



ПАО «Газпром»

Российский государственный университет
нефти и газа имени И. М. Губкина
(Национальный исследовательский
университет)



Презентационные материалы онлайн-курса «Основные процессы Upstream-сектора нефтегазового комплекса»

Разработка газовых месторождений

Термобарические условия добычи газа.

Для газогидродинамических и термодинамических расчетов необходимы значения пластовых и забойных давлений. В газовой промышленности принято использовать абсолютное значение давления:

$$P = P_{\text{и}} + P_{\text{б}} / 736,56$$

где $P_{\text{и}}$ – избыточное (манометрическое) давление; $P_{\text{б}}$ – барометрическое давление в миллиметрах ртутного столба.

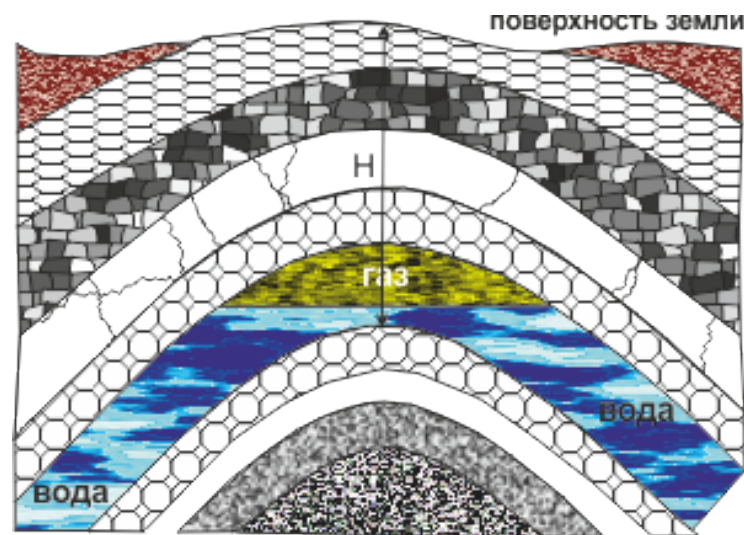
Термобарические условия добычи газа

Пластовое давление

Пластовое давление — давление газа в газонасыщенном объеме пласта. Различают начальное и текущее пластовое давление. Начальное пластовое давление имеет место в газонасыщенном объеме пласта до начала разработки.

Нормальное пластовое давление равно давлению столба воды высотой, равной глубине залегания данной залежи.

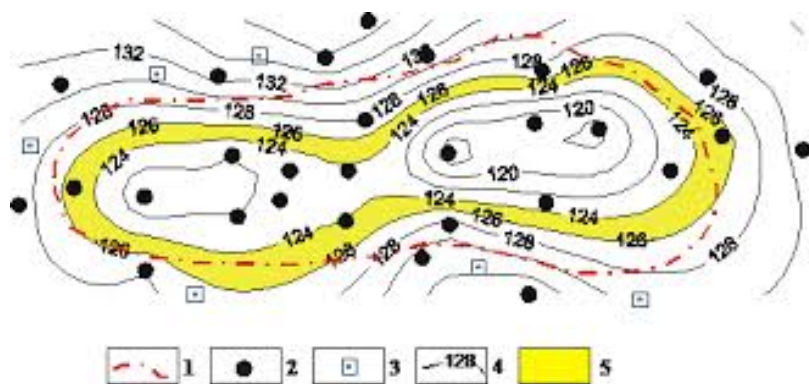
$$P_{\text{пл}} = \rho g h$$



Термобарические условия добычи газа

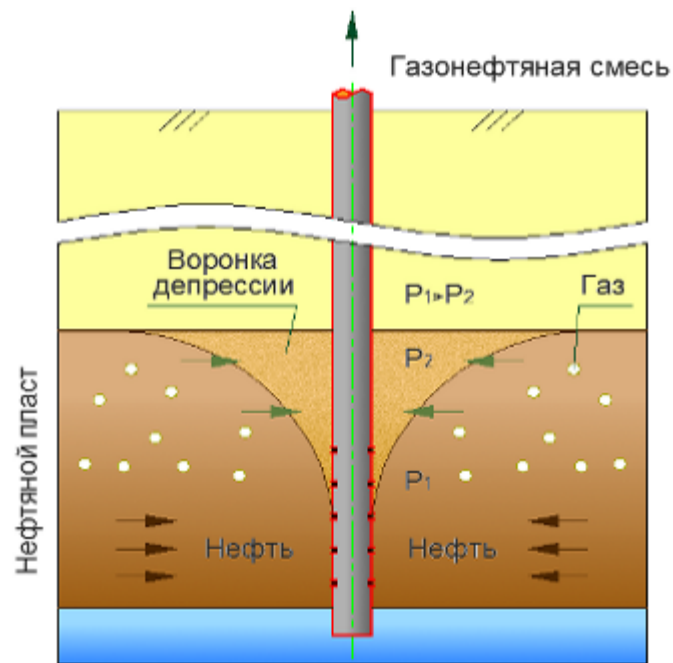
Пластовое давление

Текущие пластовые давления формируются в газонасыщенном объеме в процессе извлечения из него газа системой эксплуатационных скважин. Его распределение в газонасыщенном объеме характеризуется картами изобар и депрессионными воронками.



Карта изобар

1 – внешний контур газонасыщенности; 2 – добывающие скважины; 3 – законтурные скважины; 4 – изобары; 5 – элемент залежи между изобарами



Термобарические условия добычи газа

Пластовое давление

Для определения забойного давления в остановленной и работающей газовых скважинах имеются два способа:

1. Непосредственное измерение давления на забое манометрами или измерительными комплексами;
2. Измерение на устье скважины статического и динамического давлений и пересчет этих давлений на необходимую глубину.



Для определения пластового давления расчетным путем исходят из условия равновесия столба газа в стволе скважины и избыточного давления на устье с пластовым давлением.

$$P_H = P_{ст} \cdot e^S \quad S = 0,03415 \cdot \bar{\rho} \cdot H / Z_{ср} T_{ср}$$

$P_{ст}$ – статическое давление на устье скважины, МПа; ρ – относительная плотность газа; $T_{ср}$ – средняя температура газа в интервале между нейтральным слоем земли в данном регионе и глубиной H в градусах Кельвина, К; $z_{ср}$ – коэффициент сжимаемости газа при средних давлении и температуре.

В ряде случаев остановка скважины для определения пластового давления нецелесообразна или по техническим причинам не рекомендуется (низкие коллекторские свойства пластов и др.).

Тогда пластовое давление определяется по формуле:

$$P_{\text{пл}}^2 = P_3^2(t) + 0,3\beta$$

где β – тангенс угла наклона прямолинейного участка КВД, построенного в координатах $P_3^2(t)$ от $\lg t$.

Термобарические условия добычи газа

Определение забойного давления в скважине

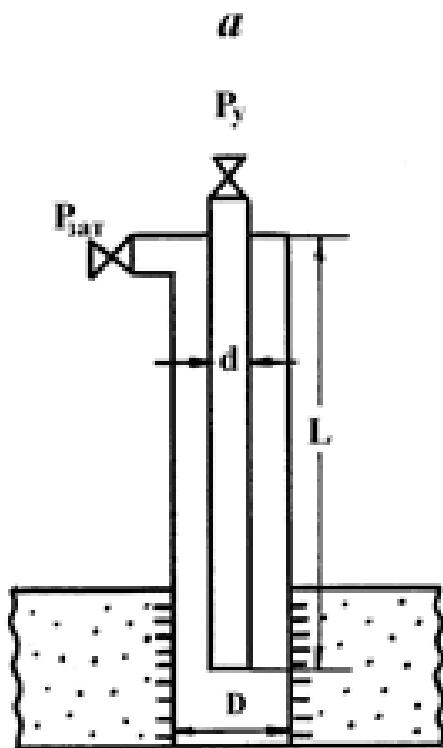


Схема конструкции вертикальной скважины

a – однорядный лифт без пакера;

В случае когда скважина не оборудована пакером, то для определения забойного давления используют барометрическую формулу:

$$P_3 = P_{\text{зат}} \cdot e^S$$

$$S = \frac{0,03415 \cdot \bar{\rho} \cdot H}{Z_{\text{cp}} T_{\text{cp}}}$$

$$T_{\text{cp}} = \frac{T_y + T_H}{2}$$

Термобарические условия добычи газа

Распределение давления в скважине

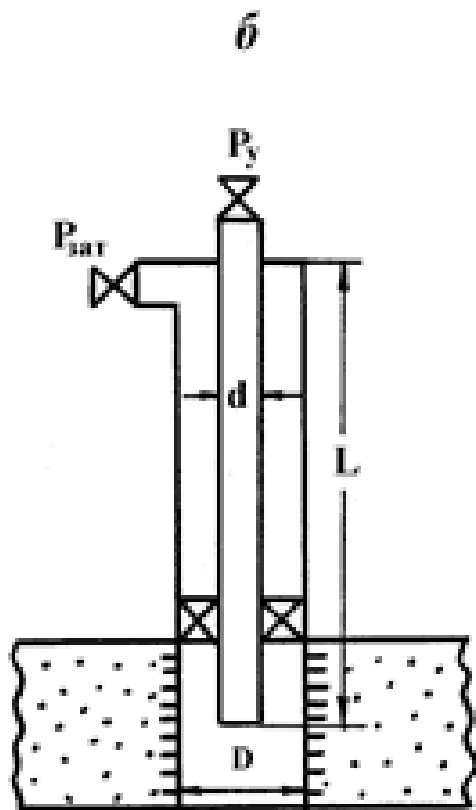


Схема конструкции вертикальной скважины
б- однорядный лифт с пакером.

Для вертикальной скважины при $T=T_{cp}=\text{const}$;
 $\lambda=\text{const}$; $Z=Z_{cp}$ в интервале от 0 до H:

$$P_3 = \left[P_y^2 \cdot e^{2S} + \theta Q^2 \right]^{0,5}$$

$$S = \frac{0,03415 \cdot \bar{\rho} \cdot H}{Z_{cp} T_{cp}}$$

$$\theta = 0,01413 \cdot 10^{-10} Z_{cp}^2 T_{cp}^2 (e^{2S} - 1) \lambda / D^5$$

D – внутренний диаметр фонтанных труб, м; Q – дебит скважины, тыс.м³/сут; P_y – давление у устья фонтанных труб, МПа; H - глубина спуска фонтанных труб.

Термобарические условия добычи газа

Приближенное определение забойного давления с учетом наличия жидкости в потоке газа

Приближенное определение забойного давления с учетом наличия жидкости в потоке газа:

$$P_3^2 = P_y^2 \cdot e^{2S_0} + \frac{0,01413 \cdot 10^{-10} \lambda_r Z_{cp}^2 T_{cp}^2 Q_{cm}^2 (e^{2S_0} - 1)}{\rho \cdot D^5}$$

$$S_0 = \frac{0,03415 \cdot \rho \cdot \bar{\rho} \cdot L}{Z_{cp} T_{cp}}$$

ρ – параметр, связанный с истинным, постоянным по стволу газовой скважины газосодержанием потока φ в рассматриваемом сечении трубы:

$$\rho = \frac{\varphi + (1 - \varphi) \rho_{ж}}{\rho_{гр}}$$

Термобарические условия добычи газа

Приборы для измерения давления

Приборы для измерения давления называются манометрами.

Их разновидности, служащие для измерения полного (абсолютного) давления, называются манометрами абсолютного давления;

для измерения давления ниже атмосферного (вакуума) – вакуумметрами,

для избыточного давления и вакуума – мановакуумметрами,

для измерения разности давления (перепада) – дифференциальными манометрами или дифманометрами.



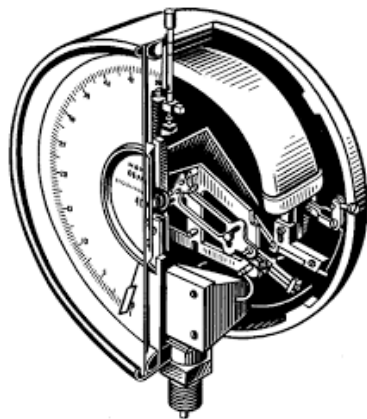
Термобарические условия добычи газа

Приборы для измерения давления

По принципу действия приборы для измерения давления и разряжения подразделяются на следующие виды:



– жидкостные



– пружинные



– поршневые



– электрические

ТТФ «Современные приборы» г. Бийск
(3412) 51-30-20 sovpribor@mail.ru



– комбинированные приборы

Газовые, газоконденсатные и газонефтяные месторождения в целом характеризуются региональным естественным тепловым полем.

Естественная температура на небольших глубинах колеблется в зависимости от температуры земной поверхности.

С глубиной температура увеличивается

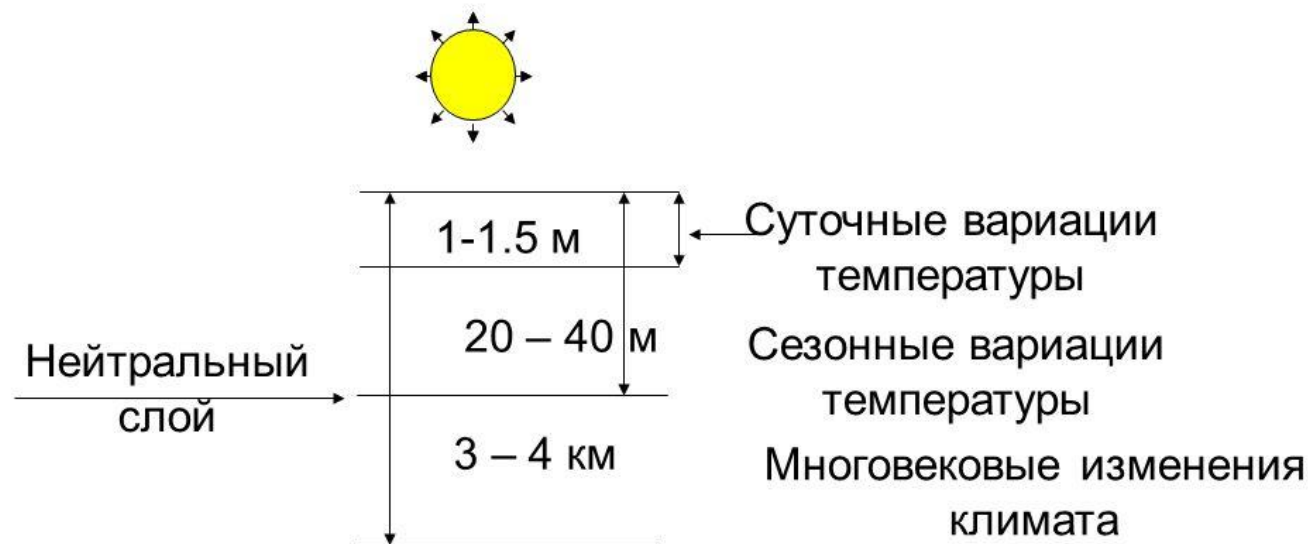
Изменения температуры либо замеряются специальными приборами – термометрами, либо определяются расчетным путем.



Газовые, газоконденсатные и газонефтяные месторождения в целом характеризуются региональным естественным тепловым полем.

Естественная температура на небольших глубинах колеблется в зависимости от температуры земной поверхности.

Суточные и годовые колебания температуры проникают на глубину до нескольких метров от поверхности земли, которая называется нейтральным слоем.



Термобарические условия добычи газа

Пластовая температура

Мерзлыми называются породы, имеющие отрицательную или нулевую температуру.

Многолетняя мерзлота распространяется на площади около 10 млн.км², что составляет около 47% территории России. Из которых около 9 млн.км² находится к востоку от Урала.

На границе нейтрального слоя температура мерзлых пород колеблется от -1,5 до -4°С.

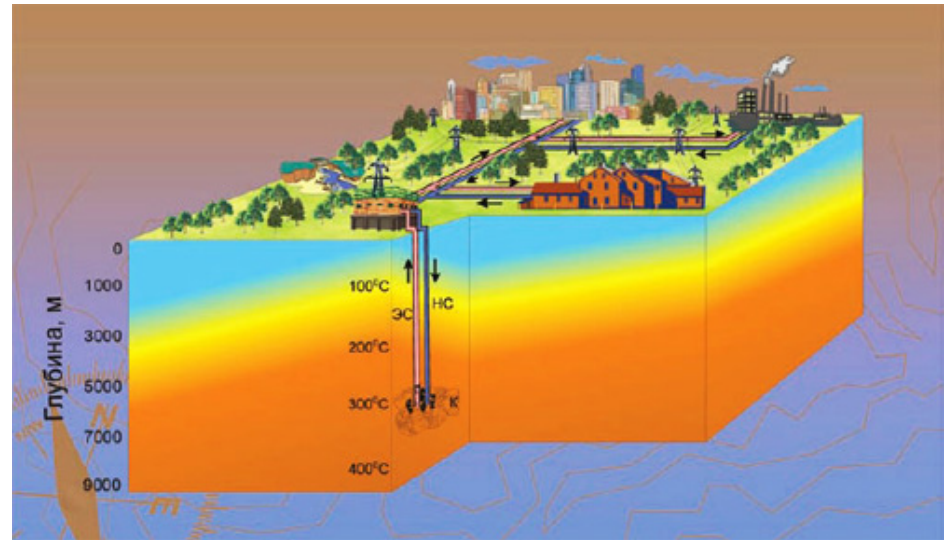
Толщина мерзлого слоя увеличивается с запада на восток от 300 до 500 м и с южной границы этой зоны на север до 500÷600 м.



Геотермический градиент — физическая величина, описывающая прирост температуры горных пород в °С на определенном участке земной толщи. Математически выражается изменением температуры, приходящимся на единицу глубины.

$$\Gamma = \frac{T_{\text{пл}} - T_{\text{нс}}}{L - h_{\text{нс}}}$$

где $T_{\text{пл}}$ — пластовая температура,
 $T_{\text{нс}}$ — температура нейтрального
слоя, К,
 $h_{\text{нс}}$ — глубина нейтрального слоя, м.



При наличии зоны многолетней мерзлоты (ММП) геотермический градиент определяется для двух интервалов:

1. В зоне многолетней мерзлоты:

$$\Gamma_M = \frac{T_{MO} - T_{HC}}{L - h_{HC}}$$

Определение значений h_{HC} , h_{MO} , T_{HC} и T_{MO} возможно либо непосредственным измерением, либо путем использования табличных данных по данному региону.

2. От нижней границы мерзлоты до разрабатываемого пласта: $\Gamma = \frac{T_{ПЛ} - T_{MO}}{L - h_{MO}}$

где T_{MO} – температура на нижней от устья границе мерзлоты, К; h_{MO} – глубина нижней границы мерзлоты от устья скважины, м.

Создание депрессии на пласт в процессе исследования и эксплуатации скважин вызывает изменения температуры в пласте. Распределение температуры газа в пласте при работе скважин с приемлемой точностью может быть определено по формуле:

$$T(R) = T_{\text{пл}} - D_i(P_{\text{пл}} - P_R) \frac{\ln \left[1 + \frac{GC_p \tau}{\pi h C_{\text{п}} R^2} \right]}{\ln R_k / R}$$

где P_R и $T(R)$ – давление и температура газа в пласте на расстоянии R от забоя скважины; G – массовый расход газа кг/час; C_p – теплоемкость газа при $P_{\text{ср}}$ и $T_{\text{ср}}$ между забоем и контуром зоны дренирования; τ – продолжительность работы скважины после ее последней остановки в час; $C_{\text{п}}$ – объемная теплоемкость пласта; h – толщина пласта; R_k – радиус контура зоны дренирования; D_i – коэффициент Джоуля–Томсона в пластовых условиях, т.е. при $P_{\text{пл}}$ и $T_{\text{пл}}$.

Температуру вокруг работающей скважины в необсаженной части ствола на расстоянии R можно определить по формуле:

$$T(R) = T_c + (T_\Gamma + T_c) \frac{\ln R / R_c}{\ln R_B / R_c}$$

где R_B - радиус влияния теплового поля, м; R_c - радиус скважины; T_c - температура в стволе скважины на заданной глубине в момент времени t ; T_Γ - первоначальная до начала работы скважины температура на этой же глубине.

В обсаженной скважине, где фонтанные трубы отсутствуют температура за обсадной колонной равна:

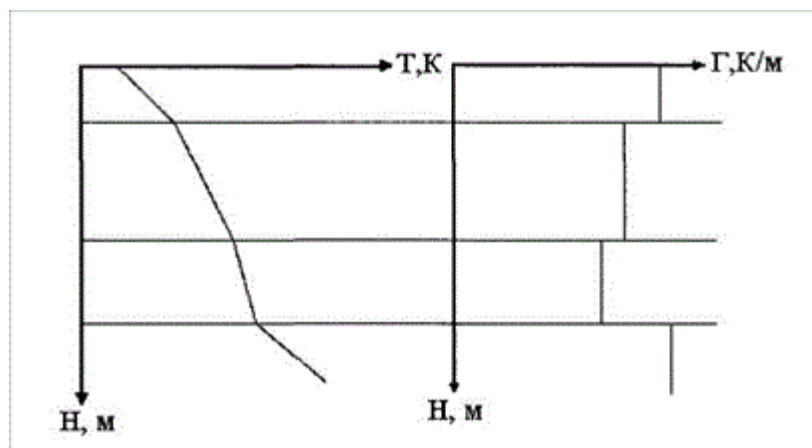
$$T_{\text{обс}} = T_c + (T_{\text{ст}} - T_c) \frac{\ln R / R_{\text{обс}}}{\ln R_c / R_{\text{обс}}}$$

где $R_{\text{обс}}$ – радиус обсадной колонны; $T_{\text{ст}}$ – температура на стенке скважины.

Определение распределения температуры в остановленной скважине:

$$T_x = T_{пл} - \Gamma(L - x)$$

где $T_{пл}$ – пластовая температура, К; Γ – геотермический градиент, град/м; T_x – температура на глубине $L-x$; L – общая глубина скважины от устья до середины пласта.



Влияние геотермического градиента на изменение температуры в скважине.

Термобарические условия добычи газа

Распределение температуры в скважине

Определение распределения температуры газа в стволе работающей вертикальной газовой скважины:

$$T_x = T_{пл} - \Gamma x - \Delta T e^{-\alpha x} + \frac{1 - e^{-\alpha x}}{\alpha} \left[\Gamma - D_i \frac{P_z - P_x}{x} - \frac{A}{C_p} \right]$$

Коэффициент α , имеющий размерность длины 1/м определяется по формуле:

$$\alpha = \frac{2\pi\lambda}{GC_p f(\tau)}$$

λ – теплопроводность горных пород, Дж/кг·с·К

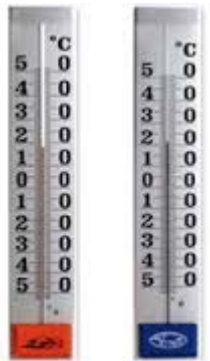
$$f(\tau) = \ln \left(1 + \sqrt{\pi\lambda_{п} t / C_{п} R_c^2} \right)$$

x - координата, увеличивающаяся снизу вверх; ΔT - перепад температуры;
 D_i - коэффициент Джоуля-Томсона в интервале x ; C_p – теплоемкость газа;
 G – массовый расход газа кг/час; A – термический эквивалент работы.

Термобарические условия добычи газа

Приборы для измерения температуры

Для измерения температуры вещества используют термометры:



– термометры
расширения



– пирометры
излучения



– термометры
сопротивления



– термоэлектрические
пирометры



– манометрические термометры