

Методические указания и рекомендации для подготовки к заключительному
этапу студенческой отраслевой Олимпиады «Газпром»

по направлению «Нефтегазовое дело»

Под редакцией доцента кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, к.т.н.

Архипова А.И.

2019

Вступление

Для решения задач заключительного этапа студенческой отраслевой Олимпиады «Газпром» студенту рекомендуется вспомнить основные разделы дисциплин «Гидравлика и нефтегазовая гидромеханика», «Термодинамика», «Бурение нефтяных и газовых скважин», «Разработка газовых и газоконденсатных месторождений», «Разработка нефтяных месторождений» и «Трубопроводный транспорт нефти и газа». Задачи, предложенные для решения, включают наиболее основные понятия дисциплин. Ниже приведены некоторые краткие теоретические сведения и примеры решения олимпиадных задач.

Основные понятия гидростатики

Давлением в точке p покоящейся ньютоновской жидкости называется абсолютное значение (модуль) нормального напряжения в этой же точке. То есть, если ΔF – элементарная сила, действующая нормально к площади элементарной площадки ΔS , находящейся в жидкости, то давление определяется зависимостью:

$$p = |\vec{p}| = \lim_{\Delta S \rightarrow 0} \frac{|\Delta \vec{F}|}{\Delta S}. \quad (1)$$

Давление в точке покоящейся жидкости является функцией координат точки и не зависит от ориентации площадки ΔS .

В технической гидромеханике рассматривают:

- а) абсолютное давление $p_{абс}$;
- б) избыточное p_u , или по-другому манометрическое p_m ;
- в) вакуумметрическое p_v ;
- г) атмосферное $p_{атм}$.

При определении давления, как и любой физической величины, необходимо условиться, что принимать за начало отсчета. Давление,

отсчитываемое от нуля (рис. 1), называют абсолютным $p_{абс}$ или просто давлением p , определяемое формулой (1) и является всегда положительным.

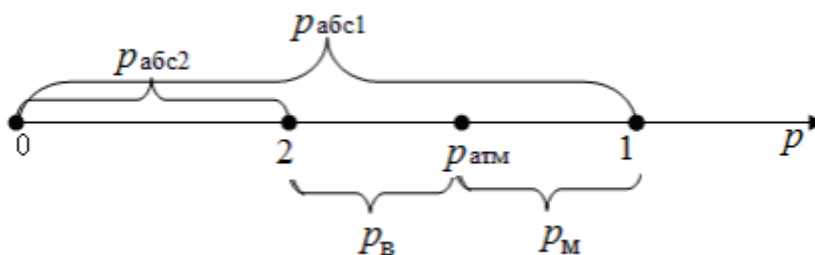


Рис.1. Схема, распределения различных видов давления.

Исходя из конструктивных требований к приборам, измеряющим давление, за нуль отсчета удобно считать атмосферное давление $p_{атм}$. При давлении больше атмосферного прибор будет показывать манометрическое p_m , или избыточное давление p_u . Если измеряемое давление меньше атмосферного, прибор показывает вакуумметрическое давление, p_v . Из рисунка 1 следует, что абсолютное давление, избыточное давление и атмосферное давление связаны между собой формулами (для $p_{абс1} > p_{атм}$):

$$p_{абс1} = p_u + p_{атм}, \quad p_u = p_{абс1} - p_{атм}, \quad (2)$$

В свою очередь, вакуумметрическое давление p_v ($p_{абс2} < p_{атм}$) определяется соотношением:

$$p_v = p_{атм} - p_{абс2} \quad (3)$$

и p_v можно рассматривать как недостаток абсолютного давления $p_{абс2}$ до атмосферного. Как видно из формулы (3) максимально возможный вакуум равен атмосферному давлению ($p_v \rightarrow p_v(max) = p_{атм}$ при $p_{абс} \rightarrow 0$).

Если в любой точке А покоящейся с постоянной плотностью ρ жидкости известно давление p_A , то можно определить давление p_1 в другой точке 1 этой жидкости:

$$p_1 = p_A + \rho g h_1, \quad (4)$$

где h_1 – расстояние по вертикали от исследуемой точки 1 до точки А, при условии, что точка А расположена выше точки 1.

Уравнение (4) носит название *основного уравнения гидростатики* несжимаемой жидкости.

В случае если точка А находится на свободной поверхности жидкости, то p_A равно давлению газовой фазы, находящейся над поверхностью жидкости. Произведение ρgh_l в уравнении (4) представляет собой давление столба жидкости высотой h_l .

Расчет величины силы действия жидкости на криволинейную поверхность

При контакте жидкости с криволинейной твердой симметричной поверхностью (рис. 2) величина равнодействующей силы F давления на эту поверхность определяется как

$$|F| = \sqrt{F_{\Gamma}^2 + F_{\text{В}}^2}, \quad (5)$$

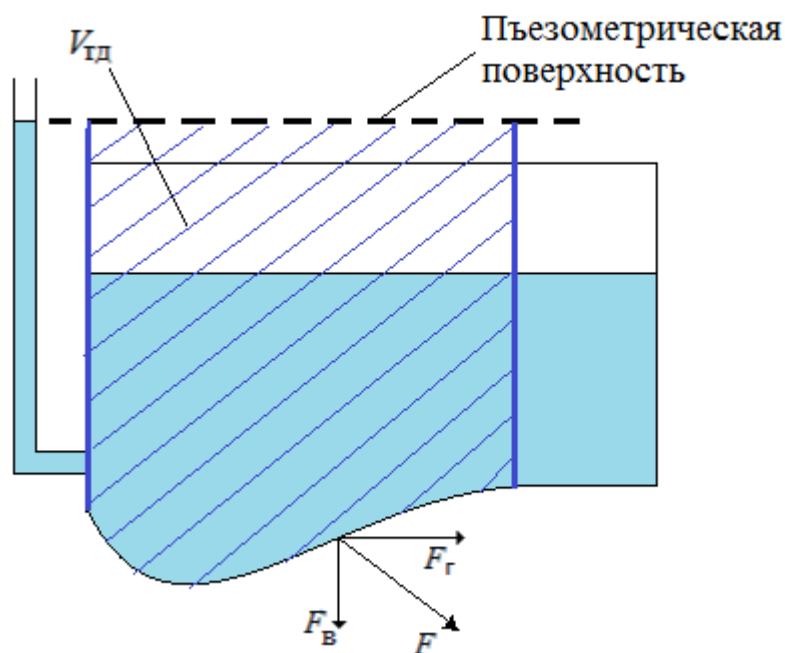


Рис.2. Схема определения силы, действующей на криволинейную стенку.

Горизонтальная составляющая F_{Γ} определяется выражением:

$$F_{\Gamma} = p_{\Gamma} S_{\text{В}}, \quad (6)$$

где: $S_{\text{В}}$ – площадь проекции криволинейной поверхности на вертикальную плоскость, нормальную к искомой силе; p_{Γ} – избыточное давление в центре тяжести этой проекции.

Вертикальная составляющая равна весу жидкости в объеме тела давления:

$$F_{\text{В}} = \rho g V_{\text{ТД}}. \quad (7)$$

где: $V_{\text{ТД}}$ – объем тела давления, заключенный между криволинейной поверхностью, ее проекцией на пьезометрическую поверхность и вертикальной боковой поверхностью, восстановленной от границ криволинейной поверхности (образующейся при проектировании, рис. 2).

Под пьезометрической поверхностью понимают горизонтальную поверхность, проходящую через уровень жидкости в пьезометрической трубке, давление на которой равно атмосферному. Эта поверхность совпадает со свободной, если давление на свободной поверхности равно атмосферному. В общем случае для определения положения пьезометрической поверхности нужно мысленно подвести к сосуду пьезометр и определить высоту между свободной поверхностью жидкости и ее положением в пьезометре.

Основные постулаты гидродинамики

При движении потока жидкости выполняется уравнение Бернулли, которое имеет вид:

$$[z_1 + p_1/(\rho g) + \alpha_1 u_1^2/(2g)] - [z_2 + p_2/(\rho g) + \alpha_2 v_2^2/(2g)] = h_{1-2}. \quad (8)$$

где: z_1 и z_2 – расстояния от произвольно выбранной горизонтальной плоскости $0-0$ до центров тяжести рассматриваемых сечений 1 и 2; p_1 и p_2 – давления в центрах сечений; v_1 и v_2 – средние скорости потока в сечениях 1 и

2; α_1 и α_2 - коэффициенты Кориолиса в сечениях 1 и 2; ρ – плотность жидкости; g – ускорение силы тяжести; h_{1-2} – удельная энергия, потраченная на преодоление сил трения между сечениями 1 и 2 единицей веса жидкости.

С энергетической точки зрения:

z – удельная по весу потенциальная энергия положения;

$p/(\rho g)$ – удельная по весу «потенциальная энергия давления»;

$\alpha u^2/(2g)$ – удельная по весу кинетическая энергия.

Сумма $[z_1 + p_1/(\rho g) + \alpha_1 u_1^2/(2g)]$, входящая в уравнение (8), представляет собой полную удельную по весу механическую энергию в данном сечении. Член уравнения h_{1-2} показывает потери удельной энергии жидкости между рассматриваемыми сечениями.

Таким образом, из уравнения Бернулли следует, что по длине потока реальной (вязкой) жидкости полная удельная по массе или весу энергия уменьшается при перемещении жидкости от сечения 1 к сечению 2 (по ходу движения жидкости).

Примеры решения олимпиадных задач

Задача 1

При испытании двигателей для определения мощности используется тормоз. При этом работа расходуется на преодоление сил трения и превращается в теплоту, 20 % которой рассеивается в пространстве, а 80 % отводится охлаждающей тормоз водой.

Какой часовой расход охлаждающей воды, подводимой к тормозу, обеспечит его охлаждение, если крутящий момент на валу равен $M_{кр}=2000$ Дж, частота оборотов вала двигателя составляет $n=1500$ об/мин, а допустимое повышение температуры воды – $\Delta t=35$ °С. Теплоемкость воды принять равной $c_{pm}=4,1868$ кДж/(кг·К). (Примечание к ответу: ответ округлите до десятых)

Решение:

1. Мощность двигателя:

$$N = \frac{2\pi \cdot n \cdot M_{кр}}{60} = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 1500 \cdot 2000}{60} = 314 \text{ кВт};$$

2. Количество теплоты, отводимое с холодной водой в единицу времени:

$$Q = 0,8 \cdot 314 = 251,2 \text{ кВт};$$

3. То же количество теплоты определяется как:

$$Q = G \cdot c_{pm} \cdot \Delta t, \text{ Дж}$$

где G – массовый расход воды, кг/с. Отсюда:

$$G_1 = \frac{Q}{c_{pm} \cdot \Delta t} = \frac{251,2 \cdot 10^3}{4,1868 \cdot 10^3 \cdot 35} = 1,71 \text{ кг / с};$$

4. Часовой расход воды:

$$G_2 = G_1 \cdot 3600 = 6171 \text{ кг / ч} = 6,17 \text{ т / ч}.$$

Ответ: необходимый часовой расход охлаждающей воды 6171 кг/ч, или 6,17 т/ч.

Задача 2.

Оценить плотность флюида, поступившего в скважину. Исходные данные: диаметр скважины в открытом стволе = 220 мм; бурильная колонна состоит из УБТ диаметром = 146 мм длиной = 191 м и бурильных труб диаметром = 127 мм; плотность бурового раствора в скважине = 1,49 кг/л; объем поступившего флюида = 4400 литров; давление на устье в кольцевом пространстве = 74 бар; а в трубах = 54 бар; глубина скважины в начале проявления = 3100 метров; глубина спуска промежуточной колонны = 2200 метров.

Решение:

Разность давлений на устье в бурильной колонне и кольцевом пространстве объясняется наличием пластового флюида в кольцевом пространстве. Чем меньше плотность флюида и больше высота столба пластового флюида, тем выше будет эта разница. В нашем случае она составляет: $74 - 54 = 20$ бар.

Необходимо определить высоту столба пластового флюида. Для этого необходимо определить площадь поперечного сечения кольцевого пространства в зоне нахождения пластового флюида, т.е. в зоне УБТ.

Площадь поперечного сечения кольцевого пространства равна:

$$S = \frac{\pi(D^2 - d^2)}{4} = \frac{\pi(0,220^2 - 0,146^2)}{4} = 0,021 \text{ м}^2.$$

Отсюда, удельный объем кольцевого пространства в зоне УБТ равен 21 л/м.

$$\text{Высота столба пластового флюида равна: } H_{\text{пл.ф.}} = \frac{V_{\text{пл.ф.}}}{V_{\text{уд.УБТ}}} = \frac{4400 \text{ л}}{21 \text{ л/м}} = 190$$

метров.

Разница в плотности между буровым раствором и пластовым флюидом составляет: $\frac{20}{190 \cdot 0,0981} = 1,07$ кг/л.

Ответ: Плотность пластового флюида отсюда равна: $1,49 - 1,07 = 0,42$ кг/л.

Задача 3.

На "идеальной" скважине N было проведено газогидродинамическое исследование, замеры проводились на устье. В результате были получены данные устьевого давления – 15,3 МПа, статического давления – 17,5 МПа, средняя температура в остановленной скважине – 290 К и в работающей – 295 К, коэффициенты фильтрационного сопротивления = $4,55 \cdot 10^{-3}$ МПа²·сут/тыс.м³ и $b = 5,768 \cdot 10^{-4}$ (МПа·сут/тыс.м³)², средние коэффициенты сверхсжимаемости в остановленной скважине – 0,81, в работающей – 0,85. Дополнительно имеем значения диаметра НКТ – 100,3 мм, глубину спуска НКТ – 1400 м, относительную плотность флюида – 0,6, коэффициент гидравлического сопротивления труб – 0,01745. Но в ходе обработки были потеряны значения дебита и пластового давления. Восстановите эти значения, исходя из имеющихся параметров.

Решение:

1. В случае, когда неизвестен коэффициент гидравлического сопротивления по стволу скважины, целесообразно производить обработку результатов испытания по замеренным на устье скважин значениям давления, используя при этом формулу:

$$P_{ст}^2 e^{2S_1} - P_{y_i}^2 e^{2S_2} = aQ + (b + \theta)Q^2, \text{ где (1)}$$

$$S_1 = 0,0341 \bar{\rho} L / Z_{cp1} T_{cp1}, \text{ (2)}$$

$$S_2 = 0,0341 \bar{\rho} L / Z_{cp2} T_{cp2}, \text{ (3)}$$

$$\theta = 0,01413 \cdot 10^{-10} \lambda Z_{cp2}^2 T_{cp2}^2 (e^{2S_2} - 1) / d_B^5 \text{ (4)}$$

где $P_{ст}^2$ – статическое давление газа на устье остановленной скважины, МПа;
 P_{y_i} – давление на буфере скважины при i-м режиме испытания, МПа; Q – дебит скважины, тыс.м³/сут.; Z_{cp1} , Z_{cp2} – коэффициенты сверхсжимаемости, определяемые по средним давлениям и температурам в стволе скважины после остановки и при работе на разных режимах; T_{cp1} , T_{cp2} – средние температуры газа в стволе остановленной и работающей скважины; d_B – внутренний

диаметр фонтанных труб; λ – коэффициент гидравлического сопротивления труб; $\bar{\rho}$ – относительная плотность газа; L - глубина спуска НКТ.

2. Определим безразмерный коэффициент S в остановленной и работающей скважине по формулам (2) и (3) соответственно:

$$S_1 = \frac{0,0341\bar{\rho}L}{Z_{cp1}T_{cp1}} = \frac{0,0341 \cdot 0,6 \cdot 1400}{0,81 \cdot 290} = 0,122$$

$$S_2 = \frac{0,0341\bar{\rho}L}{Z_{cp2}T_{cp2}} = \frac{0,0341 \cdot 0,6 \cdot 1400}{0,85 \cdot 295} = 0,114$$

3. Преобразуем формулу для работающей скважины (1) в формулу для остановленной скважины ($Q = 0$) и определим пластовое давление:

$$P_{пл} = P_{ст} e^{S_1} = 17,5 \cdot e^{0,122} = 19,771 \text{ МПа}$$

4. Определим необходимый для расчетов параметр θ по формуле (4):

$$\begin{aligned} \theta &= 0,01413 \cdot \frac{10^{-10} \lambda Z_{cp2}^2 T_{cp2}^2 (e^{2S_2} - 1)}{d_B^5} = \\ &= 0,01413 \cdot \frac{10^{-10} \cdot 0,01745 \cdot 0,85^2 \cdot 295^2 \cdot (e^{2 \cdot 0,114} - 1)}{0,1003^5} = \\ &= 0,391 \cdot 10^{-4} (\text{МПа} \cdot \text{сут} / \text{тыс. м}^3)^2 \end{aligned}$$

5. Приведем формулу (1) к виду квадратичного уравнения для определения искомого дебита:

$$(b + \theta)Q^2 + aQ - (P_{ст}^2 e^{2S_1} - P_{yi}^2 e^{2S_2}) = 0$$

$$\text{Примем, что } A = b + \theta, B = a, C = -(P_{пл}^2 - P_y^2 \cdot e^{2S_2})$$

Получим:

$$A = 5,768 \cdot 10^{-4} + 0,391 \cdot 10^{-4} = 6,159 \cdot 10^{-4},$$

$$B = 4,55 \cdot 10^{-3},$$

$$C = -(19,771^2 - 15,3^2 \cdot e^{2 \cdot 0,114}) = -96,86$$

Решим квадратное уравнение, определим дебит скважины:

$$Q_1 = \frac{-B + \sqrt{B - 4AC}}{2A}$$

$$= \frac{-4,55 \cdot 10^{-3} + \sqrt{4,55 \cdot 10^{-3} - 4 \cdot 6,159 \cdot 10^{-4} \cdot (-96,86)}}{2 \cdot 6,159 \cdot 10^{-4}}$$

$$= 396,64 \text{ тыс. м}^3/\text{сут.}$$

$$Q_2 = \frac{-B - \sqrt{B - 4AC}}{2A}$$

$$= \frac{-4,55 \cdot 10^{-3} - \sqrt{4,55 \cdot 10^{-3} - 4 \cdot 6,159 \cdot 10^{-4} \cdot (-96,86)}}{2 \cdot 6,159 \cdot 10^{-4}}$$

< 0, нет решения

Ответ: утерянное значение пластового давления составляет 19,771 МПа, дебита – 396,64 тыс.м³/сут.

Задача 4

В вертикальную нагнетательную скважину закачивают горячую воду. Глубина скважины – 1300 м; диаметр скважины – 16,8 см. Расход воды – 500 м³/сут; плотность воды – 1000 кг/м³; теплоёмкость воды – 4200 Дж/(кг·К); температура воды на устье – 180 °С. Теплопроводность окружающих скважину пород - 2,33 Вт/(м·К); их температуропроводность – 8,55·10⁻⁷ м²/с. Температура нейтрального слоя – 10 °С, геотермический градиент – 0,01 °С. Определите температуру на забое нагнетательной скважины спустя год после начала закачки в пласт горячей воды. Ответ выразите в градусах Цельсия.

Решение:

Температуру воды на забое вертикальной скважины можно рассчитать по формуле А.Ю. Намиота:

$$T_{\text{заб}} = T_{\text{нейтр}} + \frac{\Gamma_T}{\beta_0} (\beta_0 H - 1) + \left(T_{\text{уст}} - T_{\text{нейтр}} + \frac{\Gamma_T}{\beta_0} \right) \exp(-\beta_0 H)$$

$$\beta_0 = \frac{2\pi\lambda_{\text{окр.пород}}}{q_B c_B \rho_B \ln \frac{\Delta r(t)}{r_{\text{скв}}}}$$

$$r(t) = 2\sqrt{\kappa_{\text{окр.пород}} t}$$

Подставим исходные данные:

$$r(t) = 2\sqrt{8,55 \cdot 10^{-7} \cdot 365 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60} = 10,4 \text{ м}$$

$$\beta_0 = \frac{2\pi \cdot 2,33}{500 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60 \cdot 4200 \cdot \ln \frac{10,4}{0,168}} = 1,25 \cdot 10^{-4} \frac{1}{\text{м}}$$

$$T_{\text{заб}} = 10 + \frac{0,01}{1,25 \cdot 10^{-4}} (1,25 \cdot 10^{-4} \cdot 1300 - 1) + \left(180 - 10 + \frac{0,01}{1,25 \cdot 10^{-4}}\right) \exp(-1,25 \cdot 10^{-4} \cdot 1300) = 156 \text{ С}$$

Ответ: 156 С

Задача 5

Определить кольцевые и продольные напряжения в трубопроводе согласно требованиям СП 36.13330.2012. Рабочее давление в трубопроводе принять равным 7,5 Мпа, внутренний диаметр – 1,2 м, толщина стенки – 15 мм, транспортируемый продукт – нефть. Расчетный участок представляет собой линейный участок с промежуточными НПС без подключения емкостей, категория участка – II. Для строительства применяются сварные, изготовленные двухсторонней электродуговой сваркой под флюсом и подвергнутые автоматическому контролю в объеме 100% сварных соединений неразрушающими методами, класс прочности К60. Принять модуль Юнга равным 206 ГПа, коэффициент Пуассона – 0,3; коэффициент линейного расширения - 0,000012 град⁻¹; расчетный температурный перепад принять положительным и равным 20°С, минимальный радиус естественного изгиба определить согласно СП 86.13330.2014, напряжение, возникающее от упругого изгиба принять со знаком (+).

Решение:

- 1) Определяем расчетные сопротивления растяжению (сжатию) R_1 и R_2 по формулам

$$R_1 = \frac{R_1^n \cdot m}{k_1 \cdot k_n}; R_2 = \frac{R_2^n \cdot m}{k_2 \cdot k_n}$$

где:

R_1^n и R_2^n – нормативные сопротивления растяжению (сжатию) металла труб и сварных соединений, которые следует принимать равными соответственно минимальным значениям временного сопротивления и предела текучести, которое принимается для труб класса прочности К60 согласно таблицы 4 ГОСТ 31447-2012

$$R_1^n = 590 \text{ МПа}; R_2^n = 460 \text{ МПа}$$

m – коэффициент условий работы трубопровода, принимаемый по таблице СП 36.13330.2012, для нефтепровода II категории – 0,825;

k_1 , k_2 – коэффициенты надежности по материалу, принимаемые соответственно по таблицам 10 и 11 СП 36.13330.2012, для строительства применяются сварные, изготовленные двухсторонней электродуговой сваркой под флюсом и подвергнутые автоматическому контролю в объеме 100% $k_1 = 1,34$, поскольку соотношение R_2^n / R_1^n меньше 0,8, то $k_2 = 1,15$.

k_n – коэффициент надежности по ответственности трубопровода, принимаемый по таблице 12 СП 36.13330.2012, для нефтепровода с давлением 7,5 Мпа и внутренним диаметром – 1,2 м значение $k_n = 1,155$.

$$R_1 = \frac{R_1^n \cdot m}{k_1 \cdot k_n} = \frac{590 \cdot 0,825}{1,34 \cdot 1,155} = 314,5 \text{ МПа};$$

$$R_2 = \frac{R_2^n \cdot m}{k_2 \cdot k_n} = \frac{460 \cdot 0,825}{1,15 \cdot 1,155} = 285,7 \text{ МПа};$$

2) Определяем кольцевые напряжения в стенке трубопровода:

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}} = \frac{p \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \delta_{\text{н}}}$$

p – рабочее (нормативное) давление, 7,5 МПа;

$D_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр трубы, 120 см;

$\delta_{\text{н}}$ – толщина стенки трубопровода, 1,5 см.

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}} = \frac{p \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \delta_{\text{н}}} = \frac{7,5 \cdot 120}{2 \cdot 1,5} = 300 \text{ МПа}$$

3) Определяем продольные напряжения в стенке трубопровода:

$$\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}} = \mu \cdot \sigma_{\text{кц}}^{\text{H}} - \alpha \cdot \Delta t \cdot E + \frac{E \cdot D_{\text{H}}}{2 \cdot \rho}$$

μ – коэффициент Пуассона, 0,3;

α – коэффициент линейного расширения - 0,000012 град⁻¹;

E – модуль Юнга -206 ГПа;

Δt – расчетный температурный перепад 20°C;

D_{H} – наружный диаметр трубы, 123 см;

ρ – радиус естественного изгиба, согласно таблице 9.3 для номинального диаметра 1200 мм радиус равен 1200 м.

$$\begin{aligned} \sigma_{\text{пр}}^{\text{H}} &= \mu \cdot \sigma_{\text{кц}}^{\text{H}} - \alpha \cdot \Delta t \cdot E + \frac{E \cdot D_{\text{H}}}{2 \cdot \rho} \\ &= 0,3 \cdot 300 - 0,000012 \cdot 20 \cdot 206000 + \frac{206000 \cdot 123}{2 \cdot 1200000} \\ &= 90 - 49,44 + 10,56 = 51,12 \text{ МПа} \end{aligned}$$

Ответ: кольцевые напряжение в стенке трубы составляют 300 МПа, продольные напряжения – 51,12 МПа.

Критерии оценки олимпиадных заданий.

- **в 2 балла** оценивается задание с верным ходом решением и полученным верным ответом;
- **в 1 балл** оценивается задание с верным ходом решения, но при этом дан неверный ответ;
- **в 0 баллов** оценивается задание с неверным ходом решения и, соответственно, неверным ответом, а также задание, к выполнению которого участник олимпиады не приступал.

Рекомендуемая литература

1. Арустамова Ц.Т., Иванникова В.Г., Гидравлика. – М.: Недра, 1995. – 198с.
2. Дроздова Ю.А., Кравченко М.Н., Разбегина Е.Г. Гидравлический расчет сложных трубопроводов. Учебное пособие. – М: ИЦ РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. 2016.- 75с.
3. Алиев З.С., Мараков Д.А. Разработка месторождений природных газов. Учебное пособие для вузов. – М.: МАКС Пресс. 2011. – 340 с.
4. Вяхирев Р.И. Теория и опыт разработкиместорожденийприродныхгазов. – М.: Недра. 1999. – 411 с.
5. ГажурА.А.Теплотехника. Теплопередача итермодинамика. Учебник. – М.: РЭУ им. Г.В. Плеханова. 2017. - 277 с.
6. Диагностика и ремонт трубопроводов: методы, совершенствование, применение / Под общ. ред. А.Г. Гумерова/. – М.: Недра. 2014. – 147 с.
7. Дмитриев Н.М., Кадет В.В. Гидравлика и нефтегазовая гидромеханика. – М.: ИЦ РГУ нефти и газа. 2016. – 347 с.
8. Зуйков А.Л. Гидравлика. Учебник. В 2-х тт. – М.: МИСИ-МГСУ. 2018.
9. Калинин А.Ф., Купцов С.М., Лопатин А.С., Шотиди К.Х. Термодинамика и теплопередача в технологических процессах нефтяной и газовой промышленности. Учебник для вузов. – М.: ИЦ РГУ нефти и газа. 2016. – 264 с.
10. Михайлов Н.Н. Физика нефтяного и газового пласта. Учебное пособие. М.: МАКС Пресс. 2008. –446 с.
11. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. Учебник для вузов. – М.: ИЦ РГУ нефти и газа. 2015. – 448 с.
12. Тер-Саркисов Р.М. Разработка месторождений природных газов. - М.: Недра. 1999. – 658 с.
13. Физика нефтяного и газовогопласта. Методические указания для практических занятий студентов бакалавриата направления 21.03.01. -

- СПб: Национальный минерально-сырьевой университет «Горный». 2016. – 44 с.
14. Желтов Ю.П., Стрижов И.Н., Золотухин А.Б., Зайцев В.М. Сборник задач по разработке нефтяных месторождений: Учебное пособие для ВУЗов.
 15. Желтов Ю. П. Разработка нефтяных месторождений. Учебник для ВУЗов.
 16. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85* (с Изменением N 1);
 17. СП 86.13330.2014 Магистральные трубопроводы (пересмотр актуализированного СНиП III-42-80* "Магистральные трубопроводы" (СП 86.13330.2012)) (с Изменениями N 1, 2)
 18. ГОСТ 31447-2012 Трубы стальные сварные для магистральных газопроводов, нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Технические условия (с Поправкой);
 19. Бородавкин П.П., Березин В.Л. Сооружение магистральных трубопроводов М.: Недра, 1977. — 407 с.
 20. Ганджумян Р.А., Калинин А.Г., Сердюк Н.И. Расчеты в бурении
 21. Исаев В.И., Марков О.А. Управление скважиной. Предупреждение и ликвидация газонефтеводопроявлений: учеб. пособие [Текст] . М.: Фазис, 2006. - 134 с.
 22. Алиев З.С., Мараков Д.А. Разработка месторождений природных газов. Учебное пособие для вузов. – М.: МАКС Пресс. 2011. – 340 с.
 23. Алиев З.С., Л.В. Самуйлова, Мараков Д.А. Газогидродинамические исследования газовых пластов и скважин. Учебное пособие для вузов. – М.: МАКС Пресс. 2011. – 220 с.
 24. Тер-Саркисов Р.М. Разработка месторождений природных газов. - М.: Недра. 1999. – 658 с.