X_{L_{C_{5+}}}$ – количество грамм-молей жидких УВ (C_{5+} высшие) в газе сепарации; $Y_{L_{C_{5+}}}$ – содержание C_{5+} высшие в газе сепарации в мольных (объемных) процентах; $\sum X_{Li}$ – общее количество газа сепарации (в грамм-молях). Принимается равным 1000; 24,04 – газовая

постоянная. $M_{L_{C_{5+}}}$ - молекулярная масса C_{5+} в отсепарированном газе. Определяется по специальному графику в зависимости от температуры сепарации.

2.2 Содержание C_{5+} в газе дегазации рассчитываем по формуле

$$K_A = X_{A_{C_{5+}}} \cdot \frac{M_{A_{C_{5+}}}}{24,04} = \frac{Y_{A_{C_{5+}}} \cdot \sum X_{Ai}}{100} \cdot \frac{M_{A_{C_{5+}}}}{24,04} = \frac{a \cdot K_G}{V} \cdot \frac{Y_{A_{C_{5+}}} \cdot M_{A_{C_{5+}}}}{24,04} =$$

$$= 0,03 \cdot \frac{a \cdot K_G \cdot Y_{A_{C_{5+}}}}{V}$$

$$K_A = 0,03 \times ((9,1 \times 152 \times 1,94)/85) = 0,9 \text{ г/м}^3$$

где $X_{A_{C_{5+}}}$ - количество грамм-молей жидких УВ (C_{5+}) в газе дегазации; $Y_{A_{C_{5+}}}$ - содержание C_{5+} в газе дегазации в мольных (объемных) процентах; $\sum X_{A_{C_{5+}}}$ - общее количество газа дегазации (в грамм-молях); $M_{A_{C_{5+}}}$ - молекулярная масса C_{5+} в газе дегазации. Экспериментально установлено, что величина данного параметра с приемлемой для расчетов точностью может быть принята равной 80; a - количество газа, выделяемое при дегазации сырого конденсата в объеме контейнера, л; K_G - конденсатогазовый фактор, $\text{см}^3/\text{м}^3$.

2.3 Содержание в газе дебутанизации рассчитываем по формуле

$$K_B = X_{B_{C_{5+}}} \cdot \frac{M_{B_{C_{5+}}}}{24,04} = \frac{Y_{B_{C_{5+}}} \cdot \sum X_{Bi}}{100} \cdot \frac{M_{B_{C_{5+}}}}{24,04} = \frac{\delta \cdot K_G}{V} \cdot \frac{Y_{B_{C_{5+}}} \cdot M_{B_{C_{5+}}}}{24,04} =$$

$$= 0,03 \cdot \frac{\delta \cdot K_G \cdot Y_{B_{C_{5+}}}}{V}$$

$$K_B = 0,03 \times ((1,1 \times 152 \times 11,45)/85) = 0,7 \text{ г/м}^3$$

где $X_{B_{C_{5+}}}$ - количество грамм-молей жидких УВ (C_{5+}) в газе дебутанизации; $Y_{B_{C_{5+}}}$ - содержание C_{5+} в газе дебутанизации в мольных (объемных) процентах; $\sum X_{B_{C_{5+}}}$ - общее количество газа дебутанизации (в грамм-молях); $M_{B_{C_{5+}}}$ - молекулярная масса C_{5+} в газе дебутанизации. Принимается равной 80; δ — количество газа, выделяемое при дебутанизации сырого конденсата в объеме контейнера, л;

2.4 Содержание C_{5+} в дебутанизованном конденсате рассчитываем по формуле

$$K_B = X_{B_{C_{5+}}} \cdot \frac{M_K}{24,04} = \frac{\epsilon \cdot K_G \cdot g_{4(k)}^{20} \cdot 24,04}{V \cdot M_K} \cdot \frac{M_K}{24,04} = \frac{\epsilon \cdot K_G \cdot g_{H(k)}^{20}}{V}$$

где $X_{B_{C_{5+}}}$ - количество грамм-молей C_{5+} в дебутанизированном (стабильном) конденсате; M_k - молекулярная масса дебутанизированного (стабильного) конденсата; $g_{4(k)}^{20}$ - относительная плотность дебутанизированного (стабильного) конденсата в стандартных условиях.

2.5 Начальное потенциальное содержание конденсата в пластовом газе в г/м³ может быть определено путем суммирования его слагаемых

$$\begin{aligned} P_k = K_L + K_A + K_B + K_C = 0,416 \cdot Y_{L_{C_{5+}}} \cdot M_{L_{C_{5+}}} + 0,03 \cdot \frac{a \cdot K_G \cdot Y_{A_{C_{5+}}}}{V} + 0,03 \\ * \frac{\delta \cdot K_G \cdot Y_{B_{C_{5+}}}}{V} + \frac{\epsilon \cdot K_G \cdot g_{H(k)}^{20}}{V} = 0,416 \cdot Y_{L_{C_{5+}}} \cdot M_{L_{C_{5+}}} + \frac{K_G}{V} * (0,03 \cdot a \cdot Y_{A_{C_{5+}}} + \\ + 0,03 \cdot \delta \cdot Y_{B_{C_{5+}}} + \epsilon \cdot g_{4(k)}^{20}) \end{aligned} \quad (12.14)$$

Геологические запасы стабильного конденсата (тыс.т) рассчитываем по формуле

$$Q_{k0} = V_{г0} \cdot P_k \cdot 10^{-3}, \text{ тыс.т} \quad (12.15)$$

где $V_{г0}$ - геологические запасы свободного газа, млн. м³.

Задание 3. Подсчет извлекаемых запасов конденсата в газоконденсатной залежи

Извлекаемые запасы стабильного конденсата рассчитываем по формуле

$$Q_{к.изв.} = Q_{к0} \cdot \eta_k \cdot \eta_g \quad (12.16)$$

где η_k - коэффициент извлечения конденсата; η_g - коэффициент извлечения газа, принимается равным 1.

Коэффициент извлечения конденсата представляет собой отношение разности начального потенциального содержания конденсата (P_k) и его ретроградных пластовых потерь ($q_{п.пл}$) к начальному потенциальному содержанию

$$\eta_k = \frac{P_k - q_{п.пл}}{P_k} \quad (12.17)$$

Способы определения η_k на залежах, работающих без ППД выбираются в зависимости от начального потенциального содержания конденсата в пластовом газе.

При $P_k < 30$ г/л величина η_k :

Определяется по графику зависимости $q_{п.пл}/P_k$ от фракционного состава конденсата для условий температур, при которых выкипает 90 % конденсата.

Может быть рассчитана по графику зависимости параметра $\frac{C_2 + C_3 + C_4}{C_5 +}$ от соотношения, вычисляемого по данным состава пластового газа.

В том случае, когда $P_k > 30$ г/м³, коэффициент извлечения конденсата определяется с учетом величины пластовых потерь, устанавливаемых экспериментально до начала разработки залежи. Цель экспериментальных исследований заключается в выявлении закономерности изменения потенциального содержания конденсата при снижении пластового давления от начального до стандартного, равного 0,1 МПа.

Определение пластовых потерь конденсата производится на установке УГК-3. По результатам исследований строится кривая дифференциальной конденсации (кривая потерь; рисунок 12.2).

Расчет коэффициента извлечения конденсата, производится следующим образом.

Согласно рисунку 12.2, при давлении 0,1 МПа количество выделившегося конденсата составило 40 см³/м³. Допустим, что относительная плотность конденсата при давлении 0,1 МПа равна 0,783, а начальная потенциальное содержание конденсата составляет 126 г/м³.

$$\text{Тогда } k_k = (126 - 40 \cdot 0,783) / 126 = 0,752$$

Если $P_k < 30$ г/м³, определение коэффициента извлечения конденсата ведется на основе зависимости отношения величины пластовых потерь к начальному потенциальному содержанию конденсата ($q_{п.пл}/P_k$) от фракционного состава конденсата, для температуры, при которых выкипает 90% (рисунок 12.3).

Например, если 90% конденсата выкипает при 220 °С, то отношение величины пластовых потерь к начальному потенциальному содержанию конденсата 0,1. Тогда

$$k_k = 1 - q_{п.пл}/P_k = 1 - 0,1 = 0,9.$$

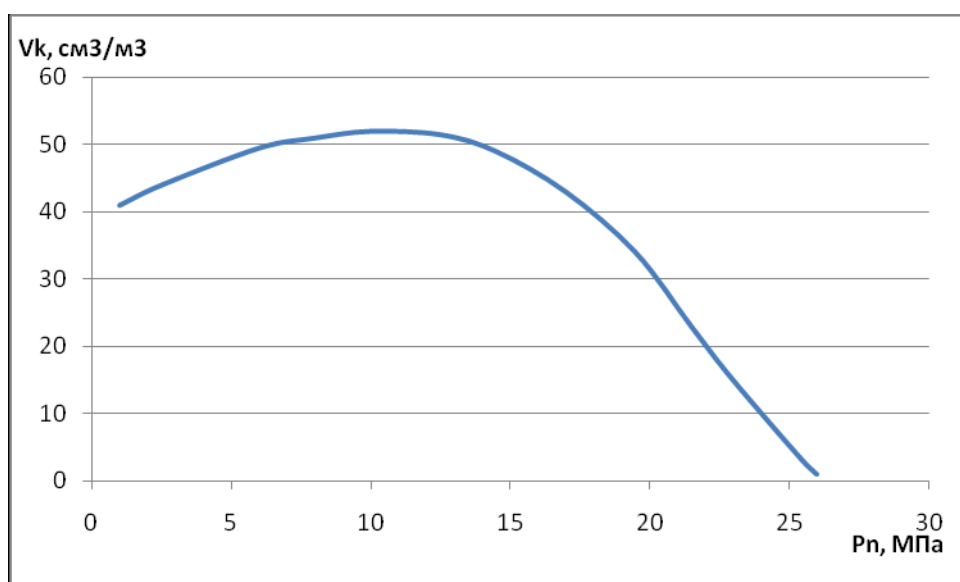


Рисунок 12.2 - Кривая дифференциальной конденсации

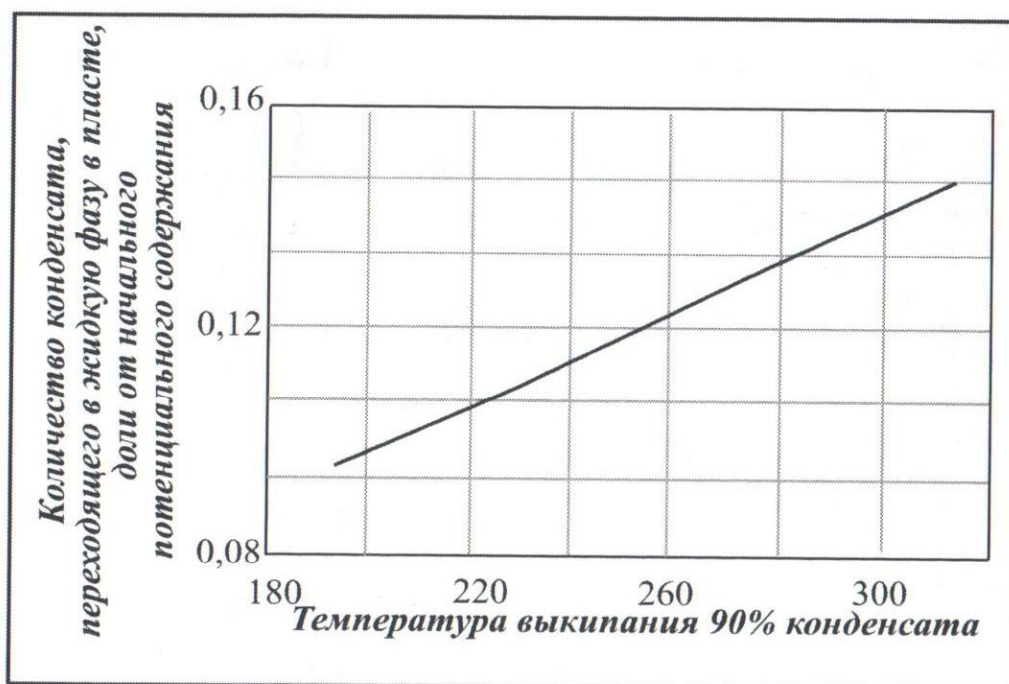


Рисунок 12.3 Зависимость отношения пластовых потерь конденсата к его начальному содержанию в газе

Задание

3.1 По графику (12.2 и 12.3) определить объем оставшегося в бомбе сырого конденсата ($V_{к.ост}$) при $P = 0,1$ МПа

3.2; По зависимости 12.18 рассчитать коэффициент извлечения конденсата;

3.3 По зависимостям 12.15 и 12.16 подсчитать извлекаемые запасы стабильного конденсата.

3.3. Результаты расчетов представить в виде таблицы 12.3

Таблица 12.1 Исходные данные к подсчету запасов конденсата

Состав газа	Содержание (мольная доля,%) в газе			Условия и результаты исследования пробы пластового флюида,запасы газа
	сепараци и y_i	дегазаци и y_{Ai}	дебутанизаци и Y_{Bi}	
Вариант 1				
CH ₄	81,9	62,2	-	Конденсатогазовый фактор Kg-120 см ³ /м ³ ;объем контейнера V-85 см ³ ;объем газа дегазации а-9,7 л;содержание жидких УВ в стабильном конденсате b-47 см ³ ; относительная плотность стабильного конденсата ρ_k -0,667; объем газа дебутанизированного в контейнере δ -1,5 л; температура сепарации-15 ⁰ С; начальные геологические запасы газа V _{г.о.} -27447 млн.м ³
C ₂ H ₆	7,6	15,7	0,9	
C ₃ H ₈	2,9	10,5	29,0	
iC ₄ H ₁₀	0,7	1,9	19,3	
nC ₄ H ₁₀	0,8	2,7	39,5	
C ₅ +высш.	2,5	7,0	11,3	
CO ₂	0,9	-	-	
N ₂	2,7	-	-	
H ₂ S	-	-	-	

Состав газа	Содержание (мольная доля,%) в газе			Условия и результаты исследования пробы пластового флюида,запасы газа
	сепараци и y_i	дегазаци и y_{Ai}	дебутанизаци и Y_{Bi}	
Вариант 2				
CH ₄	85,0	68,7	-	Конденсатогазовый фактор Kg-55 см ³ /м ³ ;объем контейнера V-85 см ³ ; объем газа дегазации а-9,4 л; содержание жидких УВ в стабильном конденсате b-32 см ³ ; относительная плотность стабильного конденсата ρ_k -0,616; объем газа дебутанизированного в контейнере δ -1,5 л; температура сепарации-20 ⁰ С; начальные геологические запасы газа V _{г.о.} -55378 млн.м ³
C ₂ H ₆	6,9	10,2	0,5	
C ₃ H ₈	2,1	3,8	30,0	
iC ₄ H ₁₀	0,5	0,9	15,7	
nC ₄ H ₁₀	0,6	1,0	42,0	
C ₅ +высш.	1,0	15,4	11,8	
CO ₂	1,1	-	-	
N ₂	2,8	-	-	
H ₂ S	-	-	-	

Состав газа	Содержание (мольная доля,%) в газе			Условия и результаты исследования пробы пластового флюида,запасы газа
	сепараци и y_i	дегазаци и y_{Ai}	дебутанизаци и Y_{Bi}	
Вариант 3				
CH ₄	85,3	64,7	-	Конденсатогазовый фактор Kg-55 см ³ /м ³ ;объем контейнера V-85 см ³ ; объем газа дегазации а-9,6 л; содержание жидких УВ в стабильном конденсате b-32 см ³ ; относительная плотность стабильного конденсата ρ_k -0,620; объем газа дебутанизированного в контейнере δ -1,5 л; температура сепарации-10 ⁰ С; начальные геологические запасы газа V _{г.о.} -18700 млн.м ³
C ₂ H ₆	5,0	17,6	1,2	
C ₃ H ₈	1,7	5,9	27,1	
iC ₄ H ₁₀	0,3	4,0	15,7	
nC ₄ H ₁₀	0,3	4,1	15,7	
C _{5+высш.}	2,1	3,7	43	
CO ₂	1,4	-	-	
N ₂	3,9	-	-	
H ₂ S	-	-	-	

Состав газа	Содержание (мольная доля,%) в газе			Условия и результаты исследования пробы пластового флюида,запасы газа
	сепараци и y_i	дегазаци и y_{Ai}	дебутанизаци и Y_{Bi}	
Вариант 4				
CH ₄	87,7	60,0	-	Конденсатогазовый фактор Kg-50 см ³ /м ³ ;объем контейнера V-90 см ³ ; объем газа дегазации а-9,6 л; содержание жидких УВ в стабильном конденсате b-28 см ³ ; относительная плотность стабильного конденсата ρ_k -0,635; объем газа дебутанизированного в контейнере δ -1,5 л; температура сепарации-15 ⁰ С; начальные геологические запасы газа V _{г.о.} -48100 млн.м ³
C ₂ H ₆	4,9	21,3	5,8	
C ₃ H ₈	1,9	4,2	10,2	
iC ₄ H ₁₀	0,4	2,6	25,8	
nC ₄ H ₁₀	0,5	2,9	26,3	
C _{5+высш.}	1,0	9,0	31,9	
CO ₂	2,5	-	-	
N ₂	1,1	-	-	
H ₂ S	-	-	-	

Состав газа	Содержание (мольная доля,%) в газе			Условия и результаты исследования пробы пластового флюида,запасы газа
	сепараци и y_i	дегазаци и y_{Ai}	дебутанизаци и Y_{Bi}	
Вариант 5				
CH ₄	94,1	75,4	-	Конденсатогазовый фактор Kg-20 см ³ /м ³ ;объем контейнера V-85 см ³ ; объем газа дегазации а- 9,8 л; содержание жидких УВ в стабильном конденсате b-21 см ³ ; относительная плотность стабильного конденсата ρ_k - 0,579; объем газа дебутанизированного в контейнере δ - 1,6 л; температура сепарации-20 ⁰ С; начальные геологические запасы газа $V_{г.о.}$ -491247 млн.м ³
C ₂ H ₆	2,9	12,6	30,1	
C ₃ H ₈	0,6	5,1	10,2	
iC ₄ H ₁₀	0,2	2,6	5,6	
nC ₄ H ₁₀	0,3	2,6	5,6	
C _{5+высш.}	0,6	1,7	48,5	
CO ₂	0,5	-	-	
N ₂	0,8	-	-	
H ₂ S	-	-	-	

Состав газа	Содержание (мольная доля,%) в газе			Условия и результаты исследования пробы пластового флюида,запасы газа
	сепараци и y_i	дегазаци и y_{Ai}	дебутанизаци и Y_{Bi}	
Вариант 6				
CH ₄	74,56	58,96	-	Конденсатогазовый фактор Kg-350 см ³ /м ³ ;объем контейнера V-85 см ³ ; объем газа дегазации а- 8,5 л; содержание жидких УВ в стабильном конденсате b-59 см ³ ; относительная плотность стабильного конденсата ρ_k -0,728; объем газа дебутанизированного в контейнере δ -1,8 л; температура сепарации-25 ⁰ С; начальные геологические запасы газа $V_{г.о}$ -1790 млн.м ³
C ₂ H ₆	10,52	12,36	12,11	
C ₃ H ₈	2,53	10,68	12,36	
iC ₄ H ₁₀	0,46	1,23	14,59	
nC ₄ H ₁₀	0,85	1,32	15,27	
C _{5+высш.}	5,25	15,45	45,67	
CO ₂	3,11	-	-	
N ₂	2,72	-	-	
H ₂ S	-	-	-	

Состав	Содержание (мольная доля,%) в газе			Условия и результаты исследования
--------	------------------------------------	--	--	-----------------------------------

газа	сепараци и y_i	дегазаци и y_{Ai}	дебутанизаци и Y_{Bi}	пробы пластового флюида, запасы газа
Вариант 7				
CH ₄	79,48	62,45	-	Конденсатогазовый фактор Kg-70 см ³ /м ³ ; объем контейнера V-85 см ³ ; объем газа дегазации а-9,5 л; содержание жидких УВ в стабильном конденсате b-40 см ³ ; относительная плотность стабильного конденсата ρ_k - 0,683; объем газа дебутанизированного в контейнере δ - 1,5 л; температура сепарации-20 ⁰ С; начальные геологические запасы газа V _{г.о.} -936 млн.м ³
C ₂ H ₆	9,74	19,60	7,64	
C ₃ H ₈	2,01	7,89	14,25	
iC ₄ H ₁₀	0,22	3,25	25,69	
nC ₄ H ₁₀	0,45	4,08	27,00	
C _{5+высш.}	1,57	2,73	25,42	
CO ₂	4,84	-	-	
N ₂	1,69	-	-	
H ₂ S	-	-	-	

Состав газа	Содержание (мольная доля,%) в газе			Условия и результаты исследования пробы пластового флюида, запасы газа
	сепараци и y_i	дегазаци и y_{Ai}	дебутанизаци и Y_{Bi}	
Вариант 8				
CH ₄	69,0	58,9	-	Конденсатогазовый фактор Kg-742 см ³ /м ³ ;объем контейнера V-90 см ³ ; объем газа дегазации а-8,2 л; содержание жидких УВ в стабильном конденсате b-69 см ³ ; относительная плотность стабильного конденсата ρ_k - 0,768; объем газа дебутанизированного в контейнере δ - 1,5 л; температура сепарации-15 ⁰ С; начальные геологические запасы газа V _{г.о.} -5572 млн.м ³
C ₂ H ₆	11,0	15,0	12,3	
C ₃ H ₈	3,9	5,1	16,8	
iC ₄ H ₁₀	0,6	0,8	20,1	
nC ₄ H ₁₀	0,9	0,5	18,7	
C _{5+высш.}	9,2	19,7	32,1	
CO ₂	2,2	-	-	
N ₂	3,2	-	-	
H ₂ S	-	-	-	

Состав газа	Содержание (мольная доля,%) в газе			Условия и результаты исследования пробы пластового флюида, запасы газа
	сепараци и y_i	дегазаци и y_{Ai}	дебутанизаци и Y_{Bi}	
Вариант 9				
CH ₄	77,5	70,0	-	Конденсатогазовый фактор Kg-190 см ³ /м ³ ;объем контейнера V-95 см ³ ; объем газа дегазации а-8,1 л; содержание жидких УВ в стабильном конденсате b-57 см ³ ; относительная плотность стабильного конденсата ρ_k - 0,719; объем газа дебутанизированного в контейнере δ - 1,7 л; температура сепарации-10 ⁰ С; начальные геологические запасы газа V _{г.о.} -1328 млн.м ³
C ₂ H ₆	10,3	12,3	14,3	
C ₃ H ₈	2,6	4,5	17,7	
iC ₄ H ₁₀	0,9	7,4	21,3	
nC ₄ H ₁₀				
C _{5+высш.}	3,2	5,8	46,7	
CO ₂	1,4	-	-	
N ₂	4,1	-	-	
H ₂ S	-	-	-	

Состав	Содержание (мольная доля,%) в газе			Условия и результаты исследования
--------	------------------------------------	--	--	-----------------------------------

газа	сепараци и y_i	дегазаци и y_{Ai}	дебутанизаци и Y_{Bi}	пробы пластового флюида, запасы газа
Вариант 10				
CH ₄	75,80	54,60	-	Конденсатогазовый фактор Kg-420 см ³ /м ³ ; объем контейнера V-90 см ³ ; объем газа дегазации а-8,7 л; содержание жидких УВ в стабильном конденсате b-62 см ³ ; относительная плотность стабильного конденсата ρ_k - 0,699; объем газа дебутанизированного в контейнере δ - 1,5 л; температура сепарации-25 ⁰ С; начальные геологические запасы газа V _{г.о.} -2161 млн.м ³
C ₂ H ₆	9,54	14,33	17,21	
C ₃ H ₈	3,37	12,61	13,25	
iC ₄ H ₁₀	0,51	7,03	27,40	
nC ₄ H ₁₀	0,96	8,07	26,00	
C _{5+высш.}	3,60	3,36	16,14	
CO ₂	4,35	-	-	
N ₂	1,87	-	-	
H ₂ S	-	-	-	

Состав газа	Содержание (мольная доля,%) в газе			Условия и результаты исследования пробы пластового флюида, запасы газа
	сепараци и y_i	дегазаци и y_{Ai}	дебутанизаци и Y_{Bi}	
Вариант 11				
CH ₄	77,16	65,01	-	Конденсатогазовый фактор Kg-142 см ³ /м ³ ;объем контейнера V-85 см ³ ; объем газа дегазации а-8,7 л; содержание жидких УВ в стабильном конденсате b-52,5 см ³ ; относительная плотность стабильного конденсата ρ_k - 0,664; объем газа дебутанизированного в контейнере δ - 1,25 л; температура сепарации-15 ⁰ С; начальные геологические запасы газа V _{г.о.} -1423 млн.м ³
C ₂ H ₆	8,95	10,12	25,96	
C ₃ H ₈	3,22	5,63	27,14	
iC ₄ H ₁₀	0,80	4,95	14,5	
nC ₄ H ₁₀	0,53	5,10	16,31	
C _{5+высш.}	1,98	9,19	16,09	
CO ₂	3,19	-	-	
N ₂	4,17	-	-	
H ₂ S	-	-	-	

Таблица 12.2 - Исходные данные для расчета состава пластового газа
газоконденсатной залежи при одноступенчатой сепарации

Номер варианта	M _к
1	8
1	98
2	98
3	98
4	98
5	98
6	98
7	98
8	98
9	98
10	98
11	98

Таблица 12.3 – Исходные данные и результаты расчетов состава пластового газа газоконденсатной залежи

Компонент ы	Содержание компонентов в смеси								
	Газ сепараци и		Газ дегазации		Газ дебутанизац ии		Жидкие УВ (C _{5+высшие}) в дебутанизованн ом конденсате	Пластовый газ	
	X _{Li} , г- моль ь	Y _{Li} , % моль .	X _{Ai} , г- моль ь	Y _{Ai} , % моль .	X _{Bi} , г- моль	Y _{Bi} , % моль.	X _{Bi} , г-моль	X _i = X _{Li} + X _{Ai} + X _{Bi} + X _{Bi} , г-моль	моль .
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
CH ₄									
C ₂ H ₆									
C ₃ H ₈									
iC ₄ H ₁₀									
nC ₄ H ₁₀									
C _{5+высшие}								$Y_i = \frac{X_i}{\sum X_i} \cdot 100,$	
H ₂ S									
CO ₂									
Сумма	100 0	100		100		100			100

Вопросы для защиты работы:

1. Какие замеры и в каких скважинах необходимо произвести для определения состава пластового газа?
2. Приведите схему исследования пластовой газоконденсатной системы и охарактеризуйте компоненты каждой стадии
3. Каким образом определяется общее содержание стабильного конденсата в составе пластового газа (в грамм-молях)?
4. Приведите расчетные формулы для определения количества газа (в грамм-молях), при дегазации и при дебутанизации.
5. По какой формуле определяется количество (в грамм-молях) пентанов и вышекипящих углеводородов, содержащихся в сыром конденсате? Охарактеризуйте данные величины.
6. Каким образом определяется число грамм-молей отдельных компонентов пластового газа?
7. Приведите формулу для расчета начального потенциального содержания конденсата в пластовом газе. Охарактеризуйте данные величины.

8. По какой формуле рассчитываются начальные балансовые запасы стабильного конденсата. Приведите единицы измерения каждого из параметров.

9. Что представляет собой коэффициент извлечения конденсата? Какова его расчетная формула? От чего зависят способы определения коэффициента извлечения конденсата?

10. По каким величинам строится кривая дифференциальной конденсации (пластовых потерь конденсата) при снижении давления от начального пластового до стандартного?

Список литературы

1. Андреев В.А. и др. Практикум по подсчету запасов свободного газа и газоконденсата/ В.М. Андреев, В.А. Гридин, Э.С. Сианесян, С.В. Сикорская; Южный федеральный университет. Ростов-на-Дону, 2014.-48 с.

2. Гутман, И. С. Методы подсчета запасов нефти и газа : учебник для вузов / И. С. Гутман. – М. : Недра, 1985. – 223 с.

3. Подсчет запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов : справочник / под ред. В. В. Стасенкова, И. С. Гутмана. - М. : Недра, 1989. - 270 с. - Библиогр.: с. 262-263. - Предм. указ.: с. 264-267. - ISBN 5-247-00646-1