

PVT свойства пластовых систем. Создание PVT таблиц

Основные вопросы:

- Необходимость изучения свойств пластовых флюидов
- Типы пластовых флюидов
- Изучение свойств газа. Газоконденсатные исследования
- Изучение свойств нефти
- Математическое моделирование свойств флюидов
- Понятие «PVT-таблицы». Классификация таблиц.
Выгрузка ключевых слов

Необходимость изучения свойств пластовых флюидов

Подсчет запасов

- Запасы сухого газа, C2-C4, C5+
- Запасы нефти и растворенного в ней газа

Проектирование разработки

- Инженерные расчеты при проектировании разработки
- Выбор оптимальных систем разработок
- Выбор методов повышения нефтеотдачи и конденсатоотдачи и т. д.

Проектирование обустройства

- Расчеты системы сбора флюидов
- Расчеты промысловой подготовки добываемого УВ сырья

Продажа целевых продуктов

- Качество нефти и газа
- Маркетинговые исследования необходимости на рынке добываемых флюидов



Необходимость изучения свойств пластовых флюидов

Подсчёт запасов пластовой нефти

Геологические запасы нефти и растворённого

$$Q_{\text{н.геол.}}^{\text{газа}} = (F \cdot h_{\text{эф.н.}} \cdot K_{\text{п}} \cdot K_{\text{н}}) \cdot \left(\frac{1}{b \cdot \rho_{\text{н}}} \right)$$

$$Q_{\text{р.г.геол.}} = Q_{\text{н}} \cdot R_s$$

Подсчёт запасов пластового газа

Геологические запасы свободного газа (газоконденсата)

$$Q_{\text{газа}} = (F \cdot h_{\text{эф.г.}} \cdot K_{\text{п}}) \cdot \left(\frac{P_{\text{пл}}}{Z_{\text{пл}}} - \frac{P_{\text{ост}}}{Z_{\text{ост}}} \right) \cdot \left(\frac{T_{\text{ст}}}{T_{\text{пл}} \cdot P_{\text{ст}}} \right)$$

Извлекаемые запасы стабильного конденсата

$$Q_{\text{стаб.конд.}} = Q_{\text{сух.газа}} \cdot \Pi_{\text{C5+}} \cdot \text{КИКС}_{5+}$$

Гидродинамическое моделирование

Определение притока жидкости к скважине (формула Дюпюи)

$$q = \frac{2\pi \cdot K_{\text{пр}} \cdot h_{\text{эф}} \cdot \Delta P \cdot \rho_{\text{н}}}{\mu_{\text{н}} \cdot b \cdot \left(\ln \frac{r_{\text{дрен}}}{r_{\text{СКВ}}} + S \right)}$$

Определение притока газа к скважине (формула Дюпюи)

$$q = \frac{\pi \cdot K_{\text{пр}} \cdot h_{\text{эф}} \cdot (P_{\text{пл}}^2 - P_{\text{заб}}^2)}{\mu_{\text{рсп}} \cdot Z_{\text{рсп}} \cdot \left(\ln \frac{r_{\text{дрен}}}{r_{\text{СКВ}}} + S \right)}$$

Типы пластовых флюидов и их свойства

Типы пластовых флюидов

Основные признаки углеводородов по МакКейну

Типы пластовых флюидов

Черная нефть
black oil

Летучая нефть volatile
oil

Газоконденсат
gas condensate

Жирный газ
wet gas

Сухой газ
Dry gas

Тип флюида	Признаки в поверхностных условиях	Начальное газосодержание, м ³ /м ³	Плотность жидкости, кг/м ³	Типичный состав (% мольные)
обычная нефть black oil	Темно-коричневая жидкость, объемный коэффициент <2	менее 360	более 800, увеличивается в течение разработки, в конце разработки уменьшается	C7+>20%
Летучая нефть volatile oil	более светлая жидкость с цветными оттенками, объемный коэффициент >2	360-600	менее 825 уменьшается при снижении давления*	C7+ 12.5-20%
Ретроградный газ gas condensate	газ и светлоокрашенная жидкость с цветными оттенками	600-9000	740-825, уменьшается при снижении давления*	C7+< 12.5%
жирный газ wet gas	газ с небольшим количеством светлой (почти прозрачной) жидкости	более 9000	740-825, не изменяется в течение разработки	C7+< 1%
сухой газ dry gas	газ	жидкости нет	-	CH4 более 95%

* - снижение давления ниже давления насыщения или точки выпадения росы

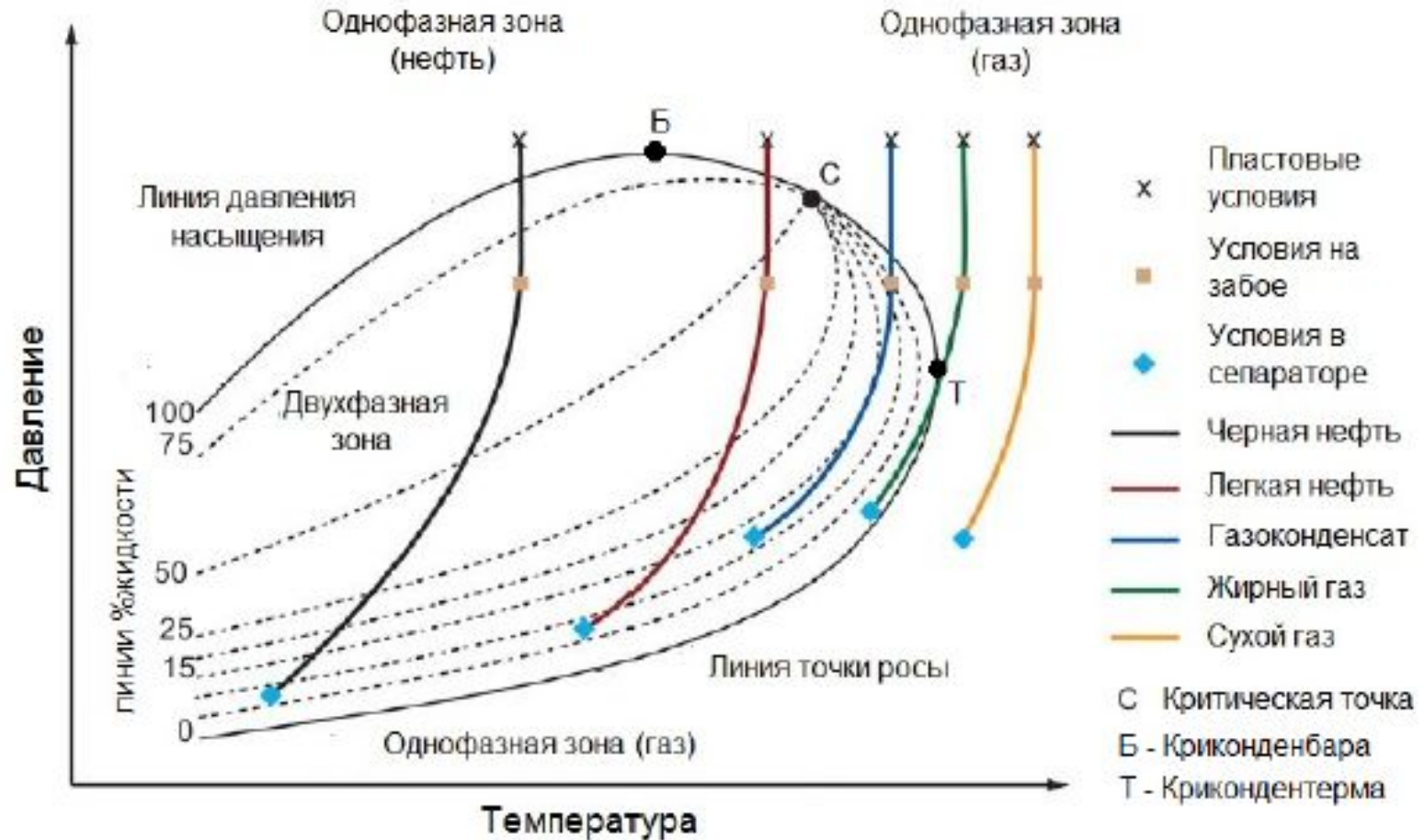
Типы пластовых флюидов

Основные признаки углеводородов по Лари

Тип флюида	Признаки в поверхностных условиях	Начальное газосодержание, м3/м3	Плотность жидкости, кг/м3	Типичный состав (% мольные)				
				C1	C2	C3	C4	C5
сухой газ dry gas	бесцветный газ	жидкости нет	-	96	2.5	0.34	0.52	0.64
жирный газ wet gas	бесцветный газ с небольшим количеством светлой жидкости	более 18000	740-825, не изменяется в течение разработки	94	3.8	1	0.7	0.5
Ретроградный газ gas condensate	бесцветный газ с большим количеством светлой жидкости	1800-18000	700-825	87	4.4	2.3	1.7	4.6
Летучая нефть volatile oil	коричневая жидкость с желтым, красным или зеленым оттенком	450-1800	780-825	64	7.5	4.7	4.1	19.7
средняя нефть	Темно-коричневая жидкость	20-450	825-904	49	2.8	1.9	1.6	44.7
Тяжелая нефть	Черная вязкая жидкость	почти нет газа	904-1000	20	3	2	2	73
битуминозная нефть	черное плотное вещество	нет газа, вязкость свыше 10000 сПз	более 1000					>90

Типы пластовых флюидов

Вид фазовой диаграммы для разных типов углеводородов

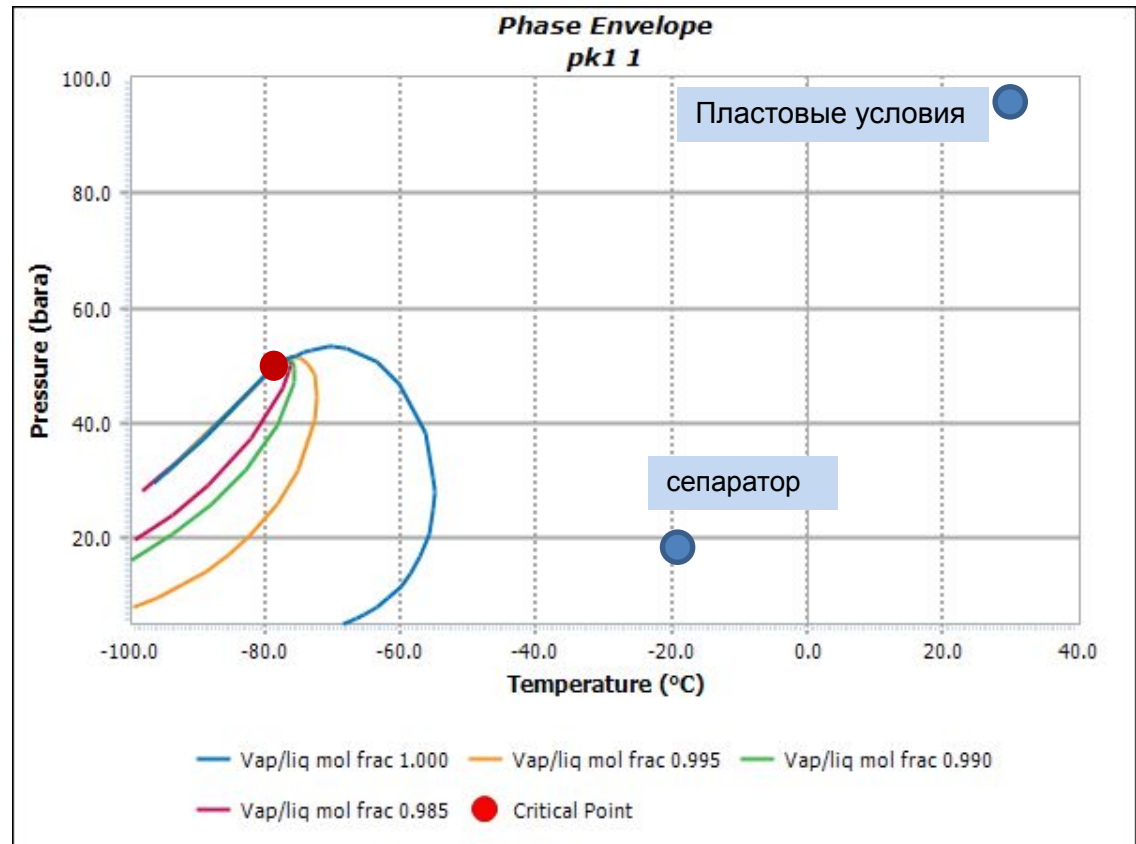


Типы пластовых флюидов

Фазовая диаграмма

Сухой газ

компоненты	мол, %	мол.масса, г/моль
N2	0.616	28.014
CO2	0.316	44.010
C1	98.460	16.043
C2	0.162	30.070
C3	0.119	44.097
IC4	0.140	58.124
NC4	0.117	58.124
C5+	0.068	72.151
М.м. пластового газа, г/моль	16.4	
плотность в пл.усл, кг/м ³	110	
Вязкость газа, сП	0,0137	
Коэффициент сверхсжимаемости	0,856	

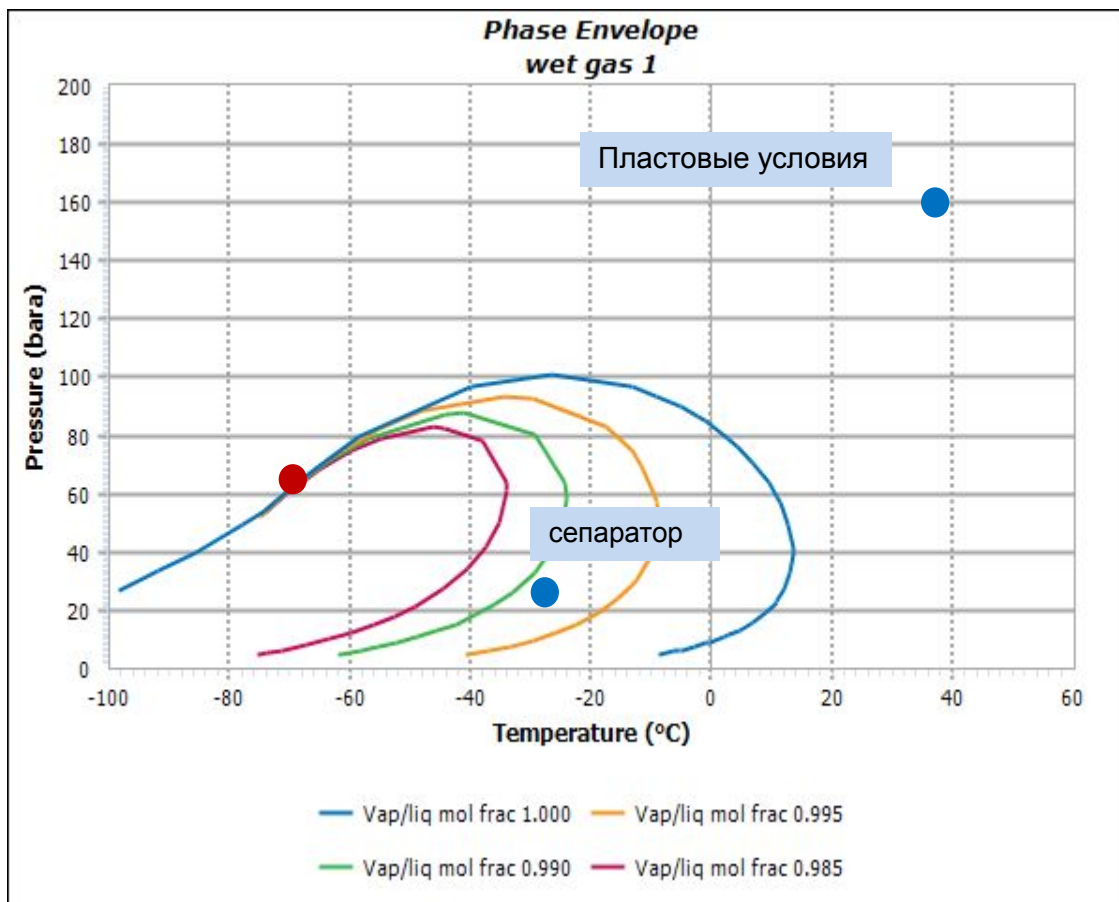


Типы пластовых флюидов

Жирный газ

компоненты	мол, %	мол.масса, г/моль
N2	0.593	28.014
CO2	0.304	44.010
C1	95.814	16.043
C2	1.081	30.070
C3	0.868	44.097
IC4	0.440	58.124
NC4	0.318	58.124
IC5	0.118	72.151
NC5	0.125	72.151
C6	0.189	86.178
C7+	0.151	105.000
М.м. пластового газа, г/моль	17.32	
Плотность пластового газа, кг/м ³	127	
ПСС _{5+B'} , г/м ³	20.6	
Плотность стабильного конденсата	735	
Вязкость газа, сП	0,0173	
Коэффициент сжимаемости	0,839	

Фазовая диаграмма

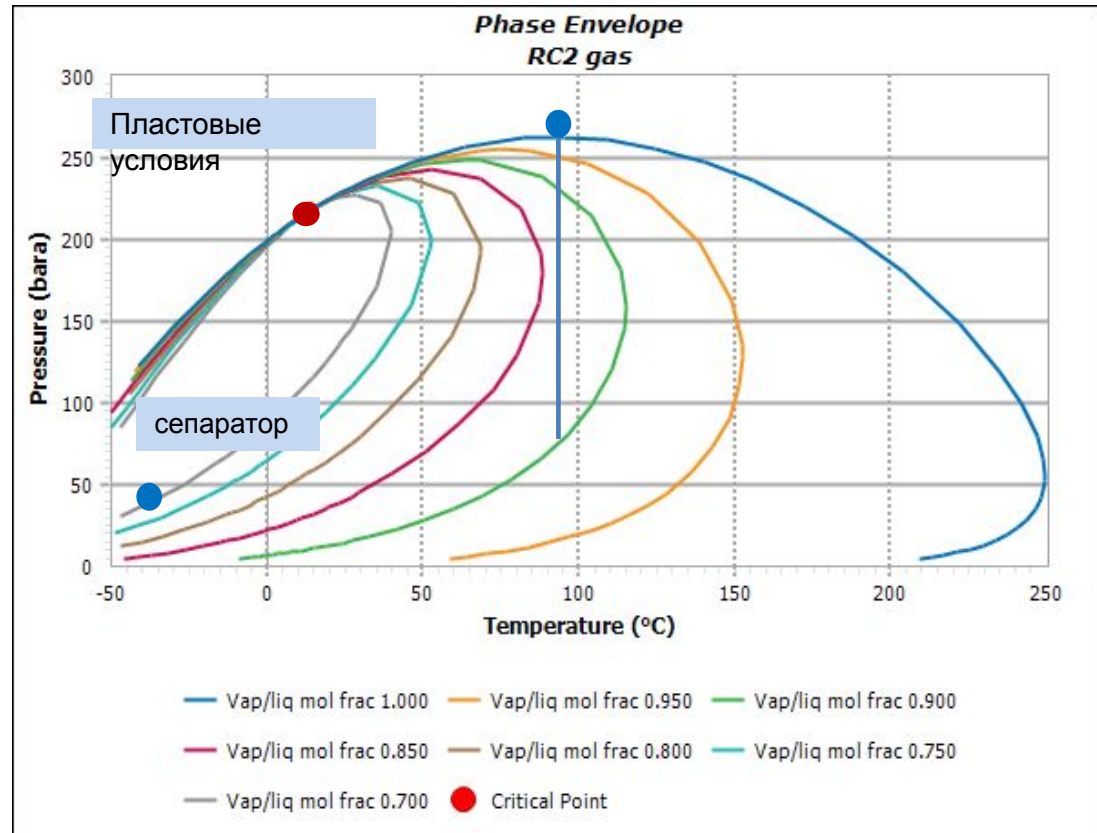


Типы пластовых флюидов

Газоконденсатная система

компоненты	мол, %	мол.масса, г/моль
N2	0.201	28.014
CO2	0.573	44.010
C1	74.573	16.043
C2	7.981	30.070
C3	5.431	44.097
IC4	0.944	58.124
NC4	2.178	58.124
IC5	0.715	72.151
NC5	0.697	72.151
C6	1.184	86.178
C7+	5.520	135.000
М.м. пластового газа, г/моль	28.38	
Плотность в пл.усл, кг/м ³	0,288	
Плотность стабильного конденсата, кг/м ³	754	
ПСС _{5+B'} , г/м ³	395	
Газосодержание, м ³ /м ³	2531	
Вязкость газа, сП	0,0386	
Коэффициент сверхжимаемости	0,8609	

Фазовая диаграмма



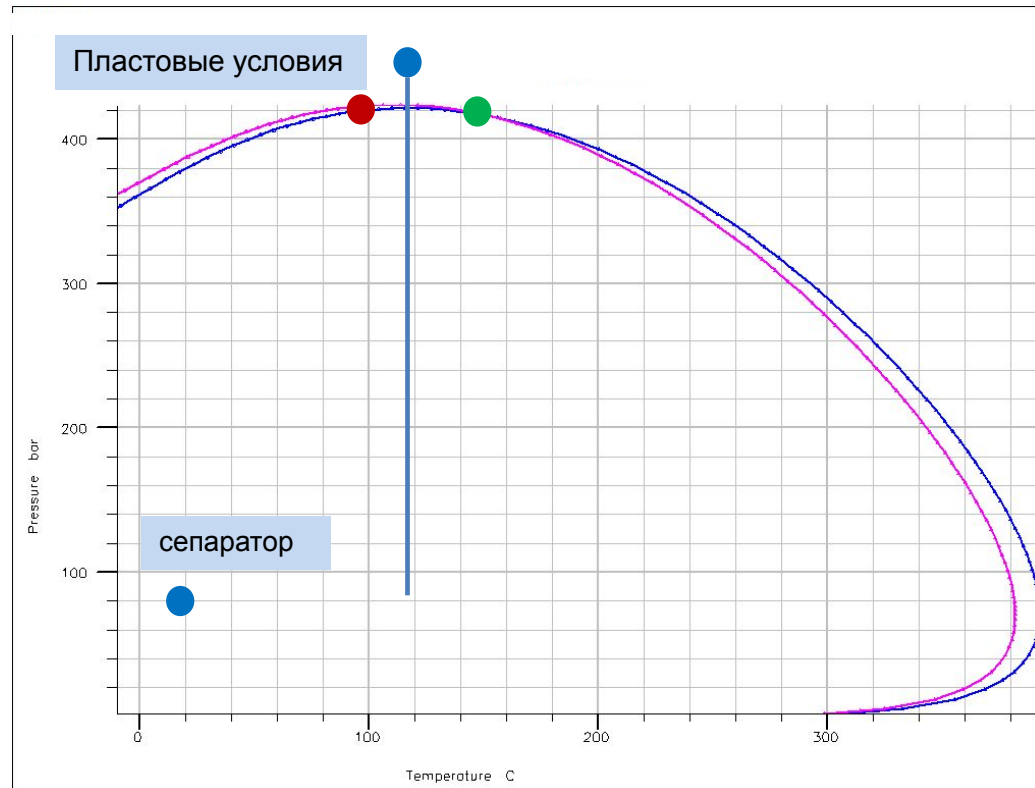
Типы пластовых флюидов

Околокритический флюид

Нефть и газ

компоненты	мол, %		мол. масса, г/моль
	газ	нефть	
N2	0.47	0.45	28.014
CO2	1.17	1.13	44.01
C1	67.429	65.534	16.043
C2	12.039	12.059	30.07
C3	5.165	5.225	44.097
IC4	0.77	0.87	58.124
NC4	1.885	1.893	58.124
IC5	0.757	0.789	72.151
NC5	0.825	0.612	72.151
C6	1.3104	1.401	86.178
C7+	8.179	10.037	196.1
М.м. пластового газа/нефти, г/моль	37.15	40.57	
Плотность газа/нефти в пл. усл., кг/м3	406	435	
плотность стабильного конденсата/нефти, кг/м3	794	796	
ПСС _{5+В} , г/м ³	759.6	911	
Газосодержание, м3/м3	1317	1098	
Объемный коэффициент		3,64	
Вязкость пластового газа/нефти, сП	0,06	0.07	

Фазовая диаграмма



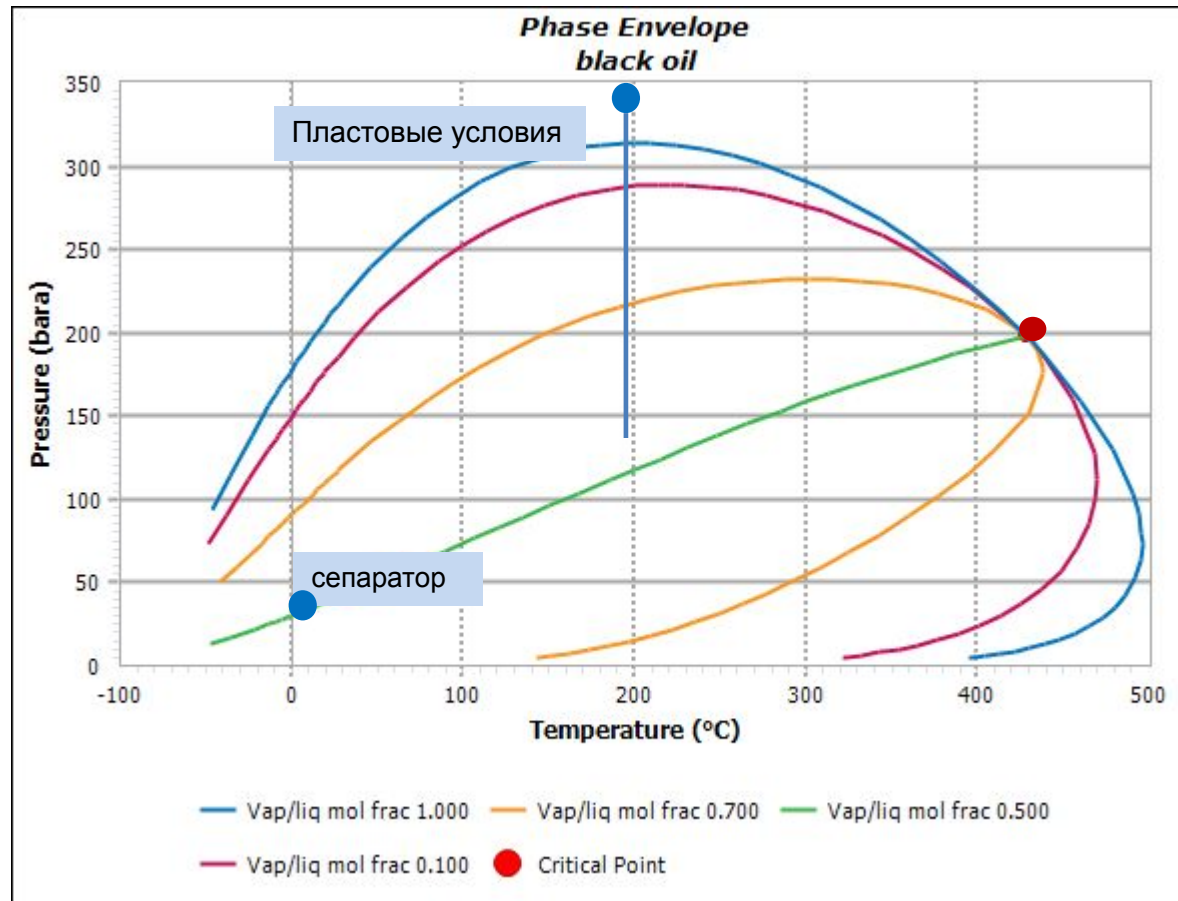
- нефть
- Газ
- критическая точка, нефть
- критическая точка, газ

Типы пластовых флюидов

Нефть

компоненты	мол, %	мол.масса, г/моль
N2	0.121	28.014
CO2	0.240	44.010
C1	54.868	16.043
C2	3.836	30.070
C3	2.342	44.097
IC4	1.193	58.124
NC4	0.554	58.124
IC5	0.710	72.151
NC5	0.379	72.151
C6	2.273	86.178
C7+	33.490	196.100
М.м. нефти, г/моль	86.98	
плотность нефти в пл. усл., кг/м ³	642	
плотность нефти в ст. усл, кг/м ³	841	
газосодержание, м ³ /м ³	173.2	
объемный коэффициент нефти	1,515	
вязкость нефти в пл.усл, сП	0.3	

Фазовая диаграмма

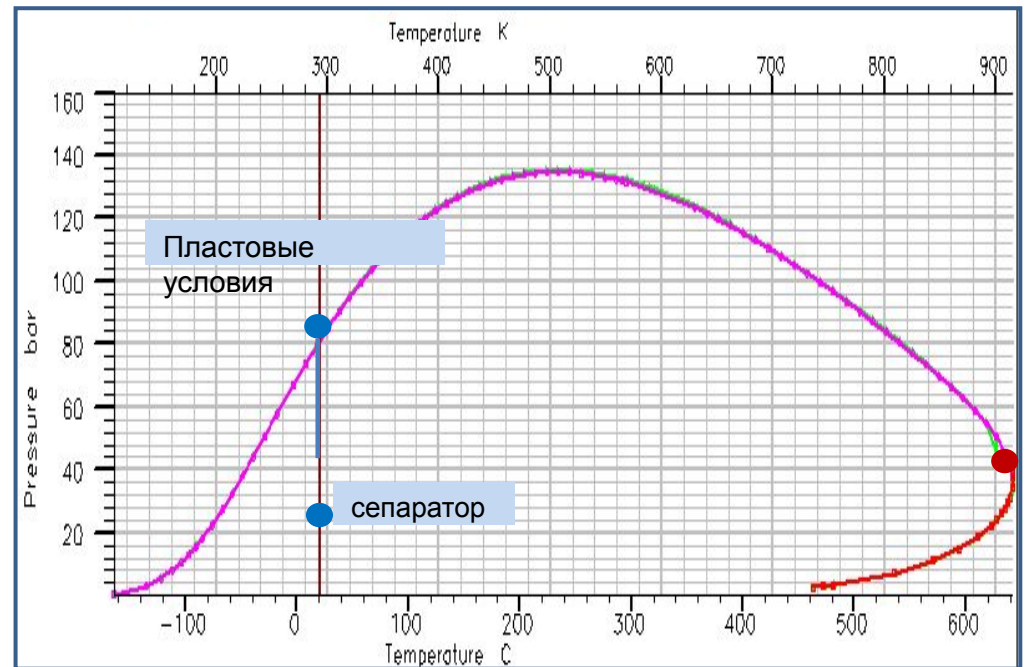


Типы пластовых флюидов

Тяжелая нефть

компоненты	мол, %	мол.масса, г/моль
N2	0.013	28.014
CO2	0.037	44.010
C1	25.804	16.043
C2	0.118	30.070
C3	0.01	44.097
IC4	0.002	58.124
NC4	0.004	58.124
IC5	0.002	72.151
NC5	0.002	72.151
C6	0.001	86.178
C7	0.001	96.000
C8	0.012	107.000
C9	0.037	121.000
C10+	73.957	370.000
М.м. нефти, г/моль	277.9	
плотность нефти в пластовых условиях, кг/м ³	917.2	
плотность нефти в ст.усл, кг/м ³	941.2	
газосодержание, м ³ /м ³	22.45	
объемный коэффициент	1.043	
вязкость нефти в пл.усл, сП	201.2	

Фазовая диаграмма



● Критическая точка

Изучение свойств газа. Газоконденсатные исследования

Свойства газа

- **Закон Авогадро** — в равных объёмах газов, взятых при одинаковых температурах и давлениях, содержится одно и то же количество молекул ($N_A = 6.022 \cdot 10^{23}$ моль⁻¹)
- **Следствие 1** - один моль любого газа при одинаковых давлении и температуре занимает одинаковый объем:
 - ❑ при н.у. (0,1013 МПа и 0°C) – 22,4 л/моль
 - ❑ при ст.усл. (0,1013 МПа и 20°C) – 24,04 л/моль
 - ❑ на другие условия можно пересчитать через уравнение Клапейрона
- **Следствие 2** - отношение масс одинаковых объемов двух газов есть величина постоянная для данных газов и называется относительной плотностью газа D :

$$D = \frac{M_1}{M_2},$$

M_1 и M_2 – молярные массы двух газообразных веществ

Принято, что M_2 – молярная масса воздуха 28,98 г/моль (плотность при 0,1013 МПа и 20°C – 1,205 кг/м³)

Свойства газа

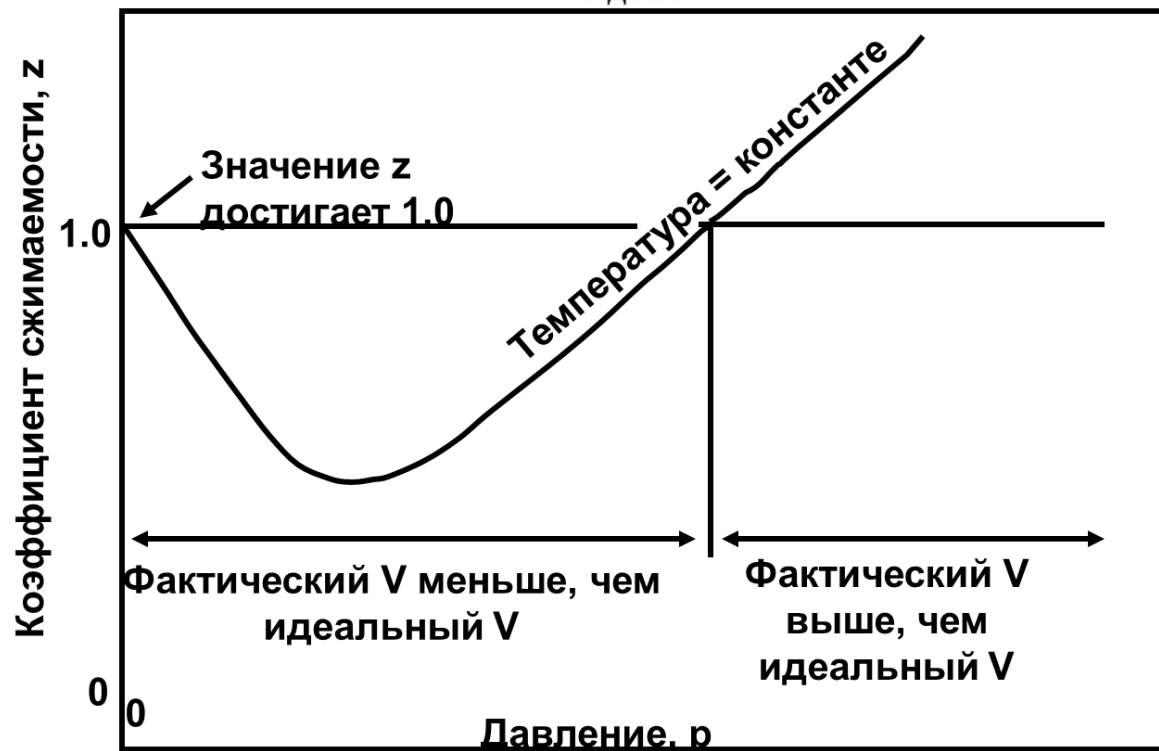
- Уравнение Менделеева-Клапейрона - формула, устанавливающая зависимость между давлением, молярным объёмом и абсолютной температурой **идеального газа**.

$$PV = NRT = \frac{m}{M} * RT,$$

N – количество молей газа, m – масса газа, M – молярная масса газа

$$PV = ZNRT$$

$$Z = \frac{V_{\text{реал}}}{V_{\text{идеал}}}$$



Свойства газа

Состав и свойства пластового газа

компоненты	мол, % Zi	мол.масса, г/моль, Mi	масса 1 моль ZiMi/100
N2	0.616	28.014	17.26
CO2	0.316	44.010	13.91
C1	98.460	16.043	1579.59
C2	0.162	30.070	4.88
C3	0.119	44.097	5.25
IC4	0.140	58.124	8.15
NC4	0.117	58.124	6.81
iC5	0.030	72.151	2.16
NC5	0.038	72.151	16.41
Σ			16.54
Плотность газа, кг/м3			0,688
Отн.пл.газа			0,571

Расчет потенциального содержания УВ C₅₊

$$PC_{C5+ \text{ пл. газа}} = \frac{Z_{C5+} M_{C5+}}{24.04 * 10^3} \frac{\Gamma}{M^3}$$

$$PC_{C5+ \text{ сух. газа}} = \frac{PC_{C5+ \text{ пл. газа}}}{\sum Zi - Z_{C5+}} \frac{\Gamma}{M^3}$$

Z_{C5+} , M_{C5+} - мольная доля % и масса УВ C_{5+B}

Расчет массы и плотности пластового газа

$$m_{\Gamma} = \frac{\sum ZiMi}{100} \quad \rho_{\Gamma} = \frac{m_{\Gamma}}{V_{\text{ст. усл}}} = \frac{m_{\Gamma}}{24,04} \quad \gamma_{\Gamma} = \frac{m_{\Gamma}}{m_{\text{возд}}} = \frac{\rho_{\Gamma}}{\rho_{\text{возд}}} = \frac{\rho_{\Gamma}}{1,205}$$

m_{Γ} – масса газа, Z_i – мольная доля компонента в газовой смеси, мол%, ρ_{Γ} – плотность газа, кг/м³ $V_{\text{ст. усл}}$ – объем газа в стандартных условиях (24,04 л/моль), γ_{Γ} - относительная плотность газа по воздуху

Свойства газа

Состав и свойства пластового газа

компонент ы	мол, % Zi	Tс, К	Трс, К ZiТci/100	Рс бар	Ррс, бар ZiPci/100
N2	0.616	126.2	0.78	33.94	0.21
CO2	0.316	304.2	0.96	73.76	0.23
C1	98.460	190.6	187.67	46.00	45.29
C2	0.162	305.4	0.50	48.84	0.08
C3	0.119	369.8	0.44	42.46	0.05
iC4	0.140	408.1	0.57	36.48	0.05
NC4	0.117	425.2	0.50	38.00	0.04
iC5	0.030	460.4	0.14	33.84	0.01
NC5	0.038	469.6	0.18	33.74	0.01
Σ			191.7		45.98

Расчет псевдокритического давления и температуры

$$P_{pc} = \frac{\sum Z_i P_{ci}}{100}$$

$$T_{pc} = \frac{\sum Z_i T_{ci}}{100}$$

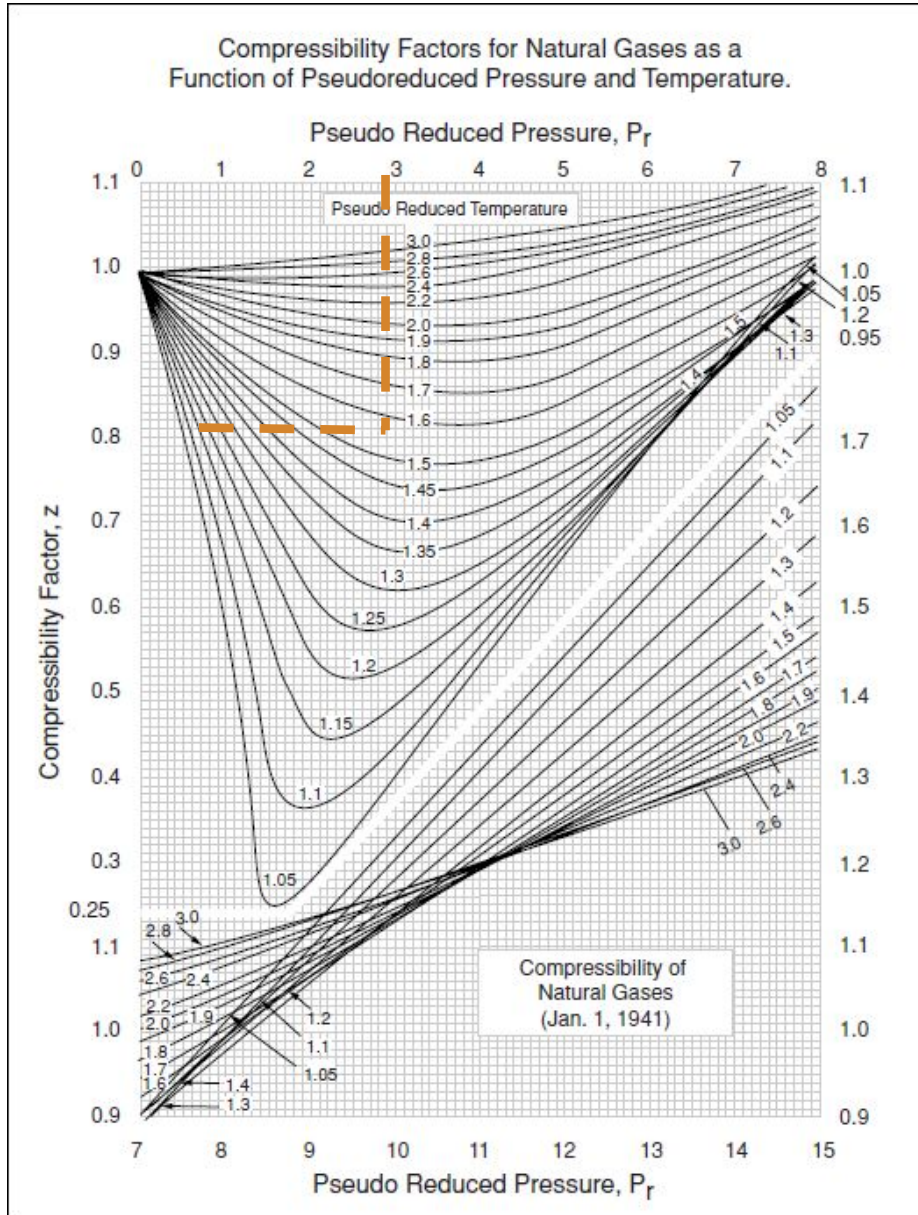
Расчет приведенного давления и температуры

$$P_{pr} = \frac{P}{P_{pc}}$$

$$T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}}$$

P_{ci} – критическое давление компонента, P_{pc} – псевдокритическое давление, P_{pr} – приведенное давление, P – давление, при котором находится смесь
 T_{ci} – критическая температура компонента, T_{pc} – псевдокритическая температура, T_{pr} – приведенная температура, T – температура, при которой находится смесь

Свойства газа



Зависимость коэффициента сверхсжимаемости для природного газа (с содержанием неуглеводородных компонентов и компонентов C_{5+B} менее 10 %, об) от приведенного давления и температуры

$$P_{pr} = \frac{P}{P_{pc}}$$

$$T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}}$$

$$P_{pr} = \frac{100}{46} = 2.17$$

$$T_{pr} = \frac{298}{200} = 1.49$$

$$z = 0.82$$

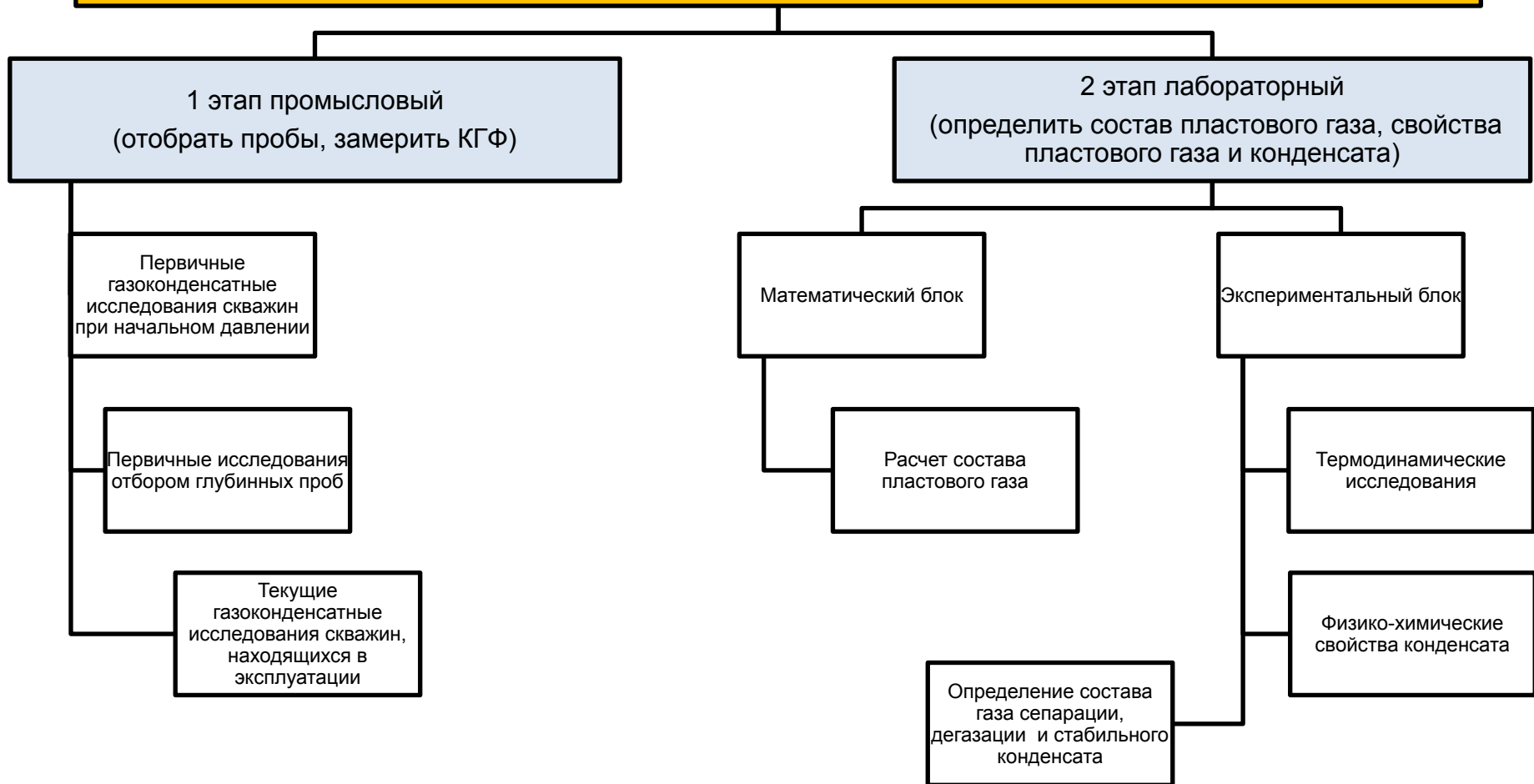
Расчет объемного коэффициента газа

$$b_g = \frac{V_{гпл}}{V_{гст}} = \frac{zTP_0}{z_0T_0P}$$

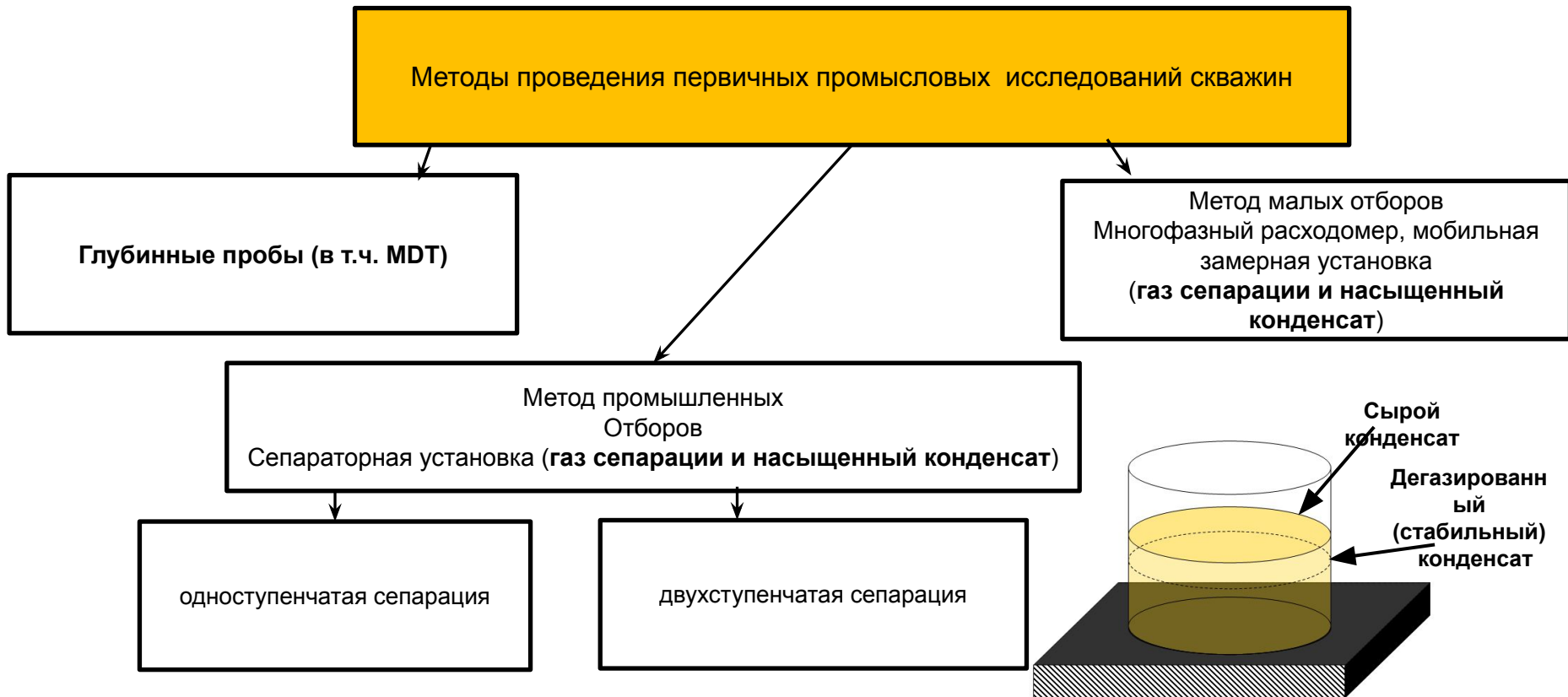
b_g – объемный коэффициент газа, $V_{гпл}$ – объем газа в пластовых условиях, $V_{гст}$ – объем газа в стандартных условиях,
 z , T , P – коэффициент сверхсжимаемости, давление и температура при пластовых условиях,
 z_0 , T_0 , P_0 – при стандартных условиях газа

Определение свойств пластовых флюидов. Газоконденсат

Свойства пластовых газов определяются в два этапа



Промысловый этап получения газоконденсатной характеристики



Газ сепарации – газ, выходящий из сепаратора

Насыщенный конденсат (сырой, нестабильный)– жидкая фаза, образующаяся после первой ступени промышленной сепарации


Стабильный конденсат (дегазированный) – жидкая фаза, после удаления газообразных УВ при стандартных условиях

Газ дегазации – газ, выделившийся при дегазации сырого конденсата

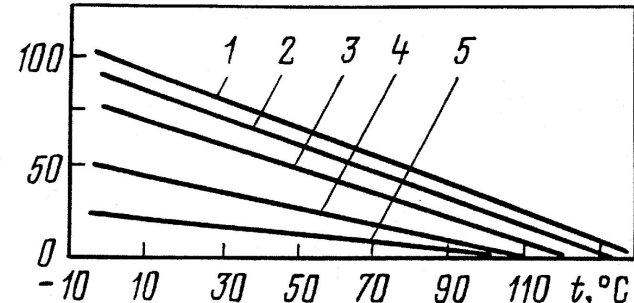
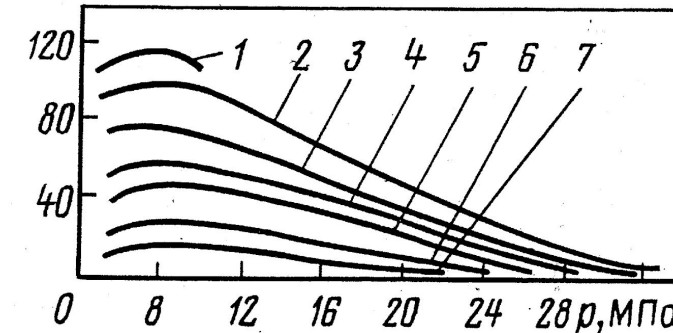
Коэффициент усадки – отношение объема дегазированного конденсата к объему сырого конденсата

Конденсатогазовый фактор (КГФ) – отношение дебита нестабильного или стабильного конденсата к газу сепарации, $\text{см}^3/\text{м}^3$, $\text{г}/\text{м}^3$

Анализ кондиционности промышленных исследований

Критерий	Требования к соблюдению критерия	
	глубинные пробы	поверхностные пробы (Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин» под ред. Г.А. Зотова, З.С. Алиева. – М., Недра, 1980 г.)
Давление отбора глубинной пробы/забойное давление при ГКИ	больше давления начала конденсации, предполагаемого для данной залежи	Депрессия на пласт не больше 10% (для предельнонасыщенных залежей) Не более 15-20 % для недонасыщенных залежей
Отсутствие на забое жидкости	не регламентируется	<p>Скорость потока выше минимальной скорости для выноса жидкости с забоя скважины(2-4 м/с)</p> $W = 0,52 \cdot \frac{QTz}{Pd^2}$ <p>W – скорость течения, м/с; Q – расход, тыс. м3/сутки; T – температура, К; P – давление, атм; d- диаметр НКТ, см; z – коэффициент сжимаемости</p> 
Установившийся режим работы скважины		$P_{\text{заб}} (P_{\text{уст}}) - 0,15\%/3\text{ч}$, КГФ – не более 10%/3ч

Анализ кондиционности промышленных исследований

Критерий	Требования к соблюдению критерия								
	Поверхностные пробы								
Условия сепарации	<p>α</p> <p>$q_k, \text{см}^3/\text{м}^3$</p> 	<p>а. Изобары конденсации добываемой пластовой смеси (МПа)</p> <table border="1"> <tr><td>1) 7,5</td></tr> <tr><td>2) 10,0</td></tr> <tr><td>3) 15,0</td></tr> <tr><td>4) 20,0</td></tr> <tr><td>5) 25,0</td></tr> </table>	1) 7,5	2) 10,0	3) 15,0	4) 20,0	5) 25,0		
	1) 7,5								
2) 10,0									
3) 15,0									
4) 20,0									
5) 25,0									
	<p>δ</p> <p>$q_k, \text{см}^3/\text{м}^3$</p> 	<p>б. Изотермы конденсации добываемой пластовой смеси (°C)</p> <table border="1"> <tr><td>1) -10</td></tr> <tr><td>2) +10</td></tr> <tr><td>3) +30</td></tr> <tr><td>4) +50</td></tr> <tr><td>5) +70</td></tr> <tr><td>6) +90</td></tr> <tr><td>7) +110</td></tr> </table>	1) -10	2) +10	3) +30	4) +50	5) +70	6) +90	7) +110
1) -10									
2) +10									
3) +30									
4) +50									
5) +70									
6) +90									
7) +110									

Лабораторные этап получения газоконденсатной характеристики

Эксперимент	Газоконденсат
Определение состава пластового флюида	+
Исследование при постоянной массе (CCE)	+
Исследование на истощение при постоянном объёме (CVD)	+
Сепаратор тест	+
Плотность пластового флюида	+
Вязкость пластового флюида	+

Лабораторный этап получения газоконденсатной характеристики

Определение состава пластового газа

Глубинные пробы

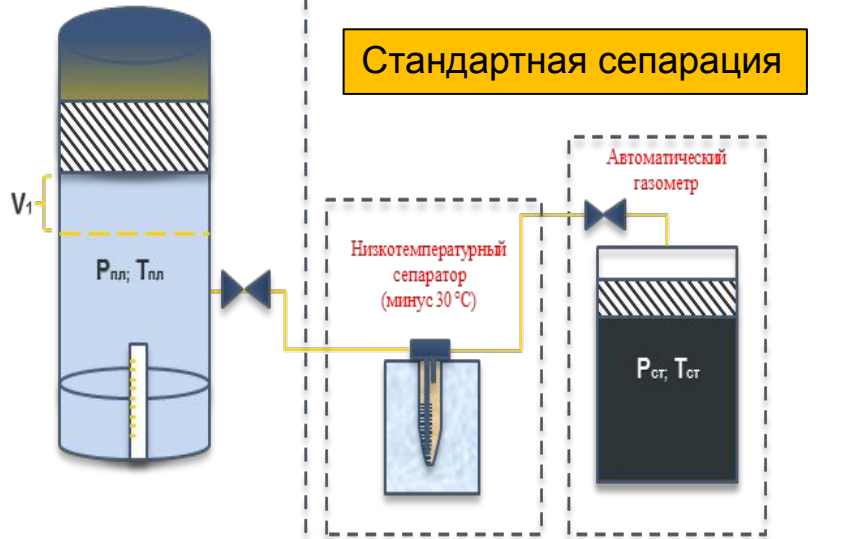
Газ сепарации

Насыщенный конденсат

Установка PVT

Стандартная сепарация

Стандартная сепарация дегазации



Состав газа дегазации

Состав и плотность дегазированного (стабильного) конденсат

КГФ

Состав и плотность насыщенного конденсата (математическая рекомбинация)

Состав и плотность газа сепарации

Состав и плотность стабильного конденсата

КГФ

Состав пластового газа (математическая рекомбинация)

Состав и плотность газа сепарации

Состав и плотность насыщенного конденсата

КГФнас

Состав пластового газа (математическая рекомбинация)

Определение состава пластового газа

Газ
сепарации
 y_i

Пластовый газ/
пластовая
нефть
 z_i

Дегазированной
и
конденсат
нефть
 x_i

$$z_i = \frac{n_i^{(g)} + n_i^{(o)}}{n^{(g)} + n^{(o)}} \quad n_i^{(g)} = \frac{R_{sb}(\text{М}^3/\text{Т})}{0,02404} y_i$$

$$n_i^{(o)} = \frac{10^6}{M_o} x_i \quad \sum_{i=1}^N n_i^{(g)} = n^{(g)}; \quad \sum_{i=1}^N n_i^{(o)} = n^{(o)}$$

$$z_i = \frac{\frac{R_{sb}(\text{М}^3/\text{Т})}{0,02404} y_i + \frac{10^6}{M_o} x_i}{\frac{R_{sb}(\text{М}^3/\text{Т})}{0,02404} + \frac{10^6}{M_o}} = \frac{y_i R_{sb}(\text{М}^3/\text{Т}) + x_i \frac{24040}{M_o}}{R_{sb}(\text{М}^3/\text{Т}) + \frac{24040}{M_o}}$$

$n_i^{(g)}$ – число молей i -ого компонента в растворенном газе, приходящееся на 1 тонну дегазированной нефти/стабильного конденсата;

$n_i^{(o)}$ – число молей дегазированной нефти/стабильного конденсата;

$R_{sb}(\text{М}^3/\text{Т})$ – отношение объема растворенного газа к массе дегазированной нефти/стабильного конденсата;

M_o – молекулярная масса дегазированной нефти/стабильного конденсата;

x_i, y_i, z_i – мольные доли i -ого компонента в сепарированной нефти/стабильном конденсате, растворенном газе и пластовой нефти/газе, соответственно

Проведение термодинамических исследований

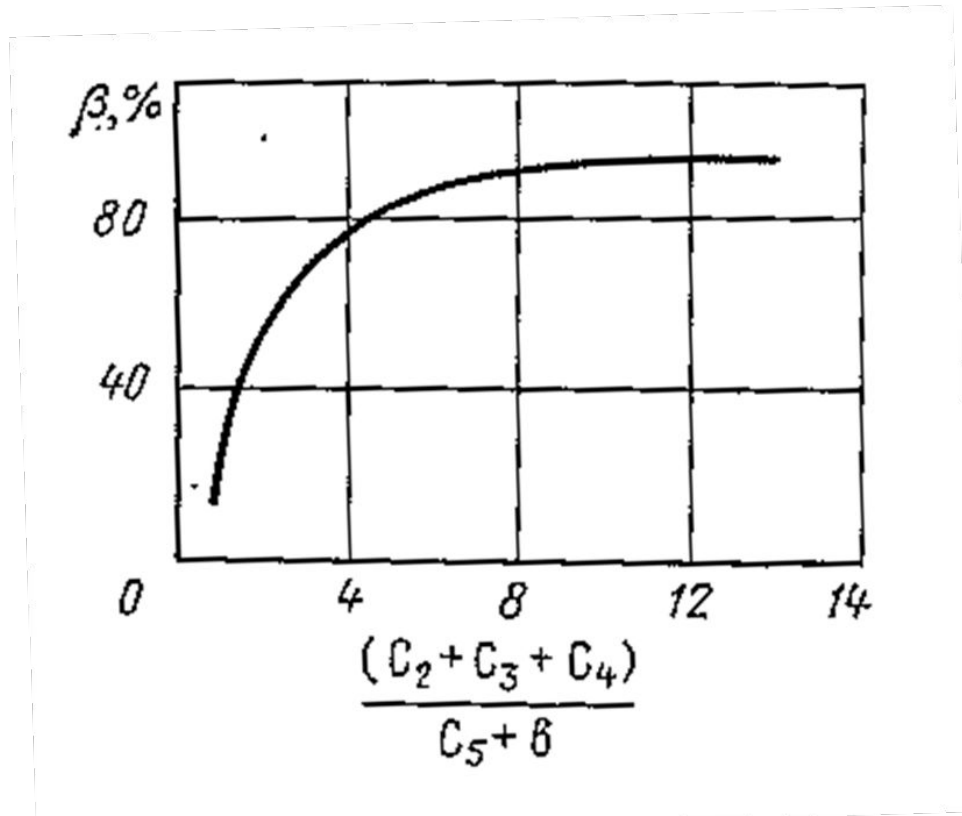
Исследования проводятся на специальных установках, обеспечивающих совместное перемешивание разных фаз и термодинамическое равновесие Sanchez, Vinchi, Oilpase DBR



установку **PVT 1500/700 Full Visibility**, производства
«SANCHEZ TECHNOLOGIES» (Франция).

Проведение термодинамических исследований

Зависимость коэффициента конденсатоотдачи
при $C_{5+} < 25 \text{ г/м}^3$



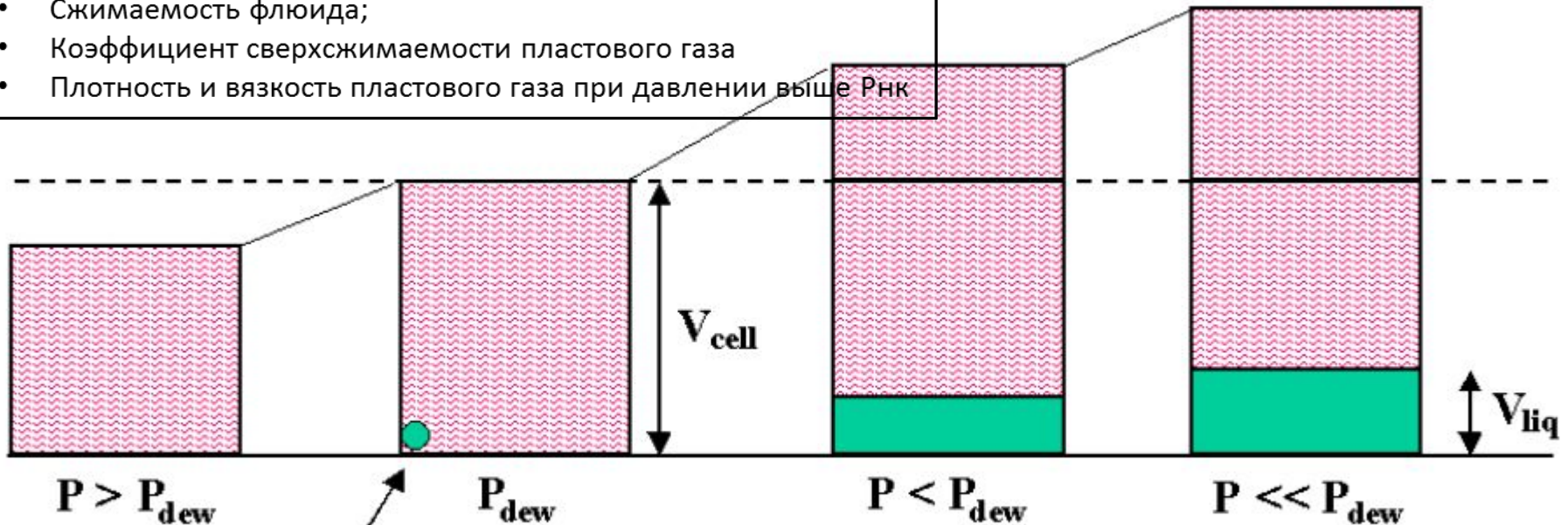
При $C_{5+} \geq 25 \text{ г/м}^3$ коэффициент конденсатоотдачи
определяется экспериментально по результатам
дифференциальной конденсации

Исследование при постоянной массе. Constant Mass Expansion (CCE)

Определяемые величины:

- Давление начала конденсации $P_{нк}$ (P_{dew});
- Относительный объем $V_{rel} = \frac{V(P)}{V(P_{dew})}$
- Объем жидкой фазы $S_{liq} = \frac{V_{liq}}{V_{cell}}$
- Сжимаемость флюида;
- Коэффициент сверхсжимаемости пластового газа
- Плотность и вязкость пластового газа при давлении выше $P_{нк}$

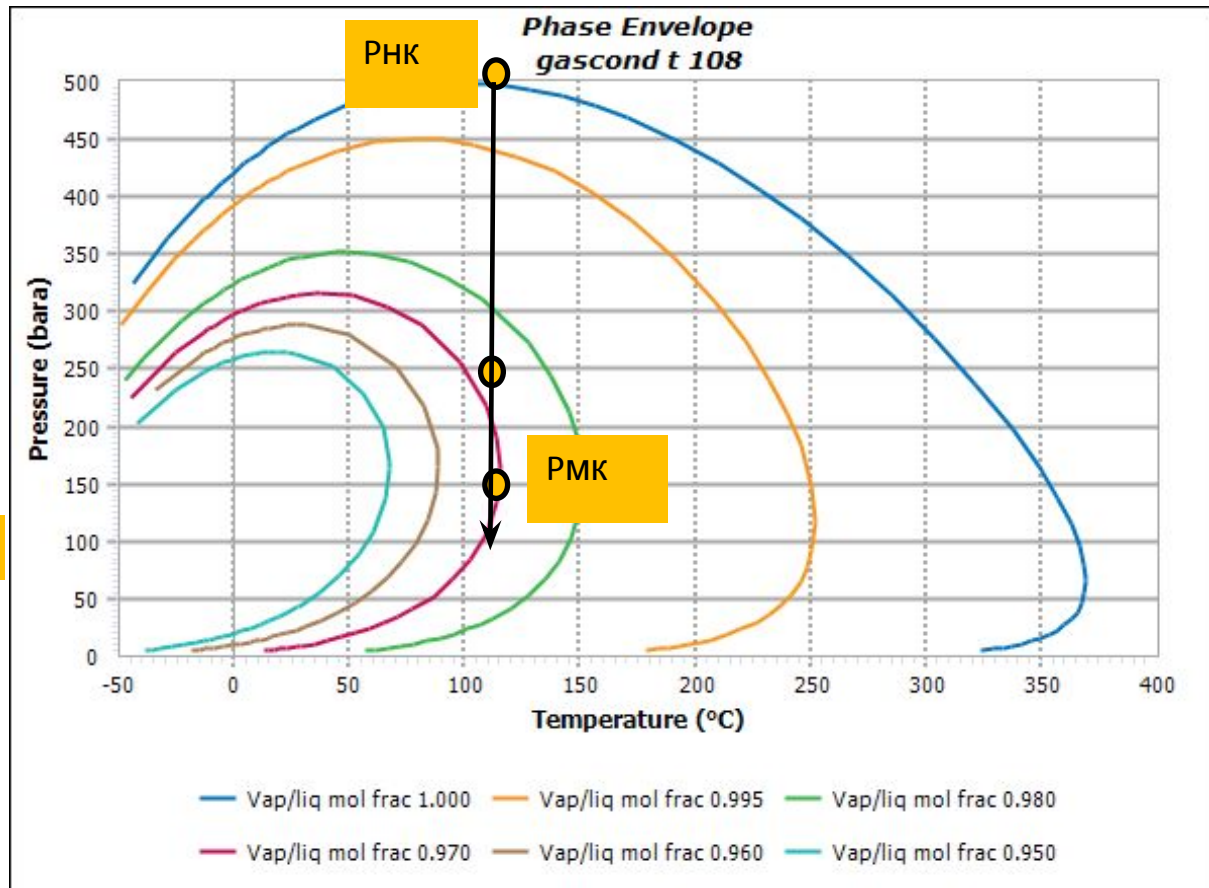
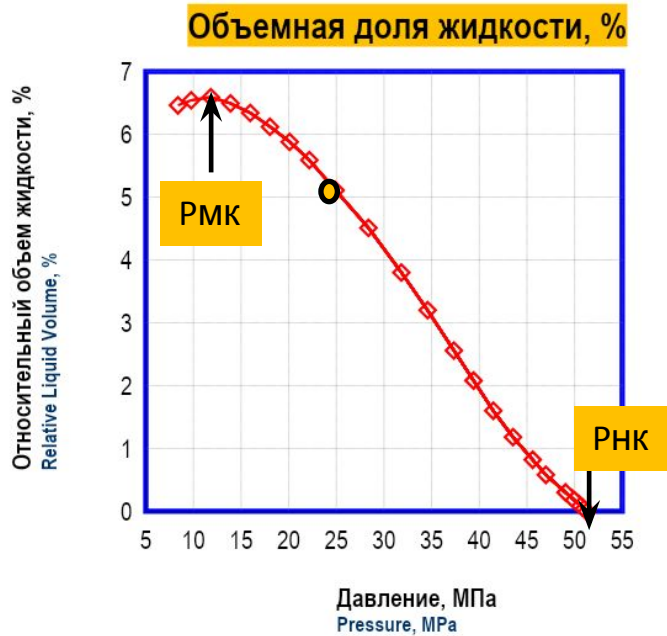
Температура = CONST



Появление первых
капель
жидкости

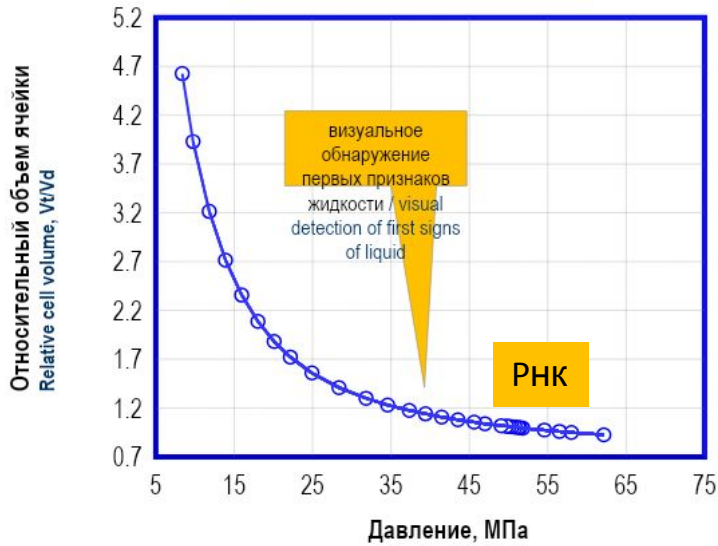
P_{dew} – давление начала конденсации
 V_{cell} – объем ячейки
 V_{liq} – объем выделившейся из газа
жидкости

Исследование при постоянной массе. Constant Mass Expansion (CCE)

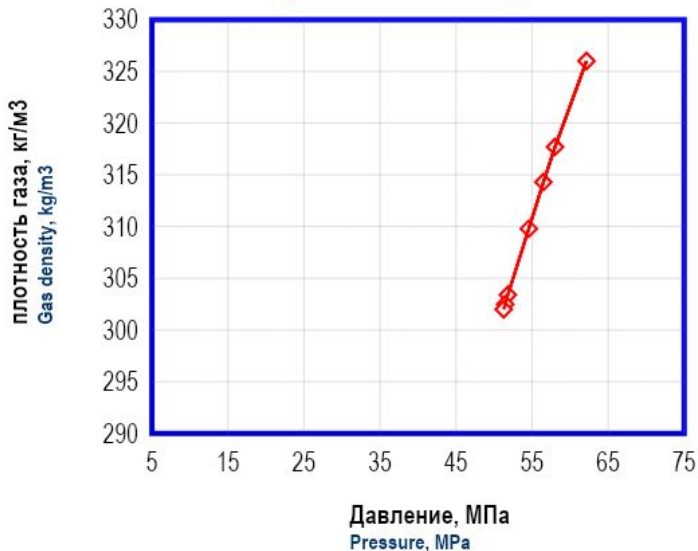


Исследование при постоянной массе. Constant Mass Expansion (CCE)

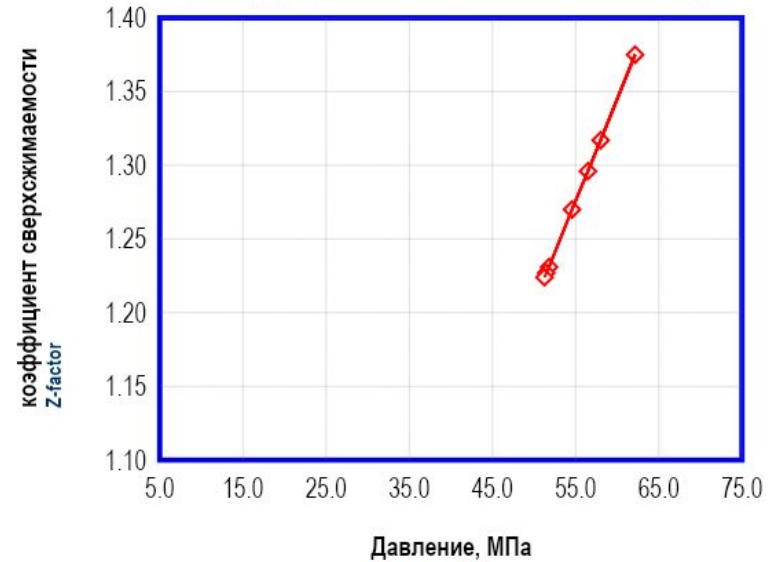
Относительный объем



Плотность газа



Коэффициент сверхсжимаемости



Коэффициент сверхсжимаемости

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

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

Контактно-дифференциальная конденсация Constant Volume Depletion (CVD)

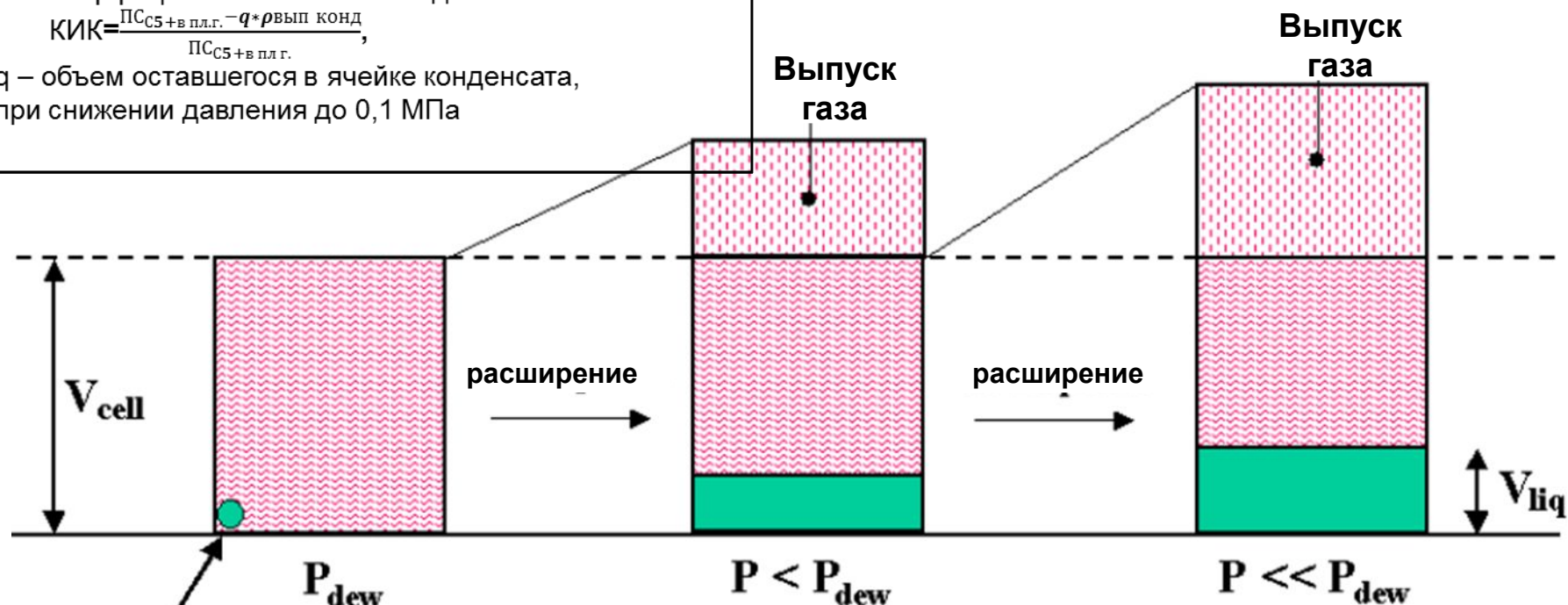
Определяемые величины:

- Объем жидкой фазы $S_{liq} = \frac{v_{liq}}{v_{cell}}$
- Коэффициент сверхсжимаемости пластового газа
- Состав и свойства добываемого газа на ступенях
- Состав и свойства оставшегося в ячейке конденсата
- Коэффициент извлечения газа
- Коэффициент извлечения конденсата

$$КИК = \frac{ПС_{C5+в.пл.г.} - q * \rho_{вып.конд.}}{ПС_{C5+в.пл.г.}}$$

q – объем оставшегося в ячейке конденсата, при снижении давления до 0,1 МПа

Температура = CONST



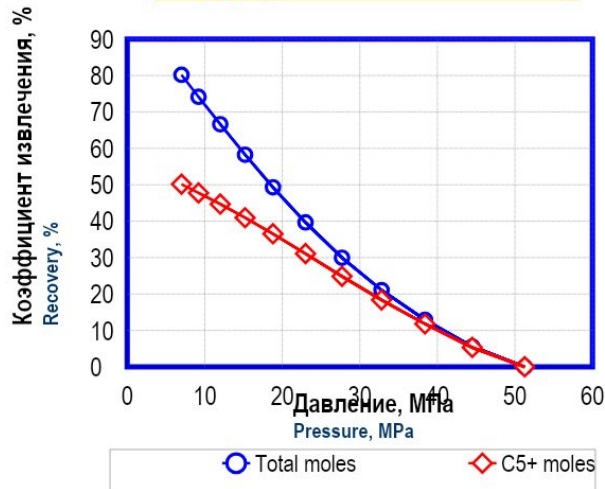
Появление первых
капель

ЖИДКОСТИ

P_{dew} – давление начала конденсации
 V_{cell} – объем ячейки
 V_{liq} – объем выделившейся из газа
 жидкости

Контактно-дифференциальная конденсация Constant Volume Depletion (CVD)

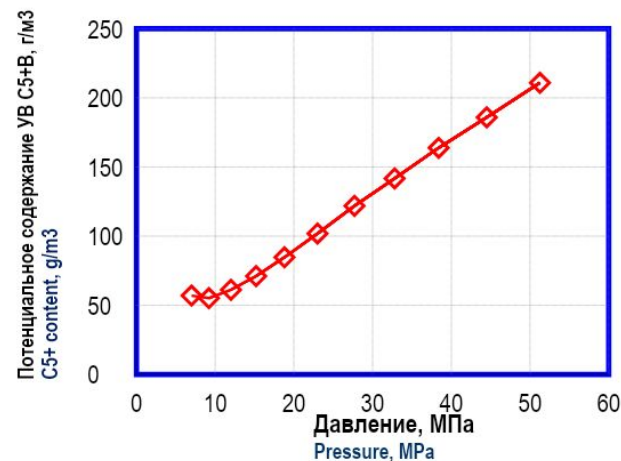
Коэффициент извлечения газа и C5+



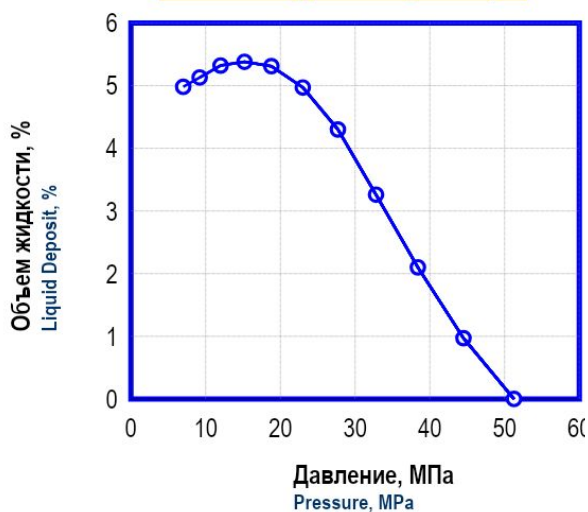
Коэффициент сверхжимаемости



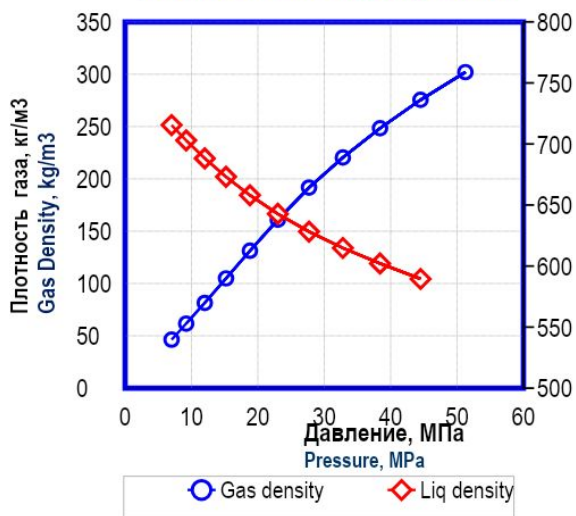
Потенциальное содержание C5+



Объемная доля жидкости, %



Плотность газа и конденсата



Вязкость газа



Необходимые свойства газа для подсчета запасов и гидродинамических моделей

Геологические запасы свободного газа

$$Q_{\text{газа}} = (F \cdot h_{\text{эф.г.}} \cdot K_{\text{п}}) \cdot \left(\frac{P_{\text{пл}}}{Z_{\text{пл}}} - \frac{P_{\text{ост}}}{Z_{\text{ост}}} \right) \cdot \left(\frac{T_{\text{ст}}}{T_{\text{пл}} \cdot P_{\text{ст}}} \right)$$

Извлекаемые запасы стабильного конденсата

$$Q_{\text{стаб.конд.}} = Q_{\text{сух.газа}} \cdot П_{\text{C5+}} \cdot \text{КИКС}_{\text{C5+}}$$

компоненты	мол. %	мол. масса, г/моль
N2	0.201	28.014
CO2	0.573	44.010
C1	74.573	16.043
C2	7.981	30.070
C3	5.431	44.097
IC4	0.944	58.124
NC4	2.178	58.124
C5+	8,116	125
Мольная доля сухого газа	91,881	
ПСС2, C3, C4	99,83/99,62/75,48	
ПСС _{5+в} , г/м ³	395	
Коэффициент сверхсжимаемости	0,8609	

1. Состав пластового газа
2. Мольная доля сухого газа (неуглеводородные газы, УВ C1-C4)
3. Потенциальное содержание УВ C2, C3, C4, C5+

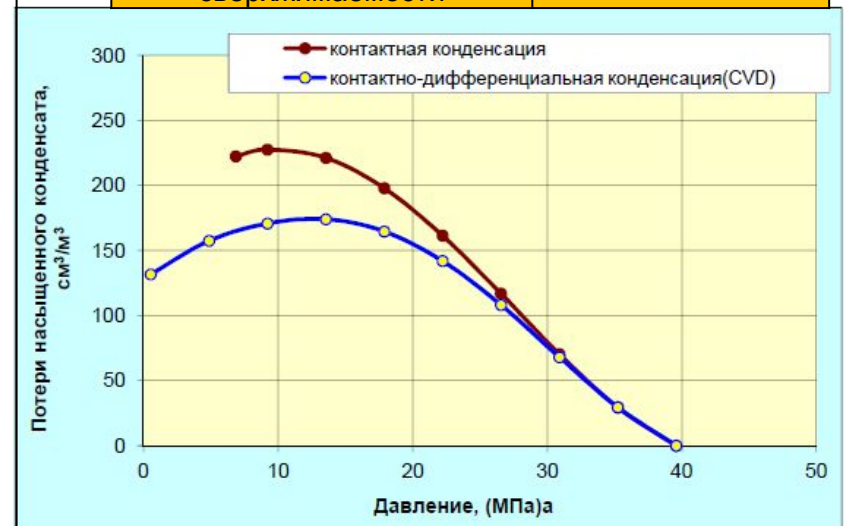
$$П_{\text{C}_{\text{УВ}}} = \frac{Z_{\text{УВ}} M_{\text{УВ}}}{24.04 \cdot 10^6} \cdot \frac{\Gamma}{\text{м}^3}$$

ПСС_{УВ} - Потенциальное содержание УВ C2, C3, C4, C5+
 $Z_{\text{УВ}} M_{\text{УВ}}$ - мольная доля, % и молярная масса УВ C2, C3, C4, C5+

4. Коэффициент сверхсжимаемости при пластовых условиях (эксперимент или номограмма)
5. Коэффициент извлечения конденсата

$$\text{КИК} = \frac{П_{\text{C}_{5+в}} \text{ пл.г.} - q \cdot \rho_{\text{вып конд}}}{П_{\text{C}_{5+в}} \text{ пл.г.}},$$

q – объем оставшегося в ячейке конденсата, при снижении давления до 0,1 МПа

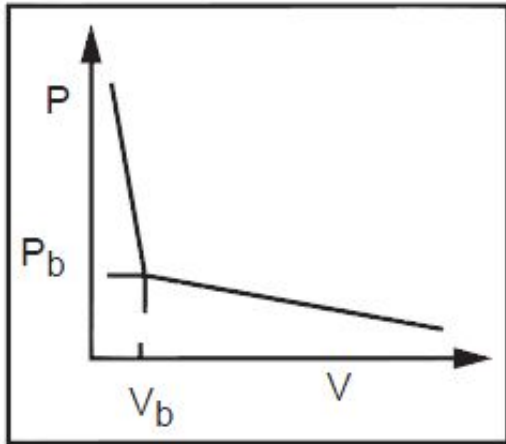


Кривые пластовых потерь конденсата при CCE и CVD

Изучение свойств пластовой нефти

Свойства нефти

- Давление насыщения нефти газом P_{sat} (P_{bub}) (saturation) – это давление, при котором в процессе изотермического расширения однофазной пластовой нефти появляются первые признаки свободного газа (bubble point).



Определение давления насыщения нефти

- Объемный коэффициент нефти- равен отношению объема, занимаемого УВ жидкой фазой пластовой смеси при пластовых условиях $V_{нп}$, к объему дегазированной нефти $V_{нд}$

$$b = \frac{V_{нп}}{V_{нд}}$$

- Газосодержание 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 $V_{нд}$:

$$\Gamma = \frac{V_g}{V_{нд}}$$

- Плотность пластовой нефти

$$\rho_{нп} = \frac{1}{b} (\rho_{нд} + \rho_g \cdot \Gamma)$$

- Относительная плотность нефти

$$\gamma_N = \frac{\rho_{нд}}{\rho_{воды}}$$

Свойства нефти. Корреляционные зависимости

Оценка объемного коэффициента по корреляции Стэндинга при давлении, равном и выше давления насыщения

Объемный коэффициент при давлении насыщения

$$b_H^{(s)} = 0.9759 + 0.00012 \left(5.058387 \Gamma \sqrt{\frac{\rho_g}{\rho_{сн}}} + 2.25t + 40 \right)^{1.2}$$

Давление насыщения

$$P_S = 0.1254 \left\{ (6.688 \Gamma / \rho_g)^{0.83} \cdot 10^{(0.00164t - 1.769/\rho_{сн} + 1.673)} - 1.4 \right\}$$

Изотермический коэффициент сжимаемости

$$c_0 = (-254.082 + 2.776\Gamma + 3.096t - 97.953\rho_g + 178.432/\rho_{сн})/P$$

Объемный коэффициент при давлении выше давления насыщения

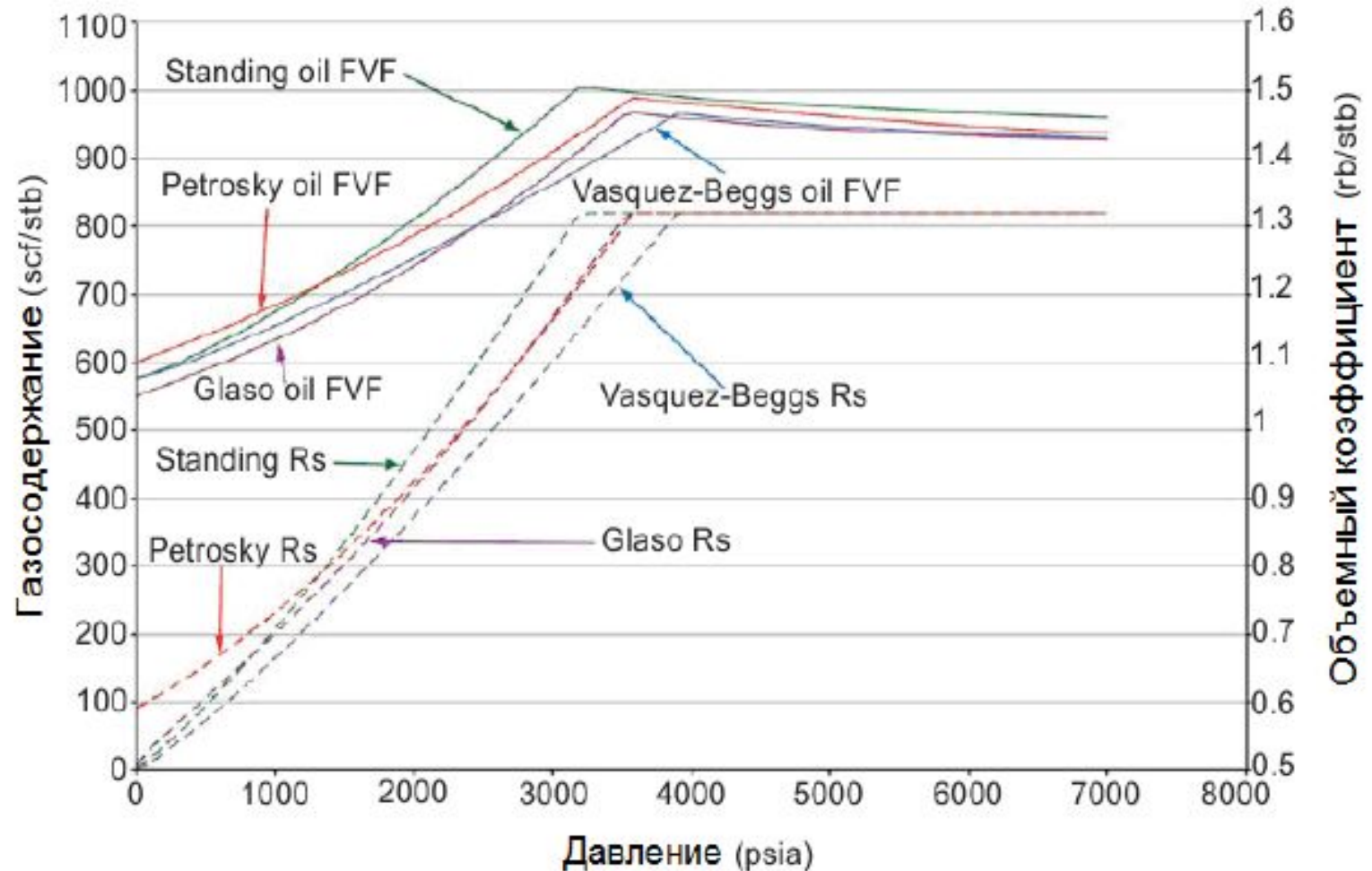
$$b_H = b_H^{(s)} \exp \left\{ 10^{-4} c_0 (P_S - P) \right\}$$

Γ - газовый фактор, м³/м³

$\rho_{сн}$, ρ_g - плотности дегазированной нефти и растворенного газа, кг/м³

t - пластовая температура, °С

Свойства нефти. Корреляционные зависимости для газосодержания и объемного коэффициента



Свойства нефти. Расчет вязкости нефти. Корреляция Беггс и Робинсон

1. Расчет вязкости при атм. давлении и пластовой температуре

$$\mu_{od} = 10^{Y(T - 460)^{-1.163} - 1},$$

где: $Y = 10^{(3.0324 - 0.02023 API)}$,

μ_{od} - динамическая вязкость «мёртвой» (разгазированной) нефти при атмосферном давлении;

API - плотность флюида в градусах API;

T - пластовая температура.

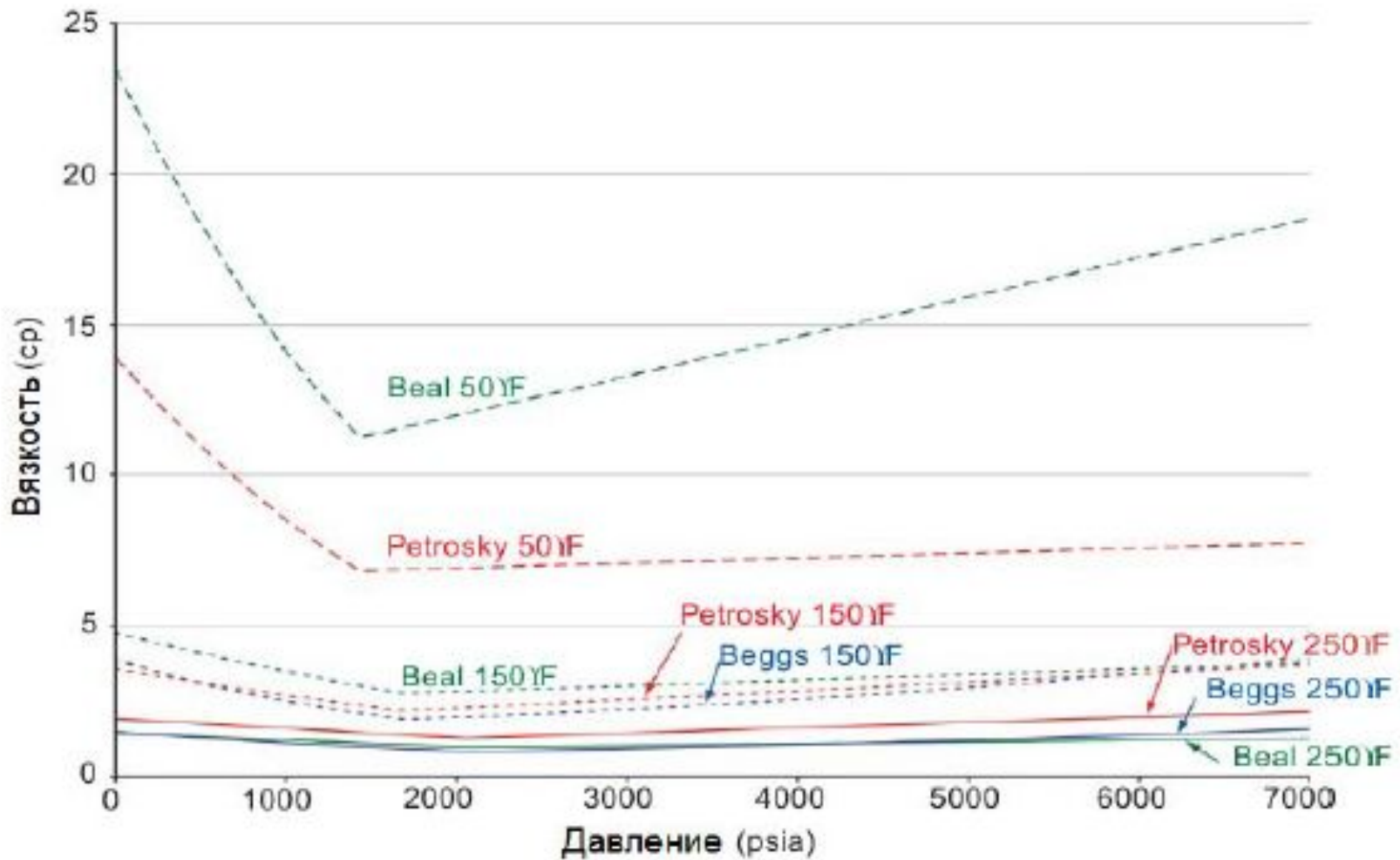
2. Расчет вязкости для газонасыщенной нефти

$$\mu_{os} = 10.715(R_S + 100)^{-0.515} \mu_{od}^{5.44(R_S + 150)^{-0.338}},$$

где: μ_{os} - динамическая вязкость газонасыщенной нефти,

R_S - газосодержание нефти.

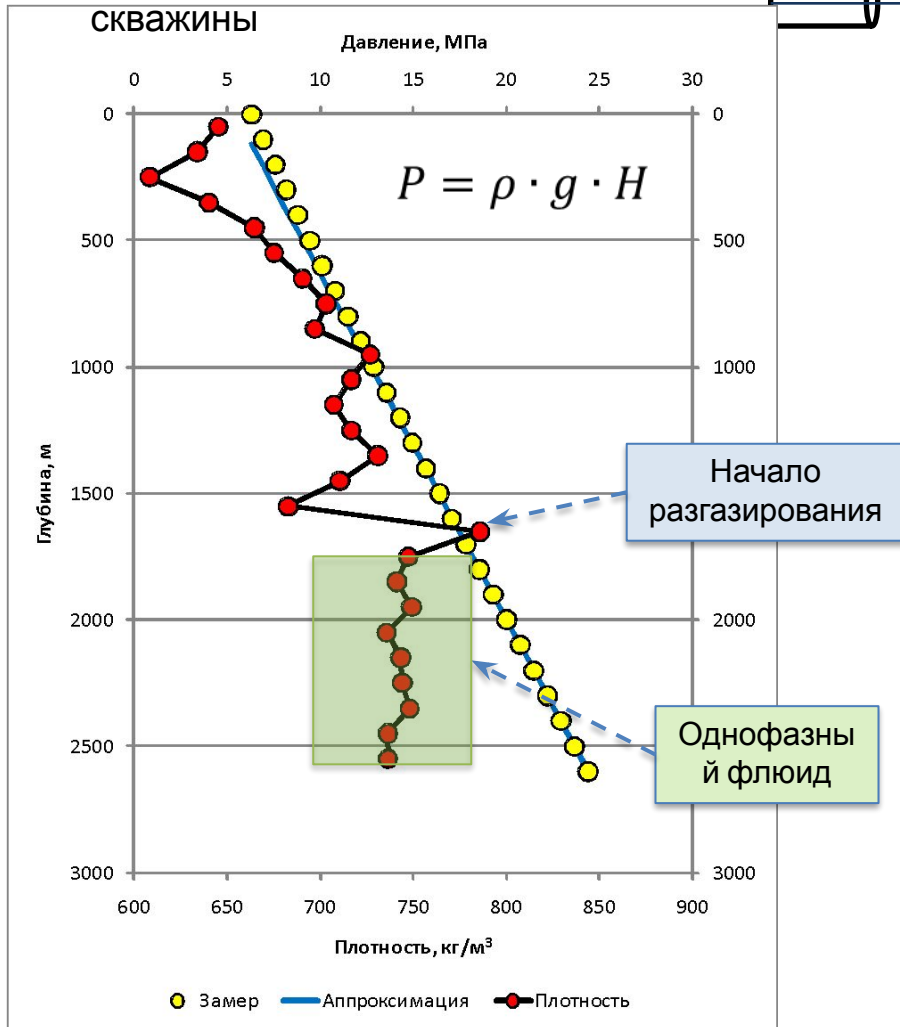
Свойства нефти. Расчет вязкости нефти



Разные корреляции дают большой диапазон изменения вязкости.

Исследование пластовой нефти. Отбор глубинной пробы

Запись давления по стволу скважины



Требования к отбору глубинной пробы согласно требованиям СТО РМНТК 153-39.2-002-2003 «Нефть. Отбор проб пластовых флюидов»:

1. Глубинная проба из работающей скважины (классический пробоотборник)
2. Глубинная проба при испытании скважины в открытом стволе глубинным пластоиспытателем (MDT, RCI)
3. Главное требование к отбору глубинной пробы – давление отбора выше давления насыщения $P_{отб} > P_{нас}$
4. При невозможности отобрать глубинные пробы допускается отбор проб газа сепарации и насыщенной нефти из сепаратора (фиксируют газосодержание для рекомбинации пробы в лаборатории)

Пробу рекомендуется отбирать при ГРП, в начальный период разработки, а также в зонах с начальным пластовым давлением

Состав пластовой нефти

Состав пластовой нефти

Глубинные пробы

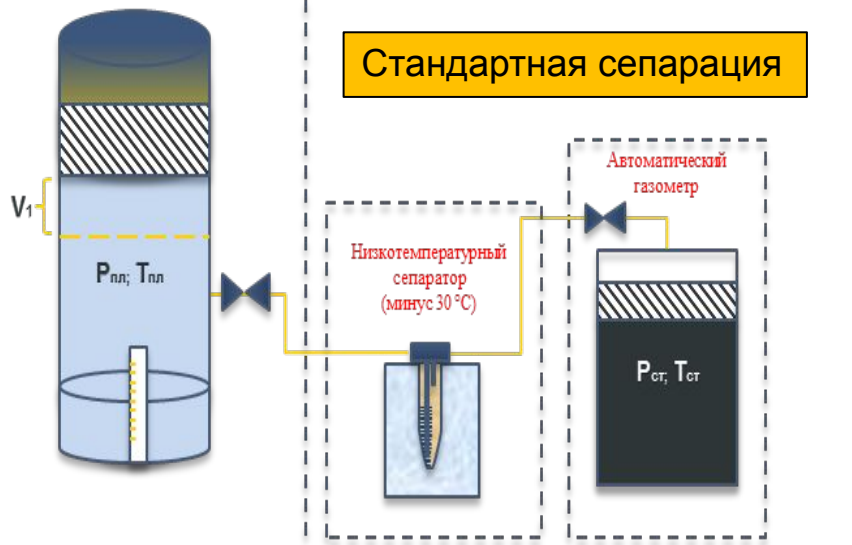
Газ сепарации

Насыщенная нефть

Установка PVT

Стандартная сепарация

Стандартная сепарация дегазации



Состав газа дегазации

Состав и плотность дегазированной нефти

ГС

Состав и плотность насыщенной нефти (математическая рекомбинация)

Состав и плотность газа сепарации

Состав и плотность стабильного конденсата

ГС

Состав пластовой нефти (математическая рекомбинация)

Состав и плотность газа сепарации

Состав и плотность насыщенной нефти

ГС

Состав пластовой нефти (математическая рекомбинация)

Виды исследования пластовой нефти

Стандартная сепарация – частный случай контактного разгазирования, когда выделение газа осуществляется при стандартных условиях – температуре 20 °С и давлении 0,101325 МПа (допускается текущее атмосферное давление)

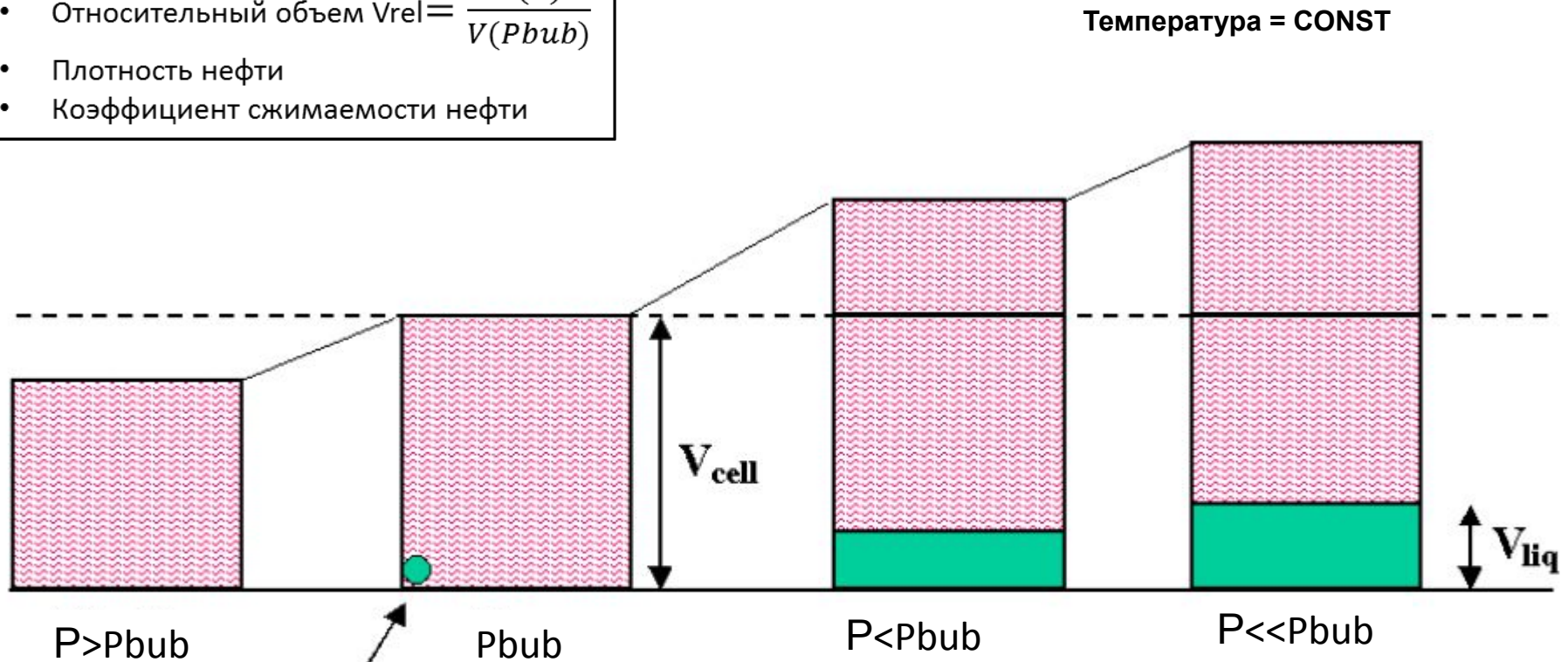
Дифференциальное разгазирование – ступенчатое разгазирование при постоянной (пластовой) температуре

Ступенчатая сепарация – ступенчатое разгазирование при термобарических условиях, соответствующих системе промышленной сепарации

Контактное разгазирование. Constant Mass Expansion (CCE)

Определяемые величины:

- Давление насыщения $P_{нас}$ (P_{sat});
- Относительный объем $V_{rel} = \frac{V(P)}{V(P_{bub})}$
- Плотность нефти
- Коэффициент сжимаемости нефти

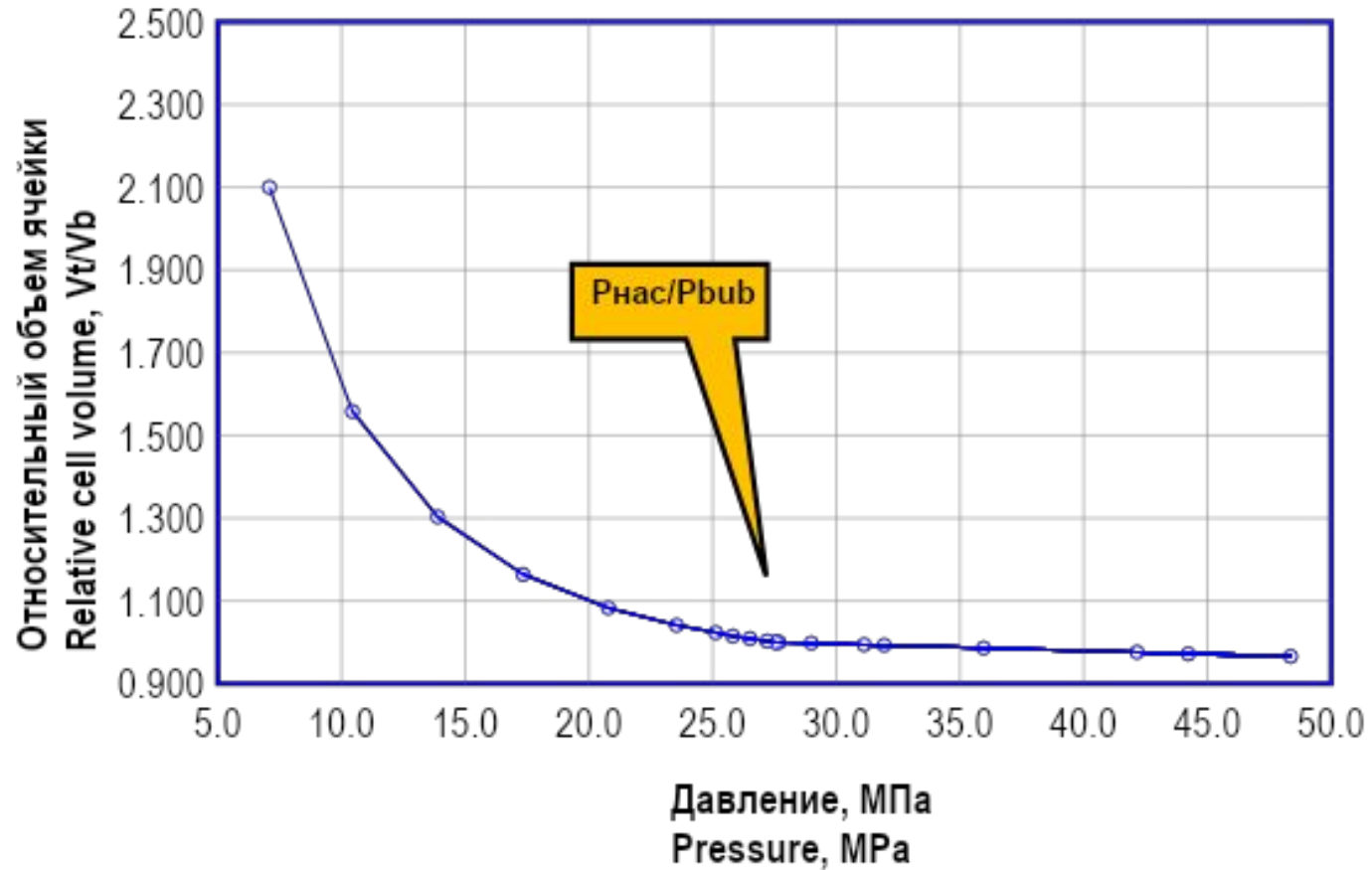


Появление первых пузырьков
газа

P_{bub} – давление насыщения
 V_{cell} – объем ячейки
 V_{liq} – объем выделившейся из газа
жидкости

Контактное разгазирование. Constant Mass Expansion (CCE)

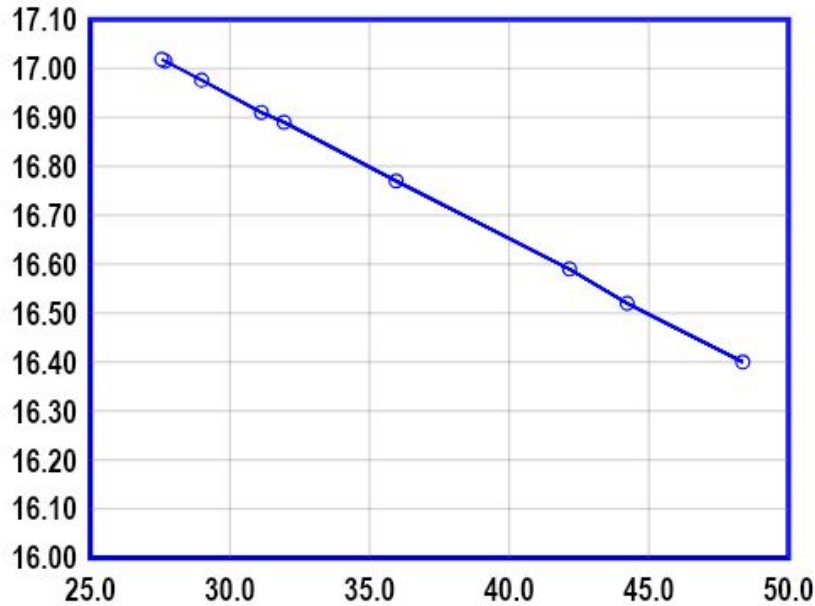
Определение давления насыщения нефти



Контактное разгазирование. Constant Mass Expansion (CCE)

Изотермический коэффициент сжимаемости нефти. Объемная упругость

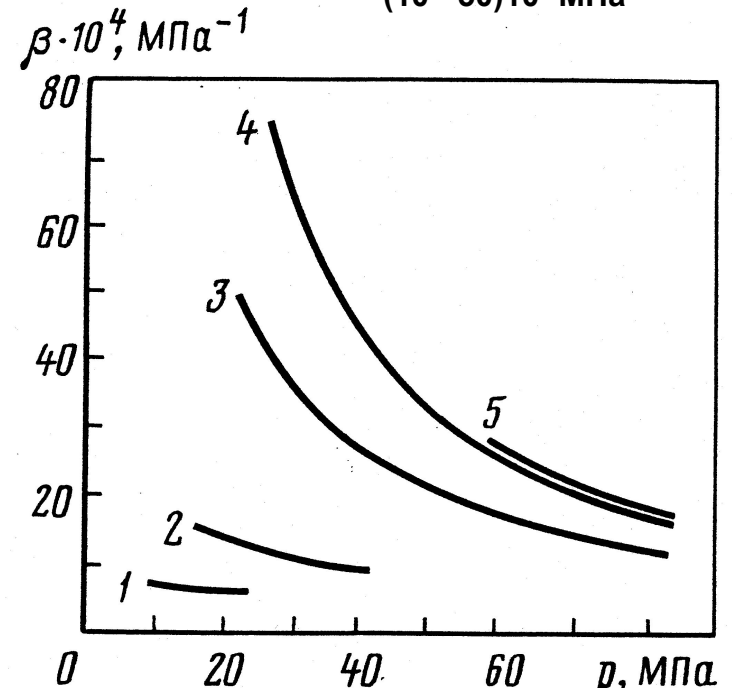
Коэффициент сжимаемости нефти, $\text{МПа}^{-1} \cdot 10^{-4}$
Compressibility, $\text{MPa}^{-1} \cdot 10^{-4}$



Давление, МПа
Pressure, MPa

$$\beta = -\frac{1}{V} \cdot \frac{\partial V}{\partial p} \Big|_T$$

Для большинства нефтей
(10 - 50) 10^{-4}MPa^{-1}



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

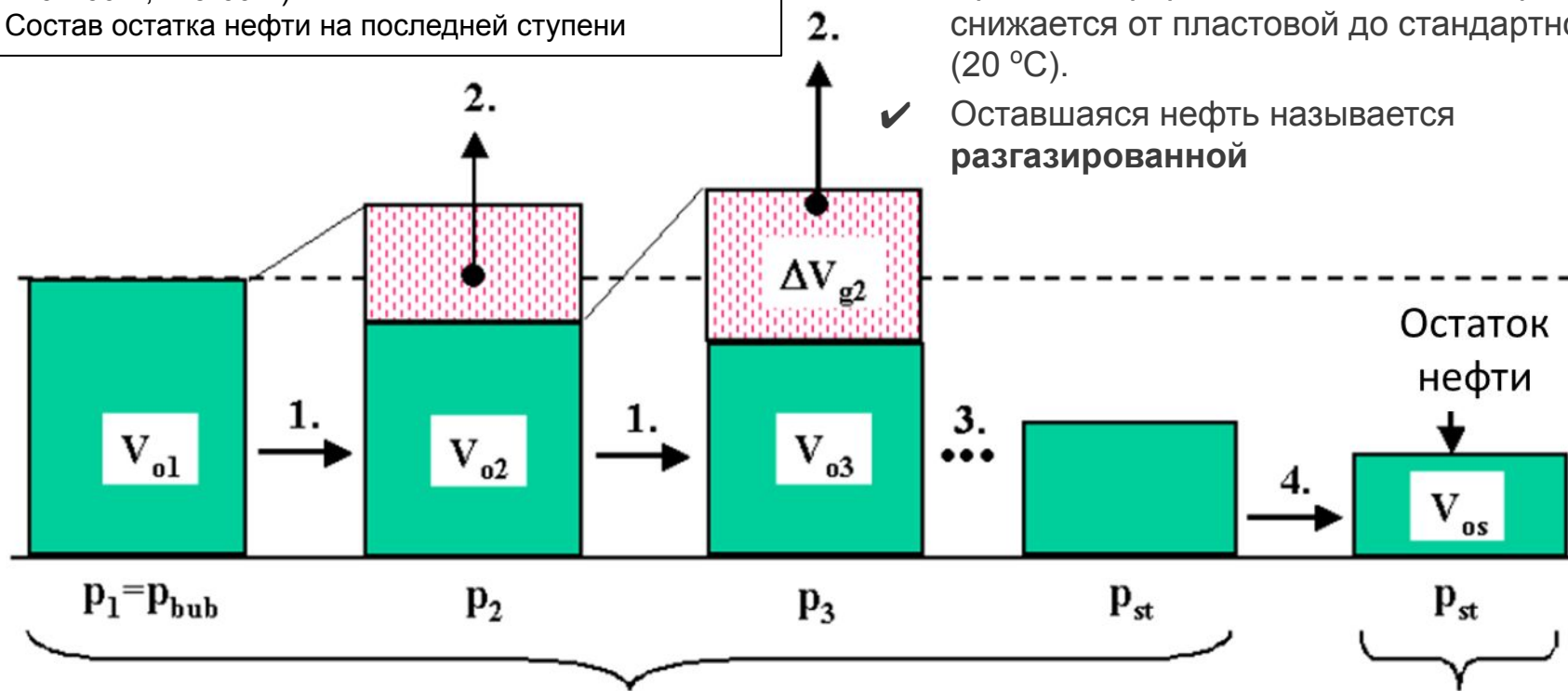
- 1) Усинское, 19 °C
- 2) Дмитриевское, 51 °C
- 3) Тенгизское (скв. 1), 51 °C
- 4) Тенгизское (скв. 1), 107 °C
- 5) Карачаганакское (скв. 33), 84 °C

Дифференциальное разгазирование

Определяемые величины:

- Газосодержание нефти
- Объемный коэффициент нефти
- Плотность разгазированной нефти
- Составы и свойства газа на ступенях (Z-фактор, плотность, вязкость)
- Состав остатка нефти на последней ступени

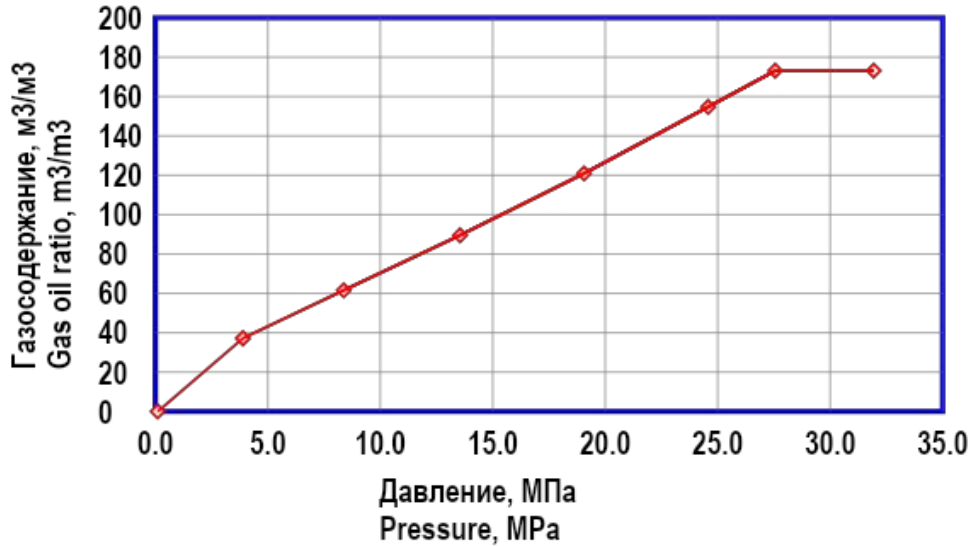
- ✓ 8-10 ступеней снижения давления при пластовой температуре (на каждой ступени фиксируют объем нефти и объем газа)
- ✓ При атмосферном давлении температура снижается от пластовой до стандартной (20 °C).
- ✓ Оставшаяся нефть называется **разгазированной**



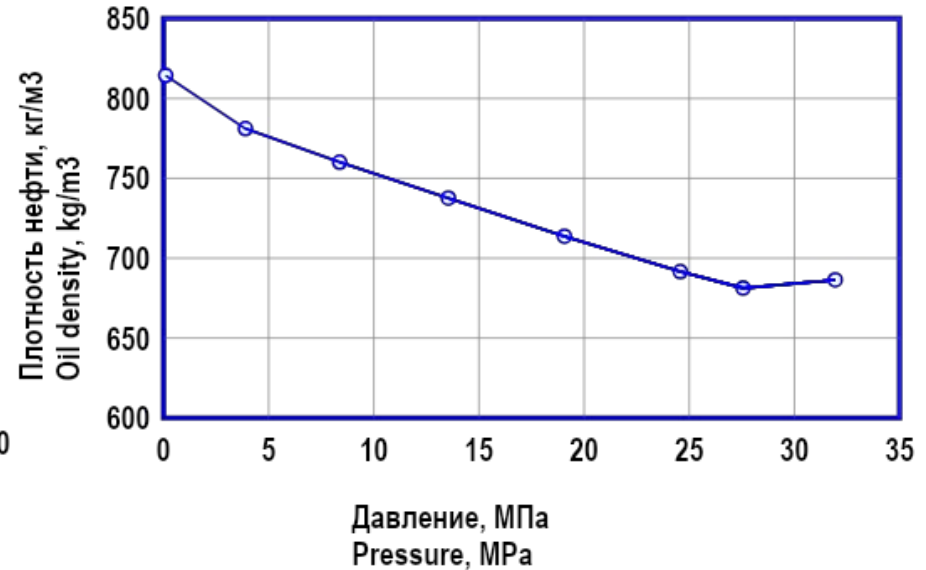
V_{o1}, V_{o2}, V_{o3} - объем нефти на ступенях
 V_{os} - объем нефти на последней ступени
 P_1, P_2, P_3 - давление на ступенях
 P_{st} - давление 0,10132 МПа

Дифференциальное разгазирование

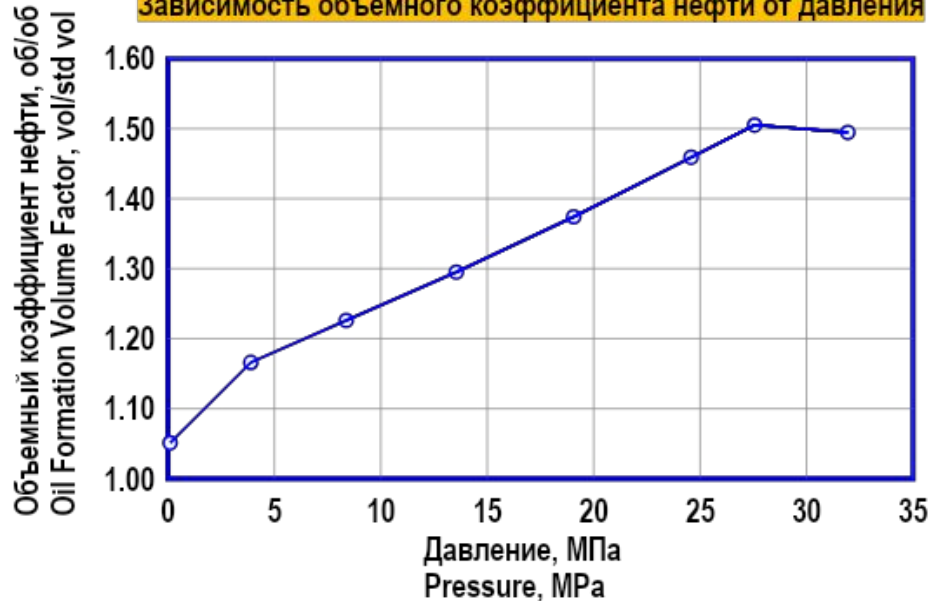
Зависимость газосодержания нефти от давления



Зависимость плотности нефти от давления



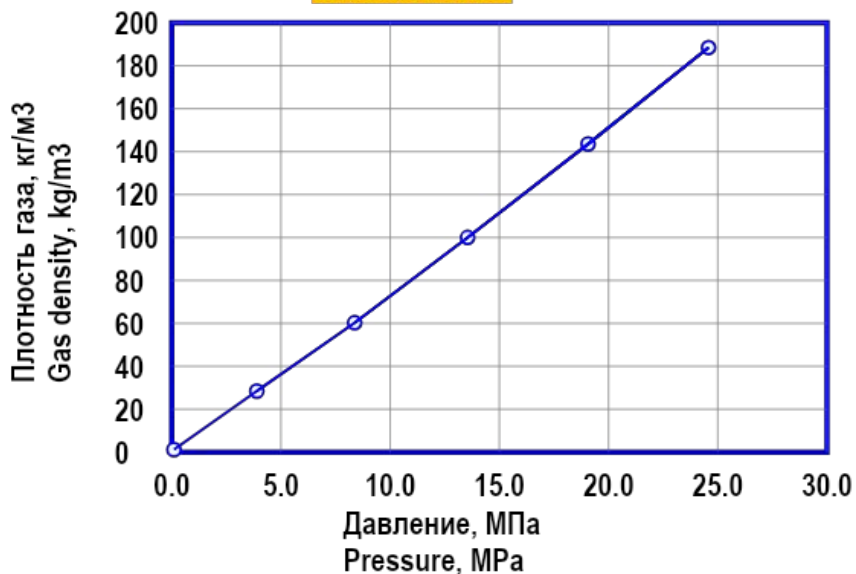
Зависимость объемного коэффициента нефти от давления



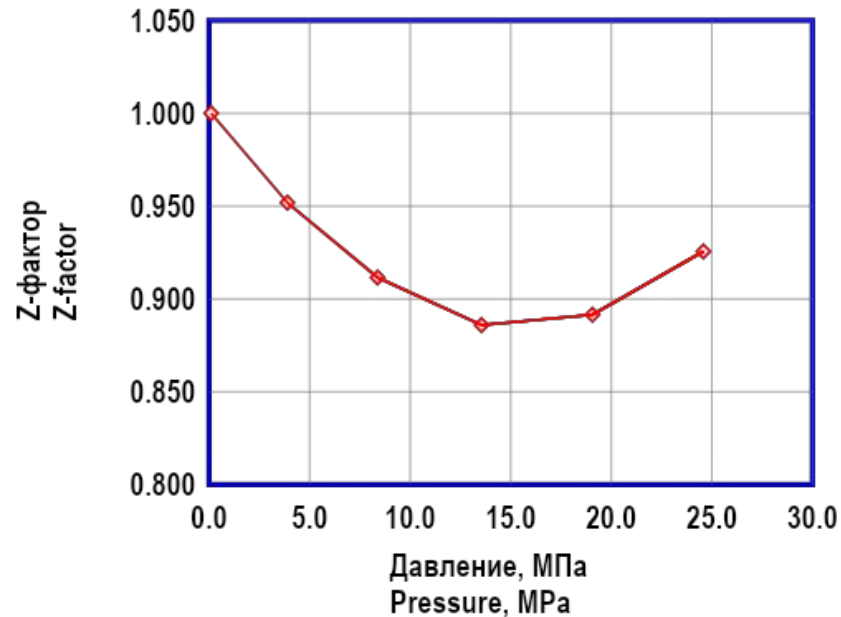
Давление	Газосодержание		Объемный коэффициент нефти	Плотность нефти
	Газ выделившийся	Газ в растворе		
МПа	м³/м³		об/об	кг/м³
31.94	-	173.2	1.494	686.4
27.56	0.0	173.2	1.505	681.3
24.58	18.5	154.7	1.459	691.6
19.06	52.2	120.9	1.374	713.7
13.55	83.7	89.5	1.295	737.6
8.38	111.6	61.5	1.226	760.1
3.89	136.0	37.2	1.166	781.1
0.10	173.2	0.0	1.051	814.4
0.1013	-	0.0	1.000	855.6

Дифференциальное разгазирование

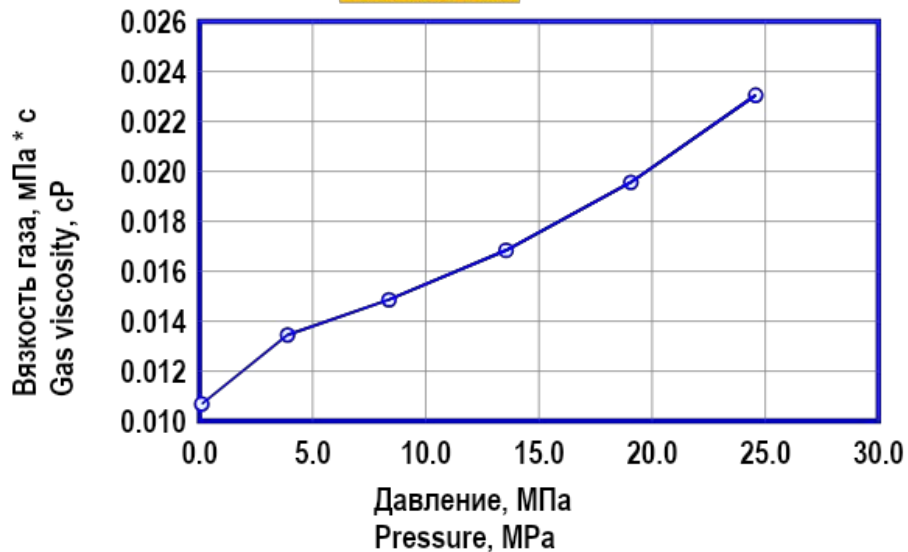
Плотность газа



Z-фактор



Вязкость газа



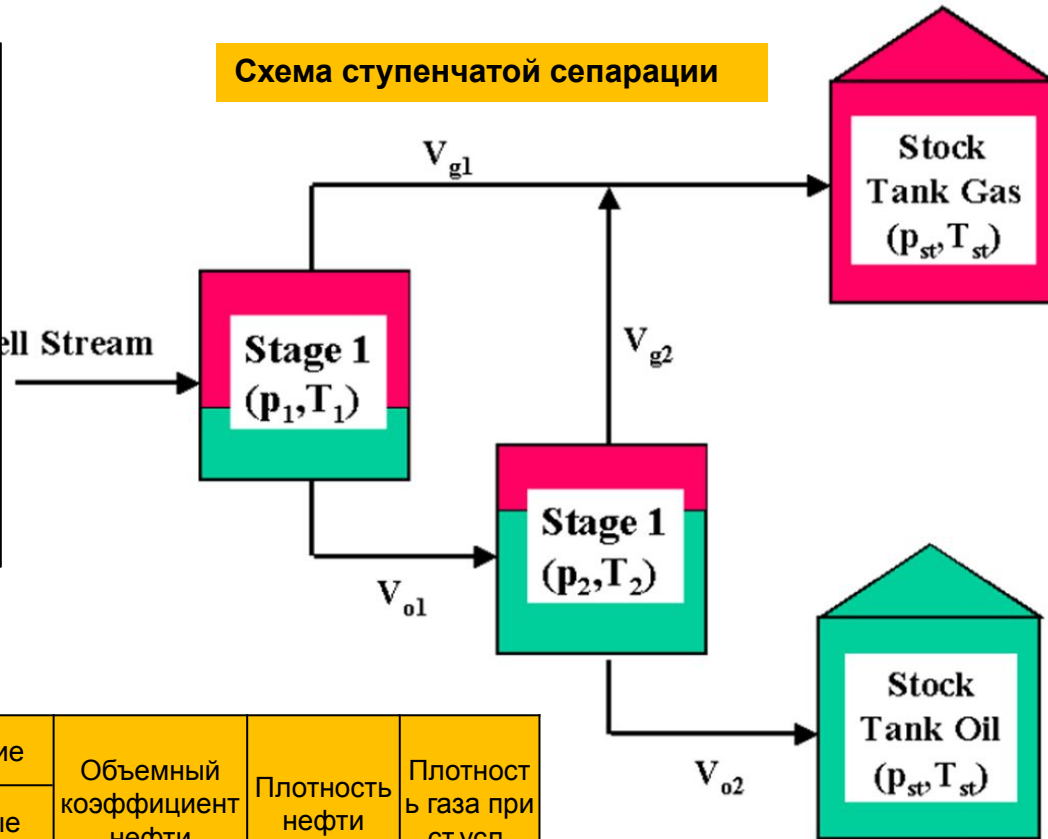
Давление	Плотность газа,	Z-фактор	Вязкость газа
МПа	кг/м ³	-	мПа * с
			расчет
31.94	-	-	calc
27.56	-	-	-
24.58	188.5	0.9256	0.02305
19.06	143.5	0.8915	0.01956
13.55	100.0	0.8860	0.01684
8.38	60.3	0.9116	0.01486
3.89	28.4	0.9519	0.01345
0.10	1.206	1.0000	0.01068
	1.489		

Сепаратор тест

Определяемые величины:

- Газосодержание на ступенях Stage $GOR = V_{gi}/V_{o2}$
- Суммарное газосодержание Total $GOR=(V_{g1}+V_{g2})/V_{o2}$
- Объемный коэффициент на ступенях stage $FVF=V_{oj}/V_{o2}$
- Суммарный объемный коэффициент нефти Total Well $FVF=V_{ob}/V_{o2}$
- Плотность разгазированной нефти
- Составы и свойства газа на ступенях (Z-фактор, плотность, вязкость)
- Состав и свойства нефти на последней ступени

Схема ступенчатой сепарации



Ступени сепарации	Давление	Температура	Газосодержание	Объемный коэффициент нефти	Плотность нефти	Плотность газа при ст. усл.
			на стандартные условия			
	МПа	°C	м ³ / ст.м ³	об/об	кг/м ³	кг/м ³
Рпл	31.94	88.6	155,7	1.434	686.4	-
Рнас	27.56	88.6	155,7	1.444	681.3	-
1	0.3	25	154.7	1.005	846.1	0.862
2	0.1013	20	0.97	1	849.1	1.497

V_{o1}, V_{o2} – объем нефти на ступенях
 V_{ob} – объем нефти при давлении насыщения
 V_{g1}, V_{g2} – объем газа на ступенях

Результаты исследования пластовой нефти

Черная нефть. Black oil

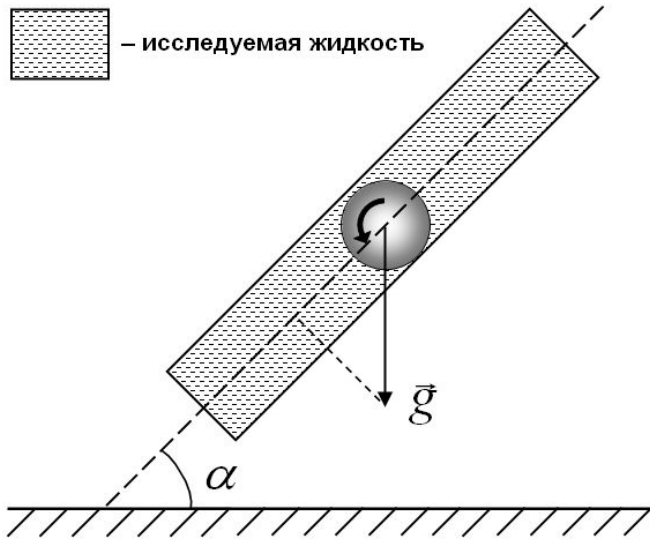
Газосодержание	Объемный коэффициент нефти	Плотность нефти	Плотность нефти
на стандартные условия		пластовой	дегазированной
м ³ / ст.м ³	об/об	кг/м ³	
Стандартная сепарация			
170,4	1,483		853,3
Ступенчатая сепарация			
155,7	1,434		849,1
Дифференциальное разгазирование			
173,2	1,494	686,4	855,6

Тяжелая нефть. Heavy oil

Газосодержание	Объемный коэффициент нефти	Плотность нефти	Плотность нефти
на стандартные условия		пластовой	дегазированной
м ³ / ст.м ³	об/об	кг/м ³	
Стандартная сепарация			
22,3	1,042		941,2
Дифференциальное разгазирование			
22,45	1,043	917,2	941,3

- Для пластовых нефтей с небольшим количеством растворенного газа, находящихся при невысоких давлениях и температуре, значения объемного коэффициента, газосодержания и плотности дегазированной нефти не сильно зависят от способа их определения
- При увеличении количества растворенного газа, давления, температуры значения объемного коэффициента и плотности дегазированной нефти, полученные в результате дифференциального разгазирования при пластовой температуре, возрастают по сравнению с параметрами, определенными в результате ступенчатой сепарации. Причины:
 - При высоких температуре и давлении легкокипящие фракции группы C₅₊ пластовой нефти испаряются в газовую фазу на ступенях дифференциального разгазирования и удаляются вместе с газом.
 - В результате этого увеличивается плотность и уменьшается объем дегазированной нефти, что приводит к завышению значений объемного коэффициента и газосодержания пластовой нефти.

Определение вязкости пластовой нефти



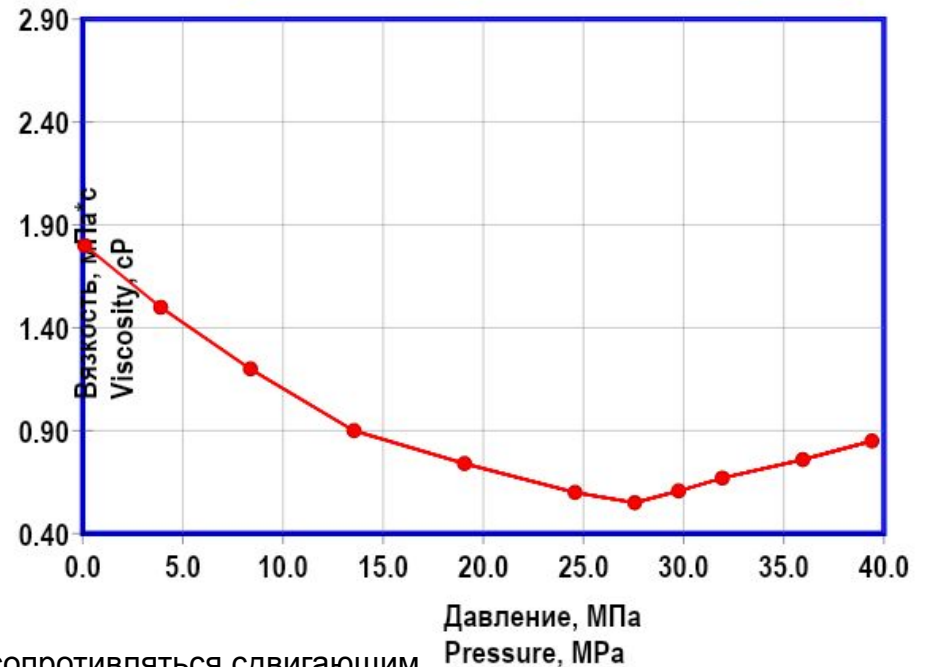
Принцип действия шарикового вискозиметра

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.

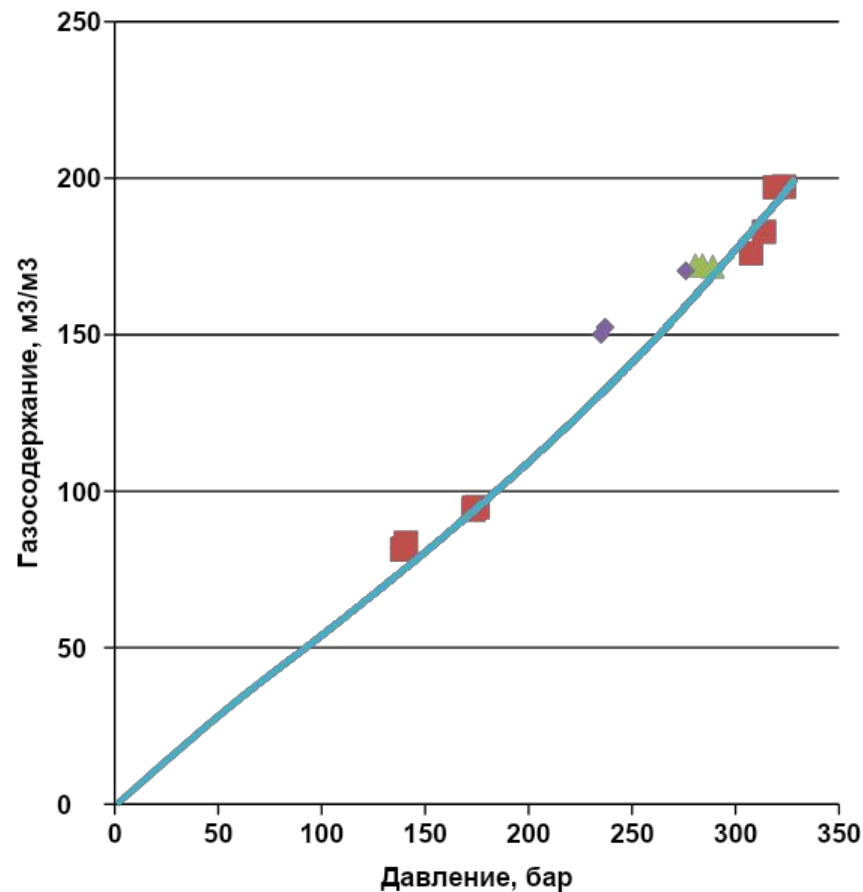
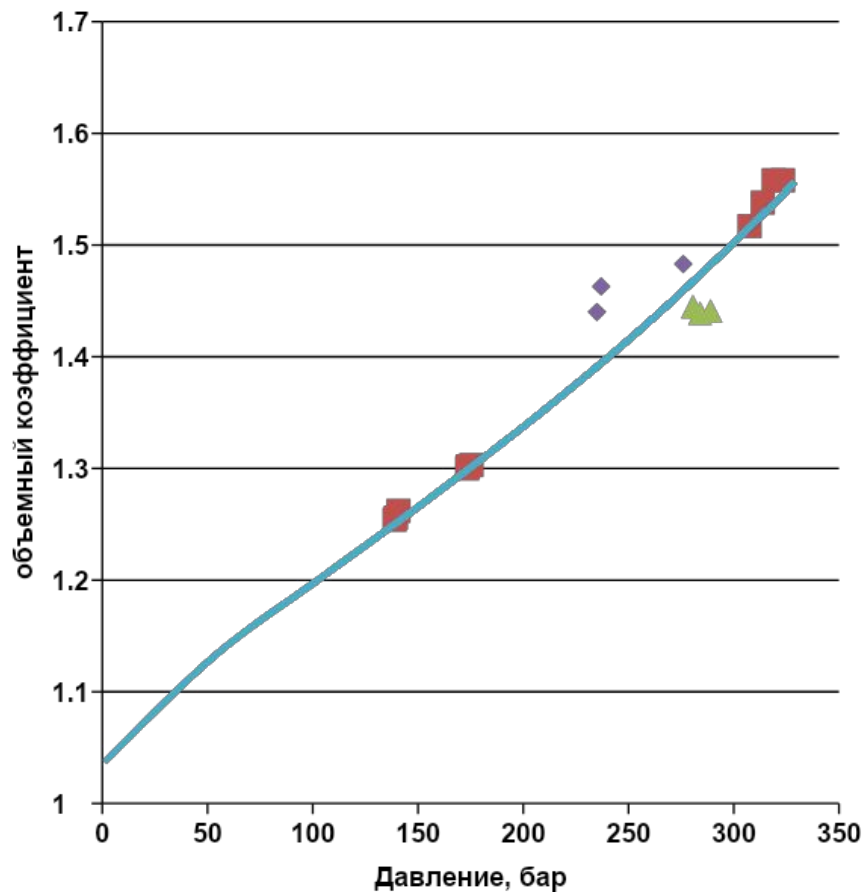
Закон Ньютона: $p = -\mu F d\omega / dz$

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 Тпл

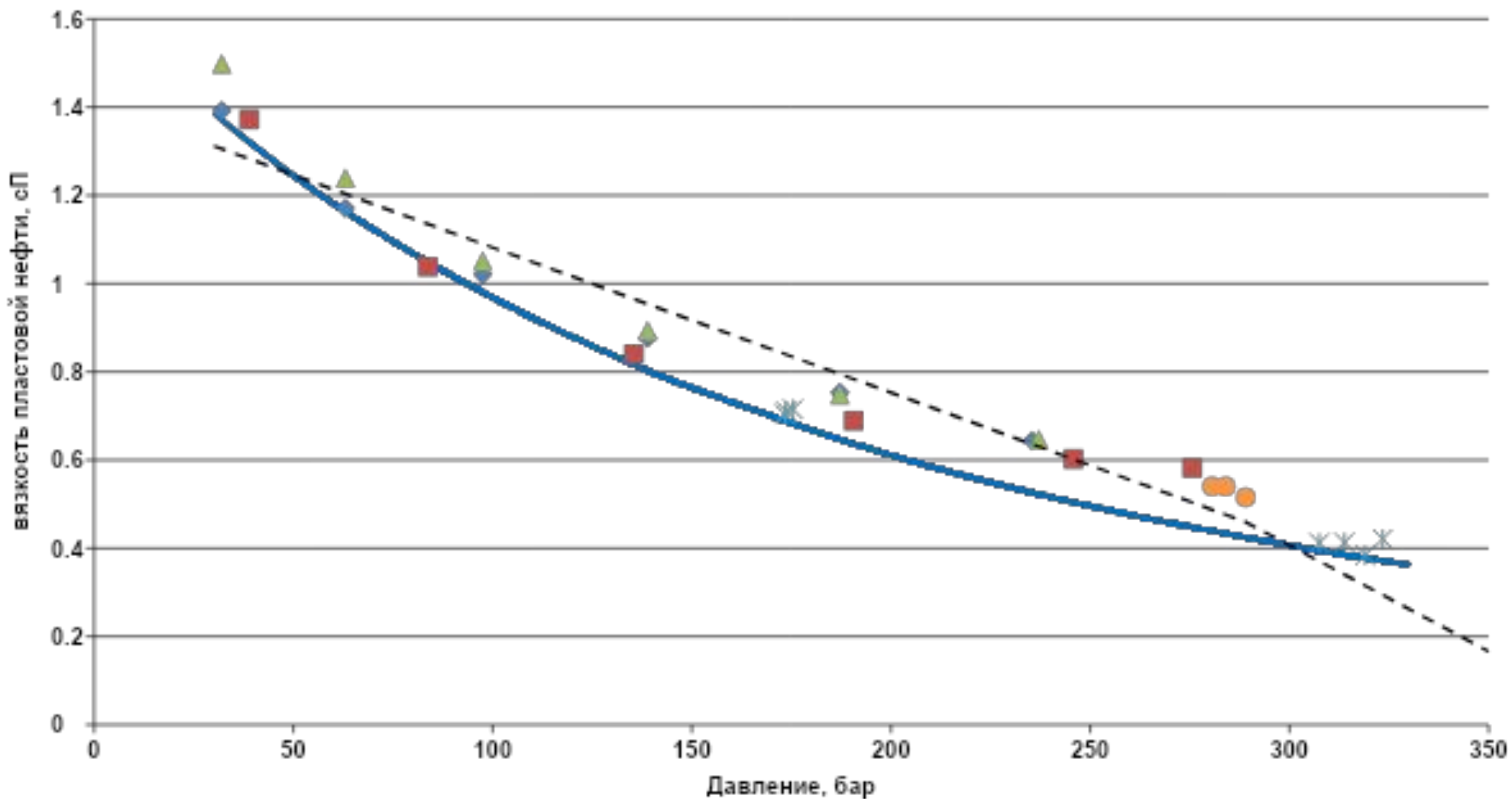


Зависимость свойств нефти от давления отбора пробы



Результаты исследований нескольких проб нефти

Зависимость свойств нефти от давления отбора пробы

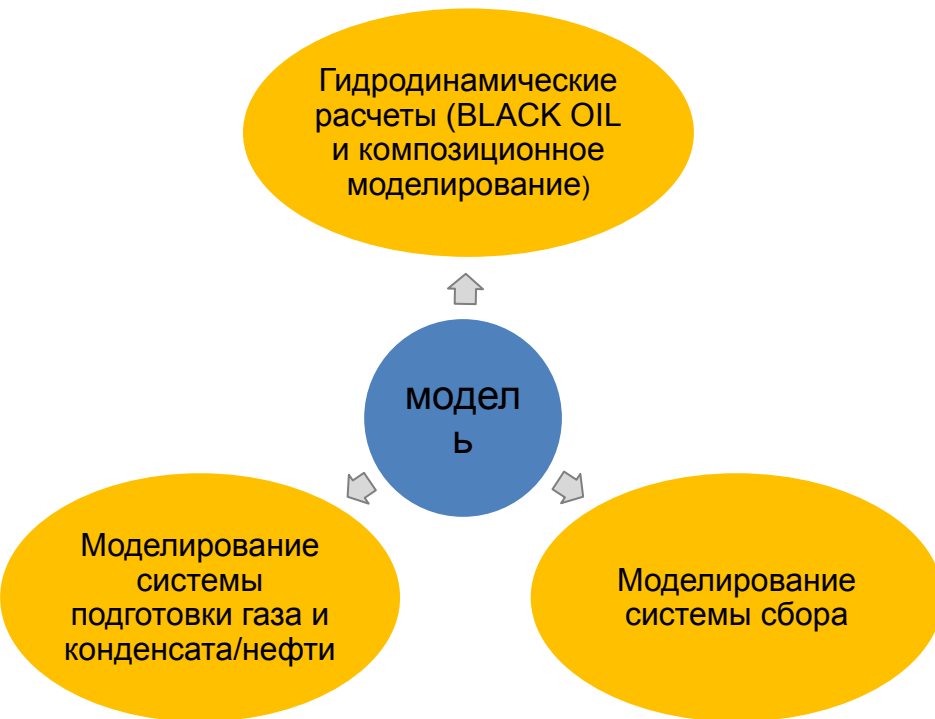


Результаты исследований нескольких проб нефти

Создание флюидальной модели

Создание флюидалльной модели

Флюидалльная модель – это математический алгоритм, описывающий фазовое поведение реальной углеводородной системы при различных термодинамических условиях



Этапы создания флюидалльной модели

1. Анализ кондиционности имеющихся промышленных исследований

2. Анализ кондиционности имеющихся лабораторных исследований

3. Занесение состава пластового флюида

4. Занесение имеющихся результатов лабораторных исследований

5. Настройка уравнения состояния

Занесение состава пластового флюида

Состав пластового газа

компоненты	мол, %	мол.масса, г/моль
N2	0.201	28.014
CO2	0.573	44.010
C1	73.009	16.043
C2	7.981	30.070
C3	5.431	44.097
IC4	0.944	58.124
NC4	2.178	58.124
IC5	0.715	72.151
NC5	0.697	72.151
C6	1.184	86,178
C7+	7,084	135,1

Варианты разбиения остатка

C7+

Использовать результаты вакуумной разгонки по ИТК
Остаток C5+ разбивается на узкие фракции согласно результатам фракционной разгонки, имеются свойства узких фракций

Использовать результаты фракционной разгонки по Энглеру
Остаток C5+ разбивается на узкие фракции согласно результатам фракционной разгонки, свойства фракций определены по корреляциям (зависимость молярной массы и плотности от температуры кипения)

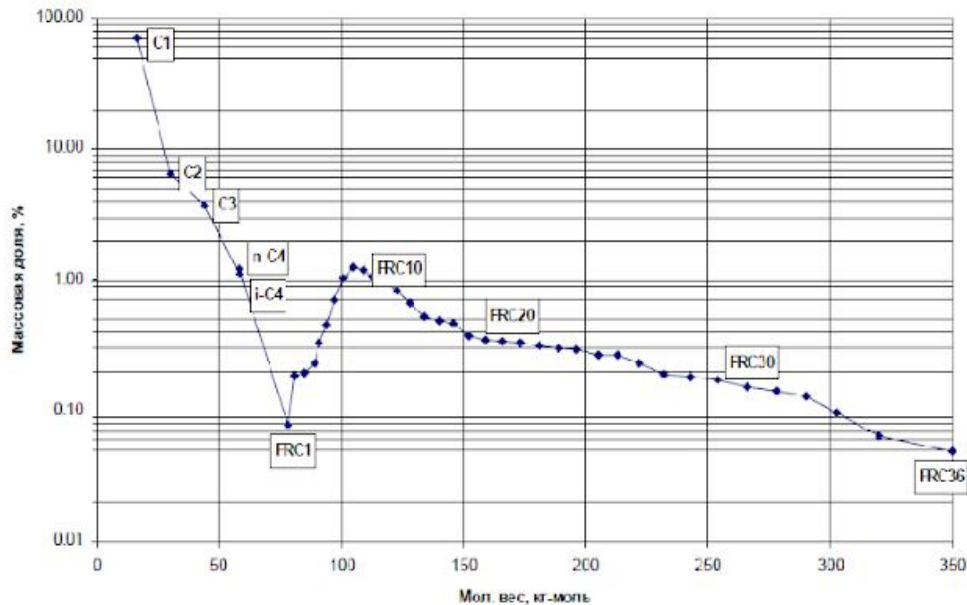
Использовать результаты хроматографии.
Фракции ранжируются по номеру нормального парафина до C36+, свойства фракций определены по корреляциям

Отсутствуют результаты хроматографии, фракционной разгонки – Разбиение остатка по методу Whitson

Занесение состава пластового газа

Идеальный вариант

Неуглеводородные компоненты, индивидуальные углеводородные компоненты до бутана (по результатам хроматографии), Остаток C5+ разбивается на узкие фракции согласно результатам фракционной разгонки, имеются свойства узких фракций



Зависимость молекулярного веса углеводородных компонентов от логарифма их весовой доли

Температурные пределы выкипания фракций	Выход в % массовых		Плотность при t° 20°C	Мол. масса	Вязкость при t° 20°C, Сст
	% масс.	сумма			
БТ ₁₇ ¹					
НК	0.11	0.11	0.633	42	
30	2.29	2.4	0.639	49	0.416
40	3.59	5.99	0.6453	57	0.42
50	4.82	10.81	0.6542	66	0.471
60	6.23	17.04	0.6669	73	0.527
70	4.09	21.12	0.6897	80	0.572
80	3.7	24.03	0.7096	86	0.639
90	6.78	31.61	0.7266	90	0.706
100	5.43	37.04	0.7372	95	0.77
110	5.71	42.76	0.7414	100	0.825
120	6.18	48.94	0.7487	105	0.877
130	3.13	52.07	0.7578	109	0.966
140	4.51	56.58	0.761	114	1.038
150	4.41	60.99	0.7674	121	1.151
160	3.89	64.88	0.7745	125	1.25
170	3.36	68.24	0.779	131	1.372
180	2.54	80.78	0.7854	136	1.536
190	2.71	73.49	0.7946	142	1.793
200	1.16	74.65	0.8056	150	2.07
210	2.33	76.98	0.8125	159	2.378
220	3.22	80.2	0.815	166	2.71
230	3.22	83.42	0.8164	173	2.983
240	2.36	85.78	0.8219	182	3.586
250	2.52	88.3	0.8269	193	4.137
260	1.49	89.3	0.8299	204	4.907
270	1.95	91.74	0.8349	216	6.334
280	2.57	94.31	0.842	230	11.697
290	0.91	95.22	0.8457	246	12.946
300	1.37	96.59	0.846	263	13.458
310	1.22	97.81	0.8479	279	15.148
320	0.61	98.42	0.8527	294	
330	0.31	98.73	0.853	305	
340	0.31	99.04	0.8538	314	
Ост. + потери	0.96	100			

Занесение состава пластового газа

Определение свойств фракций по результатам разгонки по Энглеру

Фракционный состав ДГК		Фракции	об, % фракции	Средняя Ткип, оС	плотность	М.м., г/моль	мол%
отгон, % об	Т, оС						
0	50						
10	105	fr1	11	77.5	0.7005	91.1	0.17219
20	130	fr2	10	117.5	0.749	110.6	0.13787
30	155	fr3	10	142.5	0.7665	125.4	0.12444
40	190	fr4	10	172.5	0.7827	145.1	0.10981
50	239	fr5	10	214.5	0.8047	175.2	0.0935
60	285	fr6	10	262	0.832	211.8	0.07997
70	340	fr7	39		0.872	245.2	0.28222
КК	выше 360						
общий выход, % об.	76						
остаток, % об.	23						
потери при перегонке, % об.	1						

Свойства SCN-фракций Katz, Firoozabadi

Средняя температура кипения	Плотность, кг/м ³	Молярная масса, г/моль
32	634	72.2
63.9	685	84
91.9	722	96
116.7	745	107
142.2	764	121
165.8	778	134
187.2	789	147
208.3	800	161
227.2	811	175
246.4	822	190
266	832	206
283	839	222
300	847	237
313	852	251
325	857	263
338	862	275
351	867	291
363	872	305
375	877	318
386	881	331
397	885	345
408	889	359
419	893	374
429	896	388
438	899	402
446	902	416

$$\rho_N = \frac{\rho_{sto} - \sum_{i=1}^{N-1} \rho_i V_i}{V_N}$$

$$M_N = \frac{g_N}{\frac{1}{M_{C6+}} - \sum_{i=1}^{N-1} \frac{g_i}{M_i}}$$

Занесение состава пластового газа

Состав пластового газа с использованием результатов фракционной разгонки по Энглеру

Компоненты	мол, %	Молярная масса	Плотность, г/см3
n2	0.201	28.014	
co2	0.573	44.01	
c1	73.009	16.043	
c2	7.981	30.07	
c3	5.431	44.097	
ic4	0.944	58.124	
nc4	2.178	58.124	
c5+	0.524	72.151	
fr1	1.577	91.1	0.7005
fr2	1.26	110.6	0.749
fr3	1.14	125.4	0.7665
fr4	1.01	145.1	0.7827
fr5	0.86	175.2	0.8047
fr6	0.73	211.8	0.832
fr7	2.58	245.2273	0.871679

5) Рассчитываем молярную массу группы C_{5+} пластовой смеси

$$M_{C_{5+}} = \frac{P_{C_{5+}} \times 2.404}{z_{C_{5+}}} = \frac{645 \times 2.404}{9.68} = 160.2$$

где $P_{C_{5+}}$ - потенциальное содержание C_{5+} , г/м3 пластовой смеси.

6) Определяем мольную долю дегазированного конденсата (STO) в группе C_{5+} пластовой смеси x_{STO} .
Из системы уравнений

$$(x_{STO} M_{STO}) + (x_{C_{5+}}^g M_{C_{5+}}^g) = M_{C_{5+}}$$

$$x_{STO} + x_{C_{5+}}^g = 1$$

следует, что

$$x_{STO} = \frac{M_{C_{5+}} + M_{C_{5+}}^g}{M_{STO} - M_{C_{5+}}^g} = \frac{160.2 - 76.0}{165.0 - 76.0} = 0.946$$

7) Вычисляем мольную долю в пластовой смеси каждой из (N+1) фракций группы C_{5+} :

$$z_{C_{5+}}^g = z_{C_{5+}} \cdot (1 - x_{STO}) = 9.68 \times (1 - 0.946) = 0.524$$

$$z_i^{STO} = z_{C_{5+}} \cdot x_{STO} \cdot x_i^{STO}$$

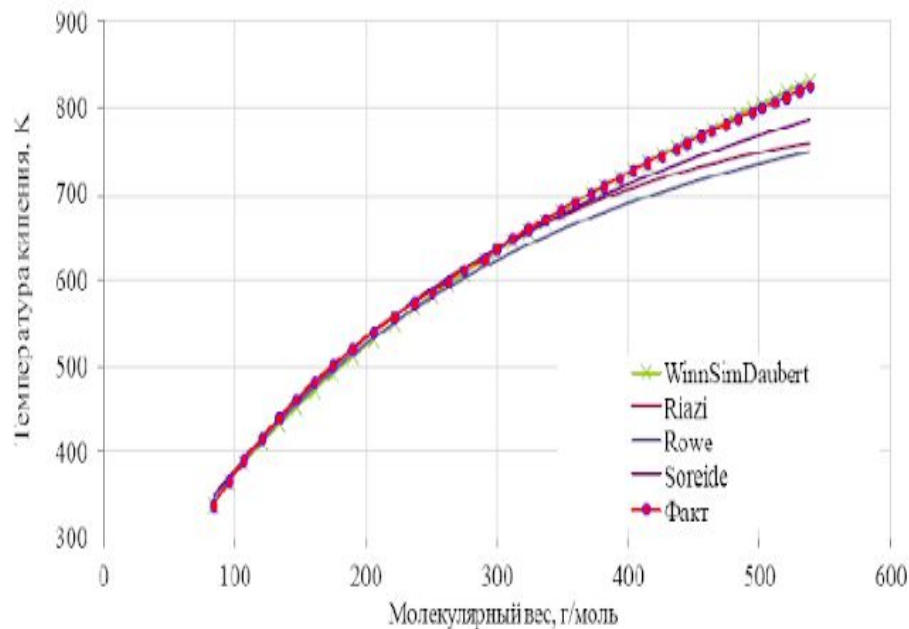
Занесение состава пластового газа

Состав пластового газа по результатам хроматографии

Компоненты	мол, %	Молярная масса	Плотность, г/см3
N2	0.3205	28.014	
CO2	0.0413	44.01	
C1	80.217	16.043	
C2	7.9736	30.07	
C3	3.7385	44.097	
IC4	0.9341	58.124	
NC4	1.1153	58.124	
IC5	0.427	72.151	
NC5	0.4011	72.151	
C6	0.8456	86.172	
C7	0.9052	98	0.738
C8	0.6374	111.79	0.765
C9	0.3143	128.26	0.781
C10	0.3419	134	0.792
C11	0.2302	147	0.796
C12	0.1895	161	0.81
C13	0.1801	175	0.825
C14	0.1552	190	0.836
C15	0.1502	206	0.842
C16	0.112	222	0.849
C17	0.0929	237	0.845
C18	0.0877	251	0.848
C19	0.073	263	0.858
C20	0,517	368,8	0,902

Состав по результатам хроматографии

- Фракции ранжируются по номеру нормального парафина
- Свойства фракций определены по корреляциям

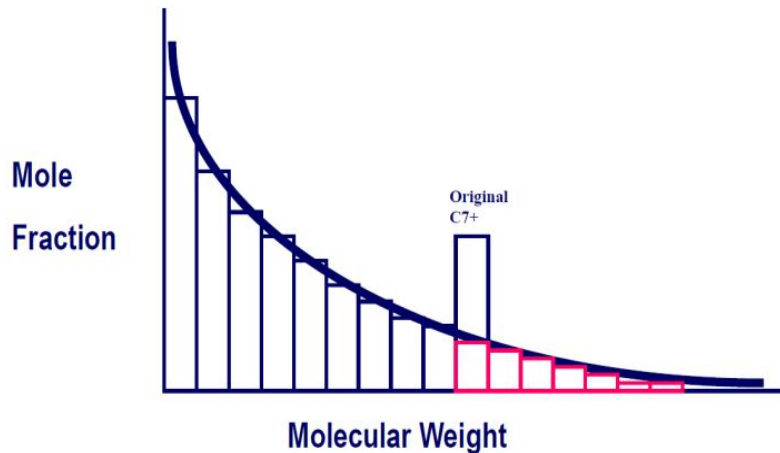


Занесение состава пластового газа

Разбиение остатка C5+ или C7+ по методу Whitson (Витсона)

1. Состав до C5+
2. Состав до C7+

остаток дробится на множество фракций, которые затем группируются в несколько псевдокомпонентов



$$p(x) = \frac{(x - \eta)^{\alpha - 1} \exp[-(x - \eta)/\beta]}{\beta^{\alpha} \Gamma(\alpha)}$$

Особенности, о которых следует помнить при работе с методом Витсона:

- ♦ моделируемое распределение псевдо фракций не соответствует реальному;
- ♦ для настройки модели необходимо наличие экспериментальных данных;
- ♦ без экспериментальных данных, по которым можно откалибровать модель, успешный прогноз физико-химических свойств невозможен

Компоненты	мол, %	Молярная масса	Плотность, г/см3
N2	0.11	28.013	0.804
CO2	0.11	44.01	0.777
C1	83.56	16.043	0.425
C2	7.22	30.07	0.548
C3	3.22	44.097	0.582
NC4	0.81	58.124	0.579
IC4	0.71	58.124	0.557
FR1	0.27173	74.704	0.6726
FR2	2.081	97	0.73259
FR3	1.2746	130	0.79004
FR4	0.50444	205	0.82905
FR5	0.12827	304	0.8471

Занесение результатов экспериментов

Эксперимент	Нефть	Газоконденсат
Давление насыщение/Давление начала конденсации	+	+
Исследование при постоянной массе (CCE)	+	+
Дифференциальное разгазирование (DL)	+	-
Исследование на истощение при постоянном объёме (CVD)	-	+
Ступенчатая сепарация	+	опция
Стандартная сепарация	+	опция
Вязкость пластового флюида	+	+

Уравнение состояния

Идеальный газ

$$pV = nRT$$

Поправка к объему

Уравнение Ван-дер-Ваальса

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

поправка на
межмолекулярное
притяжение

поправка на объем,
занимаемый
молекулами

Уравнение Пенга-Робинсона

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

$$v = \frac{V}{n}$$

- мольный объем

1. Вычисляем
объем

$$s = \frac{c}{b}$$

2. Берем
шифт-
параметр

3. Вычисляем
поправку к объему

$$\tilde{v} = v - c$$

4. Вычисляем
«улучшенное»
значение объема

$$c = s \cdot b$$

Уравнение состояния. Структура коэффициентов

P	давление
V	молярный объем
T	температура
R	универсальная газовая постоянная
T_r	относительная температура (T / T_c)
P_r	относительное давление (P / P_c)
T_c	критическая температура
P_c	критическое давление
ω	acentрический фактор
k_{ij}	коэффициент бинарного взаимодействия (между i-ым и j-ым компонентом)
y_i	мольное содержание компонента в смеси

Параметры:

$$a = a_0 \frac{R^2 T_c^2}{P_c};$$

$$b = b_0 \frac{R T_c}{P_c};$$

$$a_0 = 0,45724, \quad b_0 = 0,07780;$$

$$= \left[1 + (0,37464 + 1,54226\omega - 0,26992\omega^2) (1 - \sqrt{T_r}) \right]^2;$$

$$A = a\alpha \frac{P}{R^2 T^2} = a_0 \alpha \frac{P_r}{T_r^2};$$

$$B = b \frac{P}{R T} = b_0 \frac{P_r}{T_r};$$

Правила смешения для параметров в многокомпонентных системах имеет вид [1,4]:

$$a\alpha = \sum \sum y_i y_j (a\alpha)_{ij};$$

$$b = \sum y_i b_i;$$

$$(a\alpha)_{ij} = (1 - k_{ij}) \sqrt{(a\alpha)_i (a\alpha)_j};$$

Настройка уравнения состояния

1. Настройка давления насыщения/давления начала конденсации (Ткрит, Ркрит, ВIC метан/псевдофракции остатка)

2. Настройка экспериментов Сепаратор, DI, CCE, CVD (Ткрит, Ркрит, Ас, ВIC)

3. Донастройка плотности флюида:
в поверхностных условиях s-shift псевдофракций остатка
в пластовых условиях - s-shift метана

4. Настройка вязкости
При корреляции LBC – 5 коэффициентов и Vкрит

5. Проверка качества настройки:
монотонность изменения параметров от молярной массы, физичность фазовой диаграммы, отклонение от лабораторных данных не более 5%

Параметры для настройки EOS

Критическая температура Ткрит
Критическое давление Ркрит
Критический объем Vкрит
Ацентрический фактор Ас
Омега А Омега В
Бинарные коэффициенты взаимодействия ВIC
Коэффициенты LBC

LBC

$$\rho_r = \rho / \rho_c \left[(\eta - \eta^*) \xi + 10^{-4} \right]^{1/\tau} = a_1 + a_2 \rho_r + a_3 \rho_r^2 + a_4 \rho_r^3 + a_5 \rho_r^4$$

$$\rho_c = V_c^{-1} = \left(\sum_{i=1, i \neq C_{7+}}^{10} (z_i V_{ci}) + z_{C_{7+}} V_{cC_{7+}} \right)^{-1}$$

$$a_1 = 0.1023000$$

$$a_2 = 0.0233640$$

$$a_3 = 0.0585330$$

$$a_4 = -0.0407580$$

$$a_5 = 0.0093324$$

LBC-modified

$$[(\mu - \mu^0) \cdot \xi + 0.0001] = \left(\sum_{i=1}^5 a_i \cdot b_r^{i-1} \right)^+ \cdot \exp\left(\frac{b_r}{b_{max,r} - b_r} \right)$$

Понятие «PVT-таблицы». Классификация таблиц

Виды гидродинамических моделей по типу флюида

Тип симулятора	Black Oil	Композиционный	Thermal
Тип УВ флюида	нефть, сухой газ	легкая нефть, жирный газ, газоконденсат, нефтегазоконденсатные залежи, если свойства нефти и конденсата отличаются	тяжелая, битуминозная нефть
Изменение температуры	изотермический	изотермический	неизотермический
Вид воздействия	разработка на истощение, заводнение, несмешивающееся вытеснение	разработка на истощение, смешивающееся вытеснение, сайклинг-процесс	закачка горячей воды, пара, внутрискластовое горение
Количество компонентов УВ смеси/фаз	2 псевдокомпонента (нефть и газ)/3 фазы нефть, газ, вода	многокомпонентная модель, для каждого компонента применяется закон сохранения массы	2 псевдокомпонента нефть и газ /3 фазы нефть, газ, вода
задание свойств флюида	таблицы Black Oil	свойства компонентов из уравнения состояния для расчета фазовых переходов	свойства компонентов из уравнения состояния, константы равновесия компонентов при разных температурах
Применение/относительное время расчета	максимальное/минимальное	среднее/высокое	низкое/очень высокое

Выгрузка PVT-таблиц для моделирования

Выгрузка таблиц BLACK OIL

PVT-таблицы - таблицы, в которых приводятся изменения основных свойств нефти и газа от давления при постоянной температуре:

- ✓ изменение объемного коэффициента нефти и газа;
- ✓ изменение вязкости нефти и газа
- ✓ изменение газосодержания нефти
- ✓ изменение конденсатосодержания газа

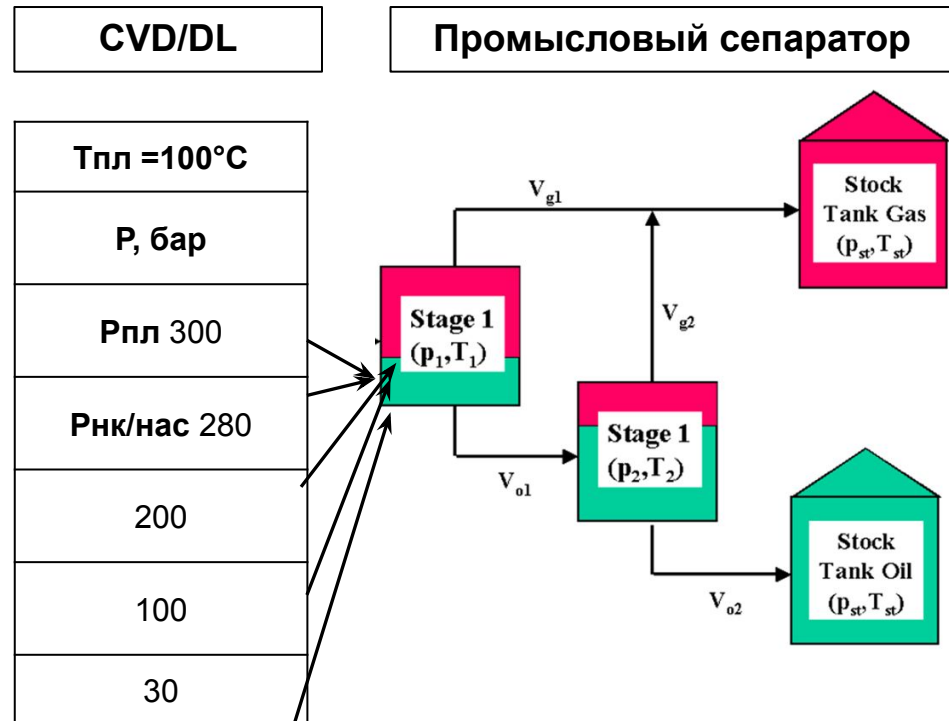
Создание эксперимента CVD/DL

Создание эксперимента сепаратор-тест, который соответствует условиям подготовки флюида

Выгрузка таблиц PVTG/PVTO, PVDG/PVDO

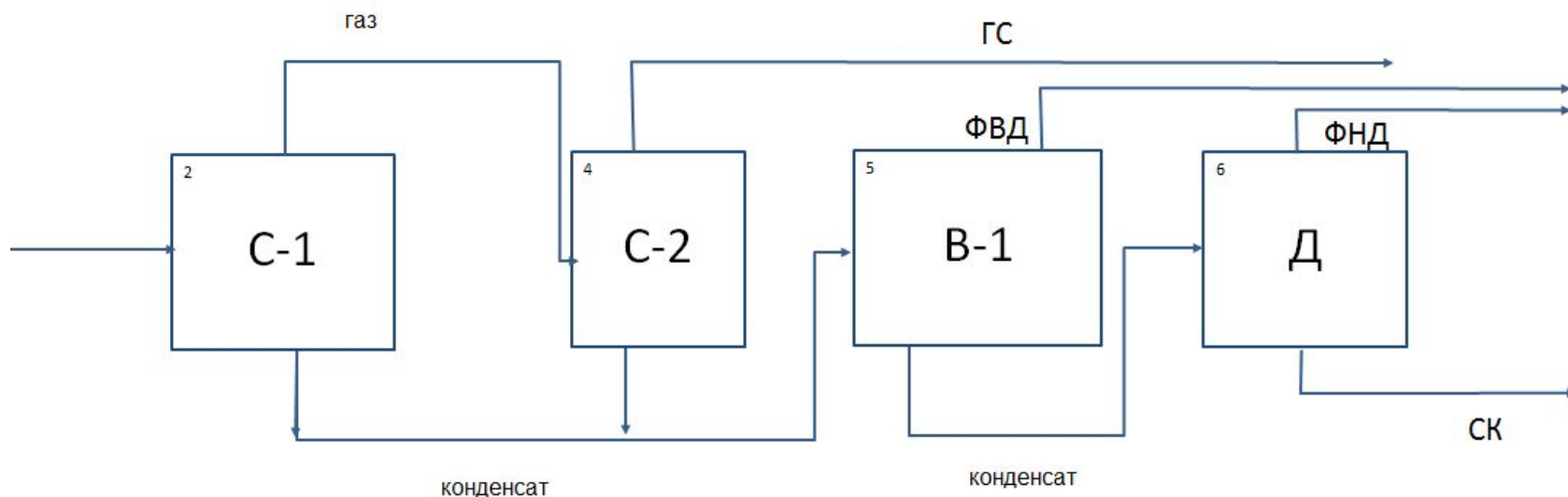
Создание эксперимента Composition with Depth

Выгрузка ключевых слов PBVD/PDVD (изменение давления насыщения/конденсации с глубиной) или **RSVD/RVVD** (изменение газосодержания и конденсатосодержания с глубиной)



Выгрузка PVT-таблиц для моделирования

Схема подготовки газа и конденсата на



С-1 – входной сепаратор, С2- НТС, В-1 –выветриватель, Д – дегазация, СК – стабильный конденсат
 ГС – газ сепарации, ФВД, ФНД – факел высокого и низкого давления (не на всех УКПГ)

ступени		Т, оС	Р, бар
1	Входной сепаратор	40	70
2	НТС- низкотемпературная сепарация	-30	50
3	Выветривание	0	10
4	Дегазация	30	2
5	Стандартные условия	20	1.0132

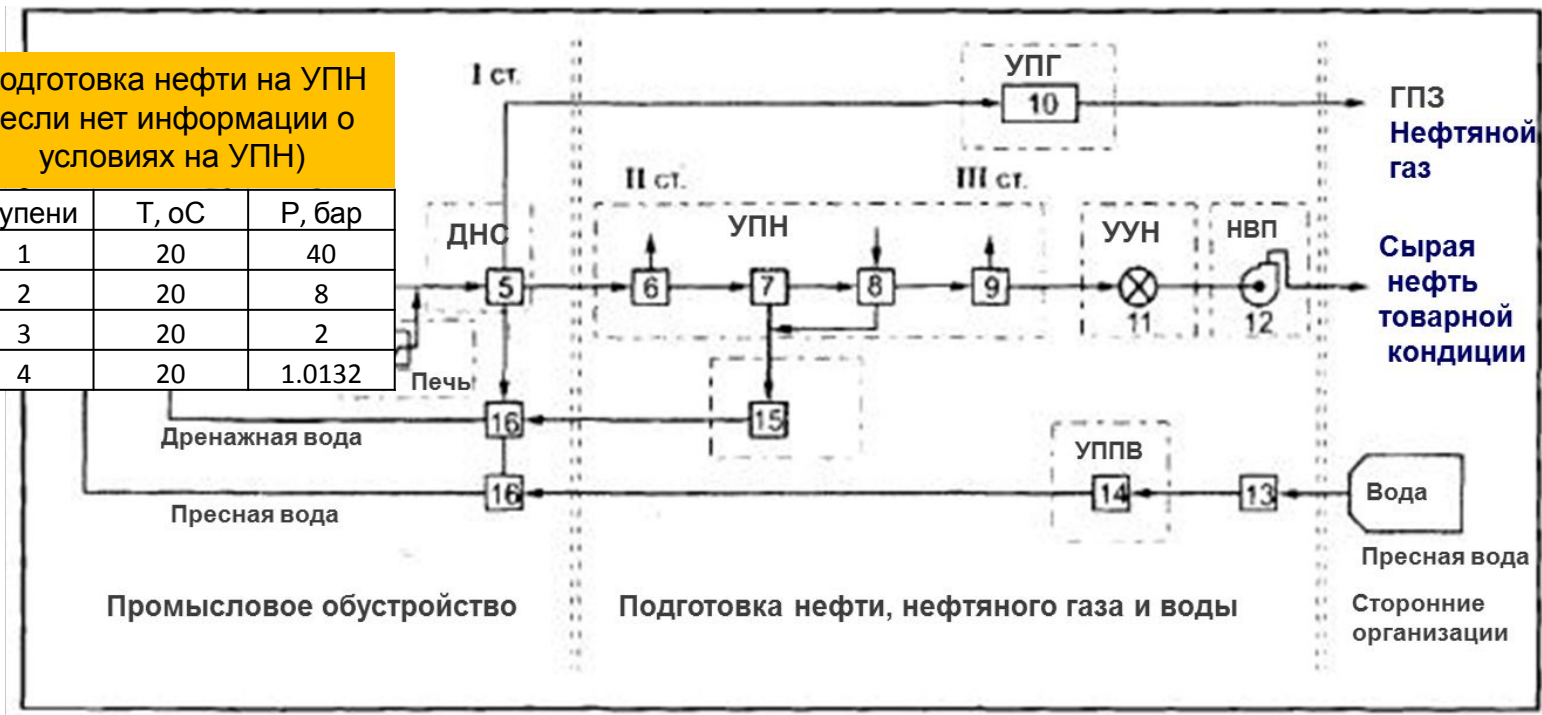
Давление и температуры на ступенях 1- 4 в таблице указаны ориентировочно для понимания, оптимальные условия подбираются для каждого флюида

Выгрузка РVT-таблиц для моделирования

Принципиальная технологическая схема сбора и подготовки нефти и нефтяного газа

Подготовка нефти на УПН
(если нет информации о
условиях на УПН)

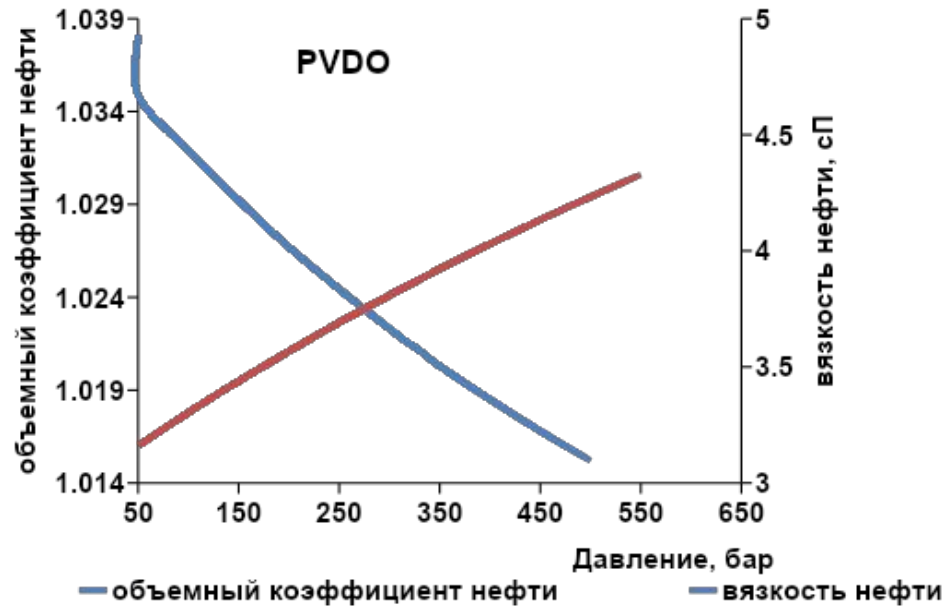
ступени	T, оС	P, бар
1	20	40
2	20	8
3	20	2
4	20	1.0132



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.

Виды PVT-таблиц

Dead oil (PVDO)



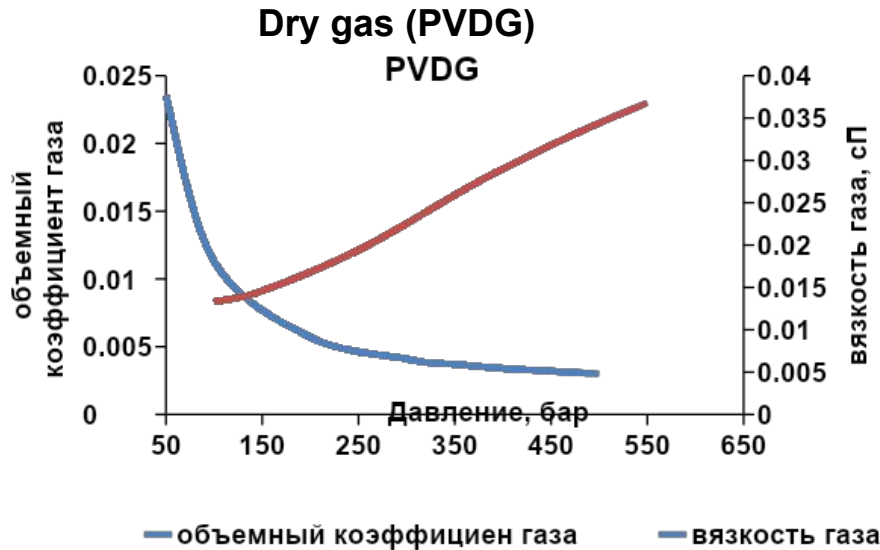
```
-- Column Properties are:
-- 'Pressure'      'Oil FVF'      'Oil Visc'
-- Units: bar      m3 /m3      cp
PVDO
-- Dead Oil PVT Properties (No Dissolved Gas)
--
```

1.0132	1.0362	4.2325
30.0000	1.0344	4.3438
50.0000	1.0331	4.4188
70.0000	1.0320	4.4922
90.0000	1.0308	4.5642
110.0000	1.0297	4.6348
130.0000	1.0287	4.7041
150.0000	1.0277	4.7720
200.0000	1.0253	4.9363
250.0000	1.0231	5.0932
300.0000	1.0210	5.2432
328.3308	1.0200	5.3253

Dead oil (PVDO) используется:

1. $R_{ab} > R_{нас}$
2. Газосодержание нефти не изменяется
3. Изменяются от давления вязкость и объемный коэффициент

Виды PVT-таблиц



```

Column Properties are:
'Pressure'      'Gas FVF'      'Gas Visc'
Units: bar      rm3 /sm3      cp
PVDG
Dry Gas PVT Properties (No Vapourised Oil)

```

1.0132	1.0079	0.0112
10.0000	0.1002	0.0113
20.0000	0.0491	0.0114
30.0000	0.0321	0.0116
40.0000	0.0236	0.0118
45.0000	0.0208	0.0119
47.5000	0.0196	0.0119
48.7500	0.0000	0.0120
50.0000	0.0185	0.0120
60.0000	0.0152	0.0123
70.0000	0.0128	0.0126
80.0000	0.0110	0.0129
95.5500	0.0091	0.0135
100.0000	0.0086	0.0137

Dry gas (PVDG) используется:

для нефтяных залежей:

1. $R_{аб} < R_{нас}$, но предполагается, что в газе не растворяются УВ $C_{5+В}$

для газовых залежей

2. Газ сухой или содержание $C_{5+В}$ незначительное, конденсат не является целевым продуктом

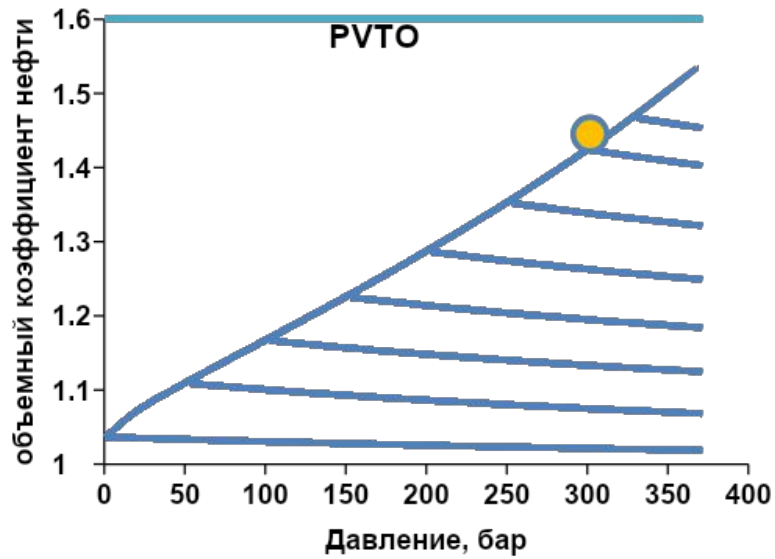
Виды PVT-таблиц

Live oil (PVTO) используется:

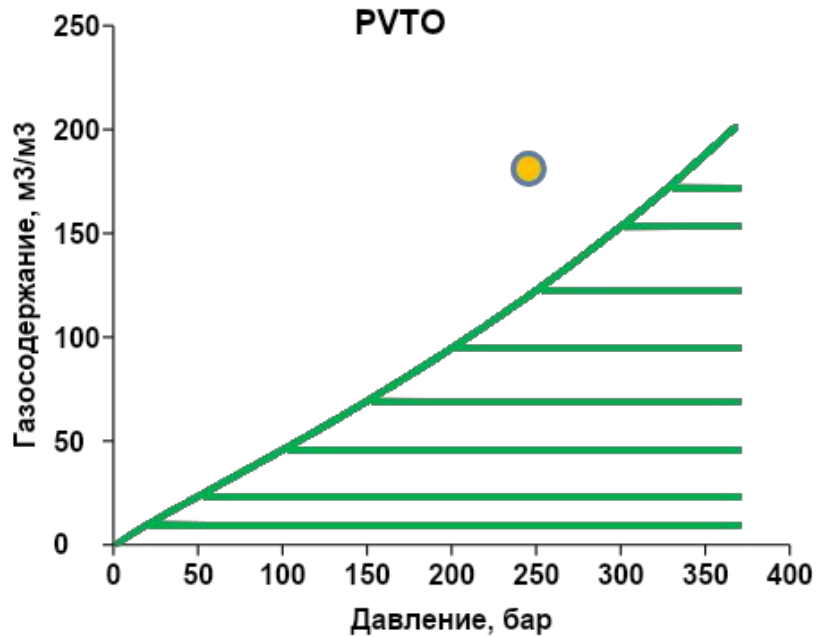
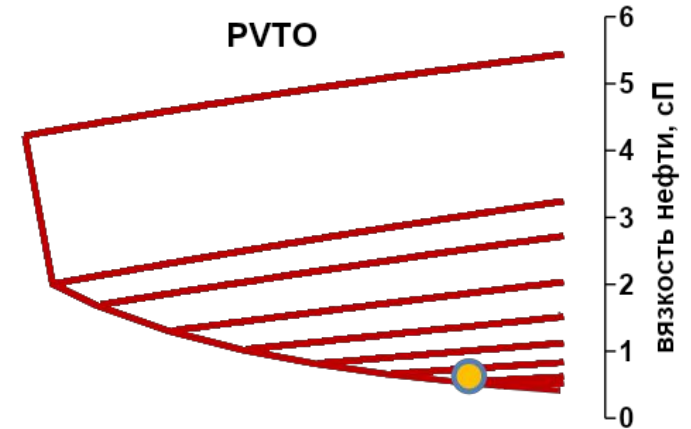
1. $P_{заб} < P_{нас}$
2. изменяется газосодержание нефти,
3. изменяются свойства нефти при различных давлениях при фиксированном ГС

ГС, м3/м3	P, бар	об.коэф	вязк, сП
94.64999	200	1.2872	0.8143
	250	1.2742	0.9048
	300	1.2630	0.9951
	328	1.2572	1.0455
	368	1.2497	1.1172
	368	1.2495	1.1190
122.4444	250	1.3529	0.6582
	300	1.3387	0.7305
	328	1.3315	0.7711
	368	1.3221	0.8291
	368	1.3219	0.8306
153.1546	300	1.4244	0.5383
	328	1.4154	0.5706
	368	1.4037	0.6170
	368	1.4034	0.6181
171.953	328	1.4676	0.4827
	368	1.4544	0.5234
	368	1.4541	0.5244
201.1898	368	1.5344	0.4147
	368	1.5341	0.4156

Виды PVT-таблиц



Live oil (PVTO)



Виды PVT-таблиц

Wet gas (PVTG) используется:

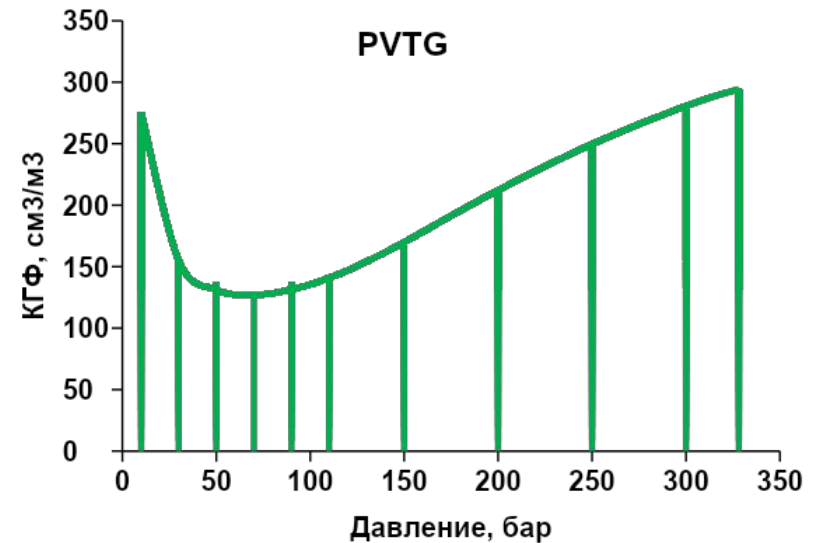
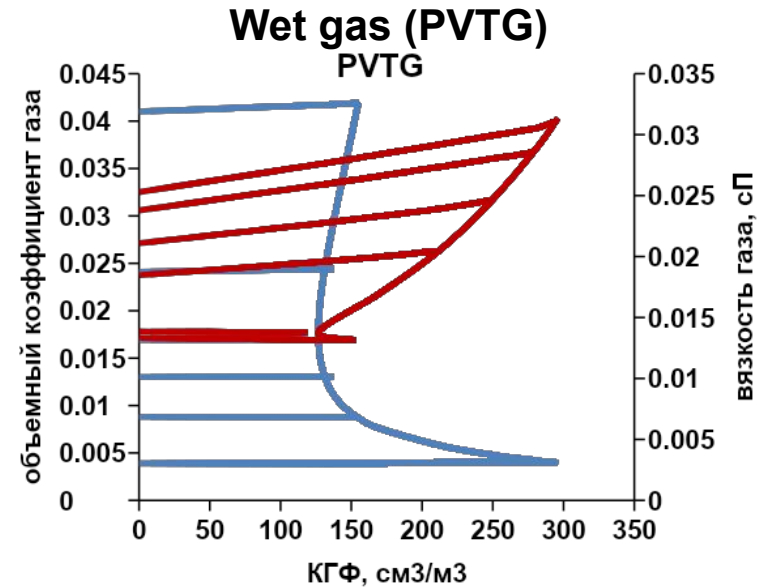
для нефтяных залежей:

1. $R_{заб} < R_{нас}$, учитывается растворимость УВ C5+В в газе.

для газоконденсатных залежей

1. $R_{заб} < R_{нк}$
2. Изменяется конденсатосодержание газа от давления

P, бар	КГФ, см3/м3	об.коэф	вязк, сП
250	144.9	0.00475	0.02360
	108.0	0.00475	0.02300
	101.9	0.00475	0.02291
	68.7	0.00475	0.02243
	50.1	0.00475	0.02217
	48.1	0.00475	0.02215
300	0.0	0.00475	0.02150
	195.5	0.00416	0.02792
	144.9	0.00415	0.02685
	108.0	0.00415	0.02618
	101.9	0.00414	0.02607
	68.7	0.00414	0.02549
328.0058	50.1	0.00413	0.02516
	48.1	0.00413	0.02513
	0.0	0.00413	0.02431
	226.9	0.00394	0.03045
	195.5	0.00393	0.02964
	144.9	0.00391	0.02862
	108.0	0.00390	0.02789
	101.9	0.00390	0.02778
	68.7	0.00389	0.02714
	50.1	0.00389	0.02678
	48.1	0.00389	0.02674
	0.0	0.00387	0.02585



Выгрузка свойств для композиционной модели

Выгрузка свойств для композиционной модели

Сгруппировать компоненты ориентируясь на сходство констант равновесия (C1- N2, C2-CO2, C3-C4 и т.д.)

Качество группировки необходимо контролировать проверкой изменения фазовой диаграммы (минимальные расхождения с исходной)

Чем меньше компонентов после группировки, тем быстрее идет расчет в гидродинамической модели

Создавать эксперименты CVD/DL не обязательно – достаточно нажать на состав и указать пластовую температуру

Создание эксперимента Composition with Depth

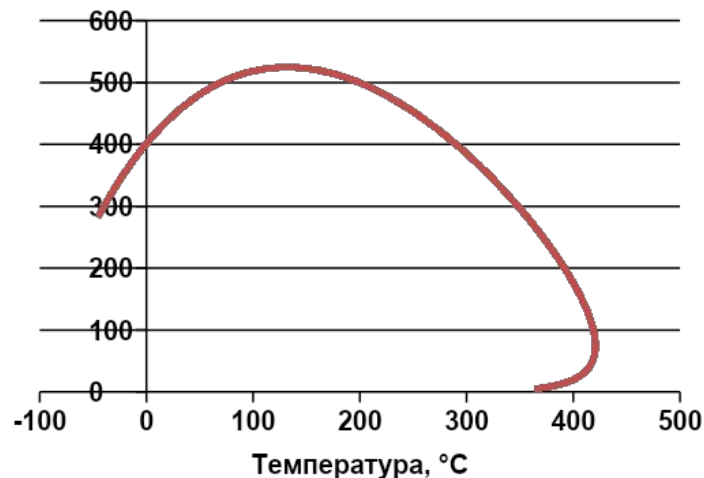
Выгрузка ключевых слов **ZMFVD** – для получения зависимости изменения состава от глубины. Обычно используется:

Необходимо учесть гравитационное влияние на свойства флюида

При наличии газонефтяного контакта, когда на ГНК у вас состав газа изменяется на состав нефти

№ п/п	компоненты
1	N2
2	CO2
3	C1
4	C2
5	C3
6	iC4
7	nC4
8	iC5
9	nC5
10	C6
11	C7
12	C8
13	C9
14	C10
15	C11
16	C12
17	C13
18	C14
19	C15
20	C16
21	C17
...	...
41	C36+

Давление, бар



— до группировки — после группировки

№ п/п	компоненты
1	C1-N2
2	C2-CO2
3	C3-4
4	C5-6
5	C7-9
6	C10-12
7	C13-16
8	C17-21
9	C22-31
10	C32+

Выгрузка свойств для композиционной модели

```

NCOMPS
-- Number of Components
--
--      7
/
PRCORR
-- Modified Peng-Robinson EoS
/
CNAMEs
-- Component Names
--
' C1N2 '
' C2CO '
' C34 '
' FRC1 '
' FRC2 '
' FRC3 '
' FRC4 '
/
MW
-- Molecular weights (Reservoir EoS)
--
16.05103248
30.20431294
49.35904335
81.67660019
141.4762598
258.7407622
462.88
/
OMEGAA
-- EoS Omega-a Coefficient (Reservoir EoS)
--
0.457235529
0.457235529
0.457235529
0.457235529
0.457235529
0.457235529
0.457235529
/
OMEGAB
-- EoS Omega-b Coefficient (Reservoir EoS)
--
0.077796074
0.077796074
0.077796074
0.077796074
0.077796074
0.077796074
0.077796074
/

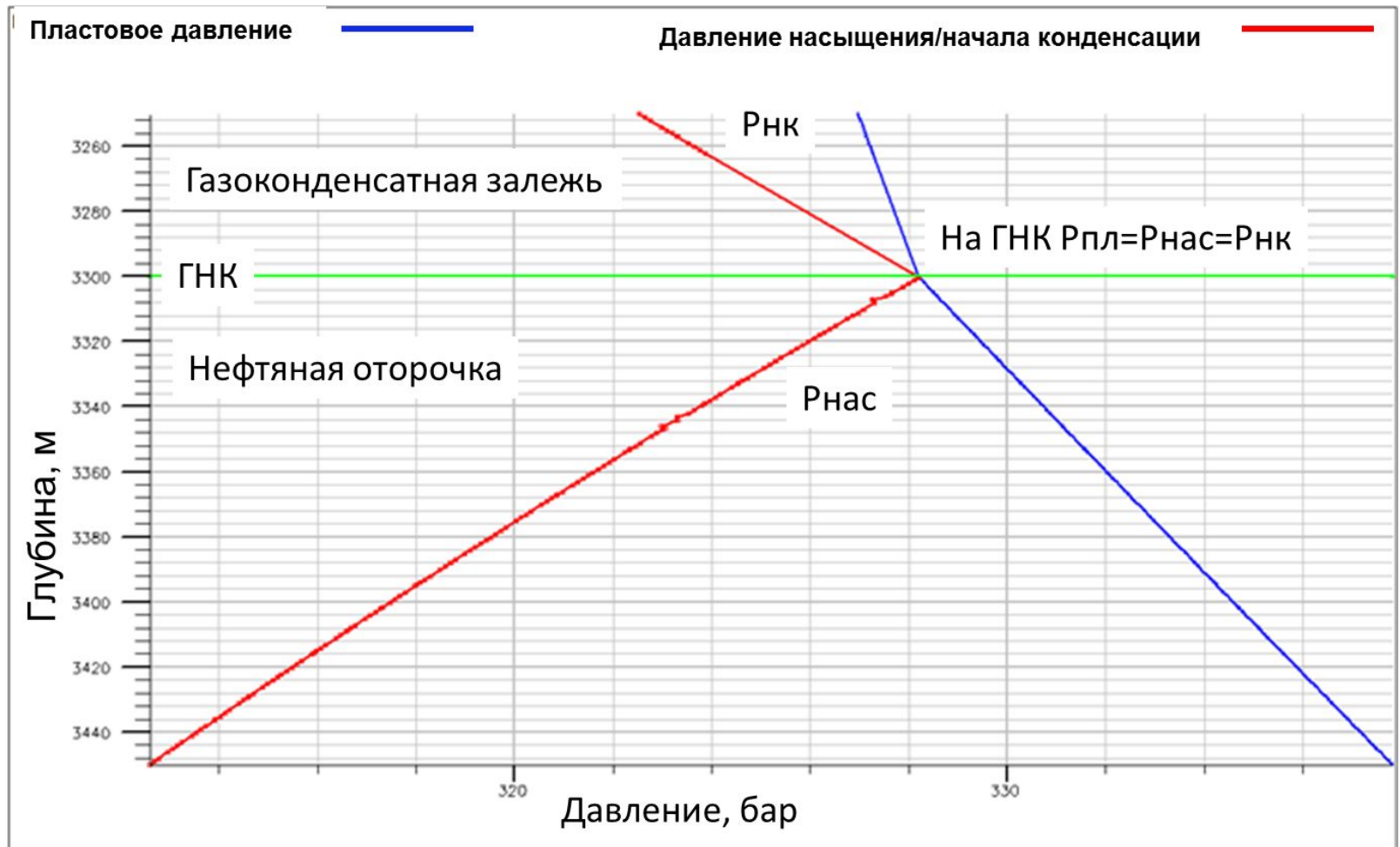
-- Units: K
TCRIT
-- Critical Temperatures (Reservoir EoS)
--
190.55678432
305.4229664
387.787924
502.1900127
604.0303688
767.1190754
984.7233506
/
-- Units: bar
PCRIT
-- Critical Pressures (Reservoir EoS)
--
46.03396149
49.07978967
40.52787428
35.6766555
23
15.8
9.124189816
/
-- Units: m3 /kg-mole
VCRIT
-- Critical Volumes (Reservoir EoS)
--
0.09799463159
0.147479706
0.2219399617
0.3202752963
0.5474991617
0.934603678
1.39313179
/
ZCRIT
-- Critical Z-Factors (Reservoir EoS)
--
0.284728234032732
0.285041162463587
0.278977621082588
0.273661573856714
0.25074185571731
0.231524047354851
0.155255356588023
/
SSHIFT
-- EoS Volume shift (Reservoir EoS)
--
-0.1442569413
-0.1026850657
-0.07003754158
-0.02100355795
0.05720274182
0.1688430002
0.210447455

ACF
--
-- Acentric Factors (Reservoir EoS)
--
0.01301811837
0.09981787347
0.167984081
0.2608745571
0.4508751742
0.77343
1.10951
/
BIC
-- Binary Interaction Coefficients (Reservoir EoS)
--
0.001029241864
6.710508656e-005 0.0009635074895
6.710508757e-005 0.000963507504 0
0.0442311146 0.01086715653 0.006248632245 0 0 0 0
0.057122922 0.01086715653 0.006248632245 0 0 0 0
0.06761321898 0.01086715653 0.006248632245 0 0 0 0
/
PARACHOR
-- Component Parachors
--
76.97584217
107.7109478
163.7826039
258.6944805
403.4631876
664.8940758
1168.43821
/
-- Units: m3 /kg-mole
VCRITVIS
-- Critical Volumes for viscosity calc (Reservoir EoS)
--
0.09799463159
0.147479706
0.2219399617
0.3735295637
0.6058451574
0.7981803589
2.413238518
/
ZCRITVIS
-- Critical Z-Factors for viscosity calculation (Reservoir EoS)
--
0.284728234032732
0.285041162463587
0.278977621082588
0.319165072876567
0.277462961901411
0.197728675332343
0.268939528430431
/
LBCCOEF
-- Lorentz-Bray-Clark Viscosity Correlation Coefficients
--
0.1060930512 8.473039938e-005 0.08652264016 -0.05204264646 0.01064705679
/

```


Изменение свойств флюидов от глубины

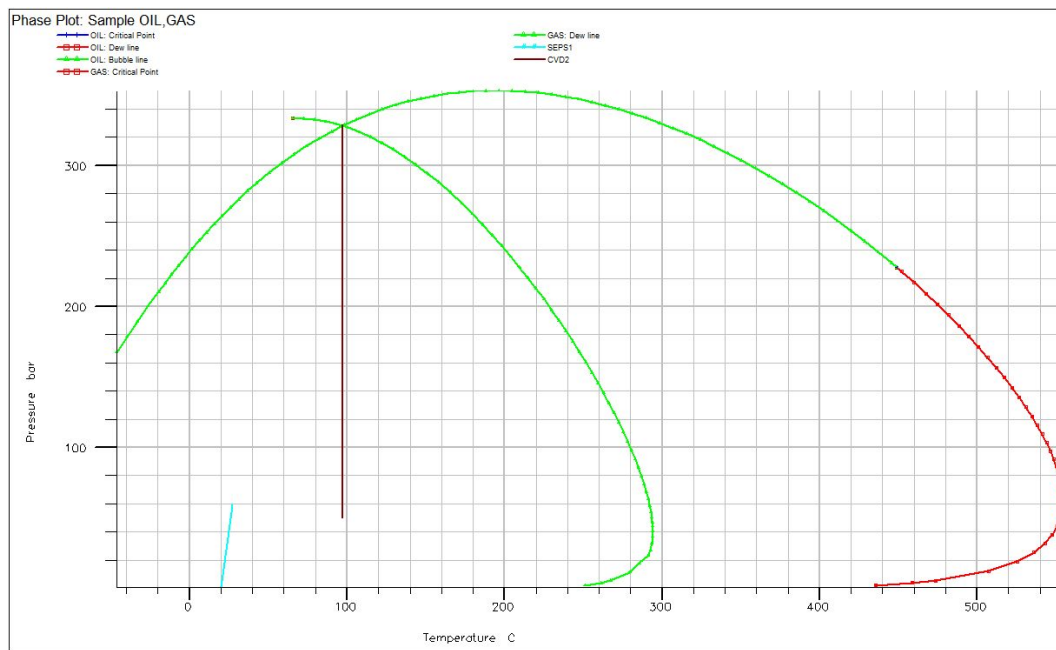
Характерное распределение зависимостей $P_{пл}$, $P_{нас}$ и $P_{нк}$ от глубины



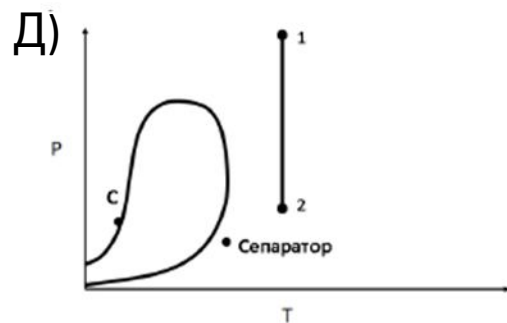
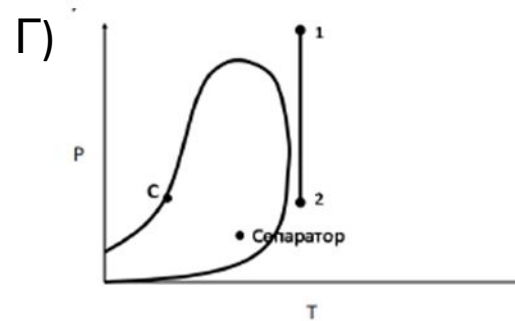
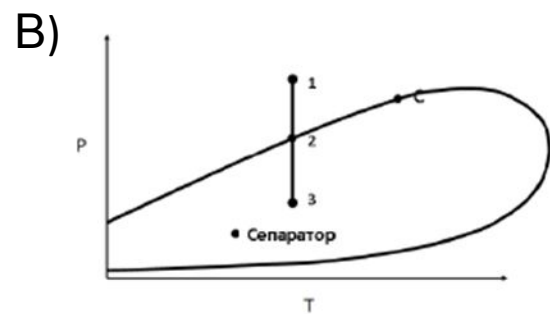
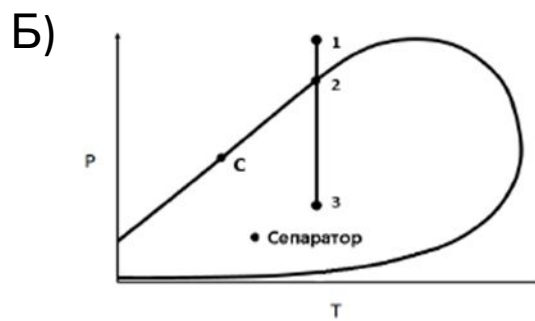
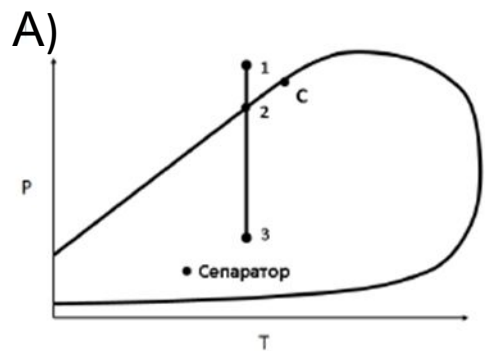
- По мере удаления вниз от ГНК содержание легких фракций в нефти уменьшается, ГС снижается, $P_{нас}$ снижается
- По мере удаления вверх от ГНК содержание тяжелых фракций в конденсате уменьшается, $P_{нк}$ снижается

Свойства флюидов на газонефтяном контакте

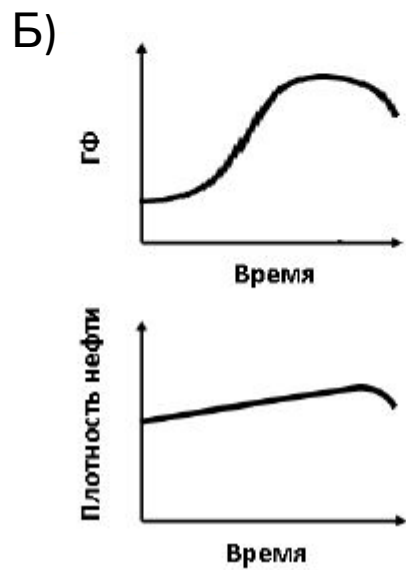
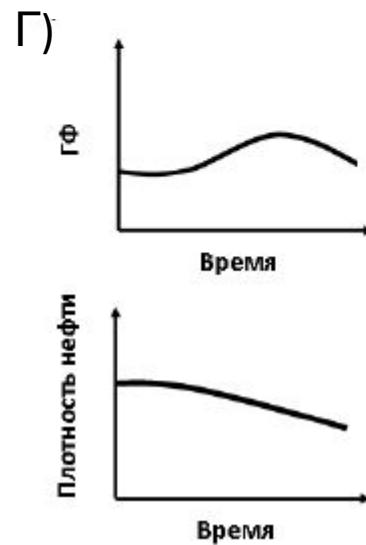
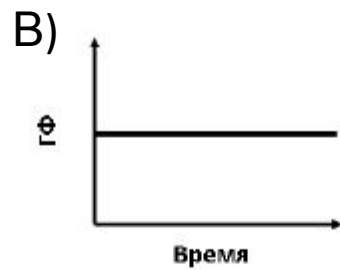
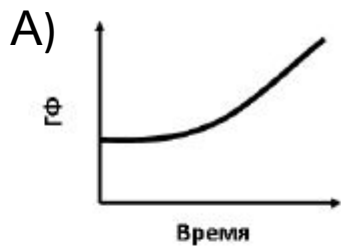
Равновесные составы газа и нефти на ГНК



КОМПОНЕНТЫ	МОЛ %		молек.масса	плотность
	газ	нефть		
N2	0.1	0.0516		
CO2	0.3	0.271		
C1	82.97	54.676		
C2	7.8	8.0234		
C3	3.19	4.1535		
IC4	0.67	1.0509		
NC4	0.77	1.3242		
FRC1	2.2609	5.8128	81.677	0.74254
FRC2	1.662	9.3796	141.48	0.79988
FRC3	0.26953	9.7321	258.74	0.86801
FRC4	0.007418	5.525	462.88	0.93914



- A)
- Б)
- В)
- Г)
- Д)



- A)
 Б)
 В)
 Г)
 Д)