

«УТВЕРЖДАЮ»

Проректор по научной и международной работе

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

 А.Ф. Максименко

«28» февраля 2023

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ

для подготовки по профилю «Нефтегазовое дело»

Студенческой олимпиады «Газпром»

ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНЫЙ ЭТАП

Москва

2023

ВВЕДЕНИЕ

Заключительный этап Студенческой олимпиады «Газпром» по профилю «Нефтегазовое дело» (далее Олимпиады) проводится в очном формате в виде отдельных мероприятий **по каждому из трех треков:**

1. Бурение нефтяных и газовых скважин.
2. Разработка нефтяных и газовых месторождений.
3. Транспорт и хранение нефти, газа и продуктов переработки.

Для подготовки к заключительному этапу Олимпиады ниже приведены примеры решения олимпиадных задач по указанным трекам.

Трек 1. БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Для решения задач Олимпиады по треку «Бурение нефтяных и газовых скважин» Участнику рекомендуется вспомнить основные разделы дисциплин «Гидравлика», «Технология бурения», «Буровые растворы», «Буровое оборудование», «Проектирование скважин», «Осложнения и аварии в бурении». Задачи, предложенные для решения, включают основные понятия перечисленных дисциплин.

Задача 1.

Обсадная колонна:

- диаметр 244,5 мм;
- толщина стенки 11 мм,
- глубина спуска 1500 м.

Скважина (открытый ствол):

- диаметр 215,9 мм;
- глубина 2000 метров (от устья).

Бурильная колонна состоит из СБТ с

- наружным диаметром 127 мм;

- внутренним диаметром 108,6 мм

и УБТ

- длиной 150 метров;
- наружным диаметром 203 мм;
- внутренним диаметром 76 мм.

Подача насоса за каждый двойной ход составляет 15,9 л/ход. Сколько времени необходимо для того, чтобы заполнить раствором глушения интервал скважины в зоне открытого ствола, если насос будет работать со скоростью 45 ход/мин?

Решение:

1. Рассчитаем объем открытого ствола. Он состоит из двух интервалов: открытый ствол в зоне УБТ и открытый ствол в зоне СБТ.

Объем открытого ствола за УБТ:

$$V_{\text{кп УБТ}} = 0,785 \cdot (0,2159^2 - 0,203^2) \cdot 150 = 0,6363 \text{ м}^3.$$

Объем открытого ствола за СБТ:

$$V_{\text{кп СБТ}} = 0,785 \cdot (0,2159^2 - 0,127^2) \cdot (2000 - 1500 - 150) = 8,3754 \text{ м}^3.$$

Суммарный объем открытого ствола:

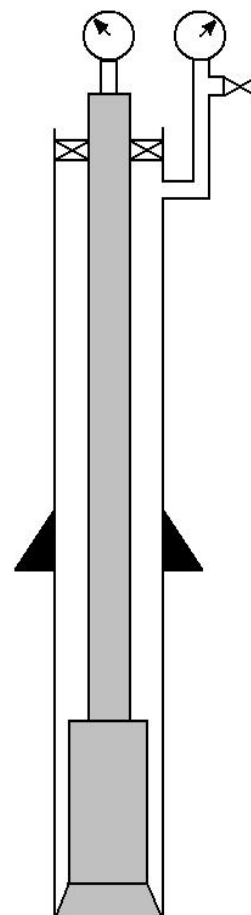
$$V_{\text{кп ос}} = 8,3754 \text{ м}^3 + 0,6363 \text{ м}^3 = 9 \text{ м}^3.$$

2. Число ходов насоса:

$$N = \frac{9 \text{ м}^3 \cdot 1000}{15,9} = 567 \text{ ходов.}$$

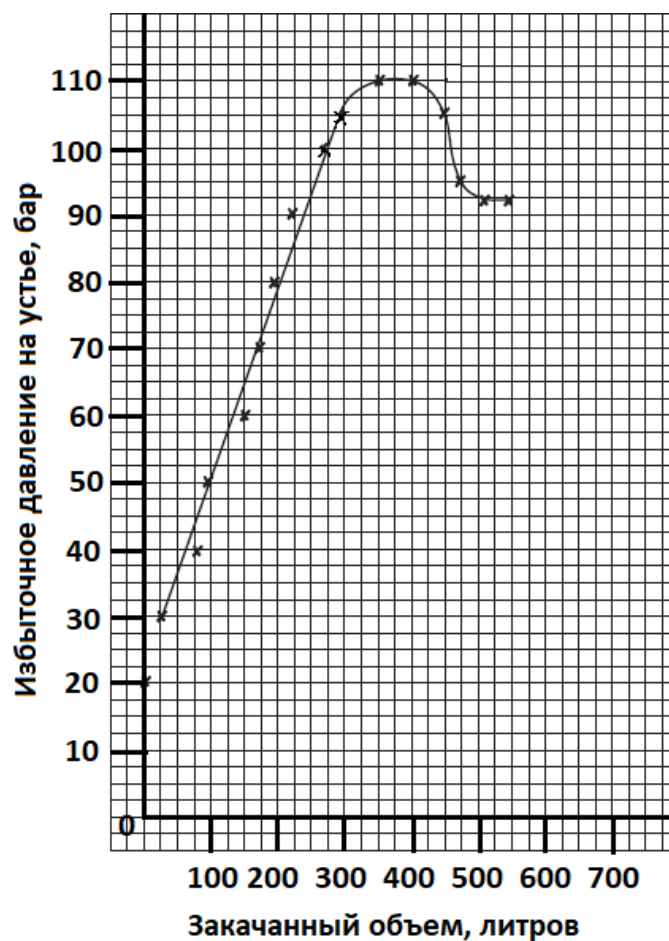
3. Время для совершения данного числа ходов: $T = \frac{567}{45} = 12,6$ минут.

Ответ: Для заполнения раствором глушения интервала скважины в зоне открытого ствола потребуется 12,6 минут.



Задача 2.

На рисунке приведен график результатов испытания на приемистость. При испытании на приемистость проводится закачка раствора в закрытую скважину небольшими порциями и регистрируется изменение давления на устье. Известно, что плотность бурового раствора при испытании составляла 1,35 кг/л. Каким будет максимально допустимое давление на устье, если при бурении буровой раствор был утяжелен до плотности 1,42 кг/л? Глубина башмака обсадной колонны 2500 метров.



Решение:

1. Максимально допустимое давление определяется как давление, при превышении которого начинается поглощение бурового раствора в пласт. Начало поглощения определяется на графике отклонением от линейного тренда. Для расчета берется последняя точка на линейной части графика. Из графика видно, что максимально допустимое давление на устье при наличии в скважине бурового раствора плотностью 1,35 кг/л составляет 105 бар (10,5 МПа).

2. Определим максимально допустимую плотность бурового раствора:

$$\rho_{\text{макс}} = 1350 + \frac{10,5 \cdot 10^6}{2500 \cdot 9,81} = 1778 \text{ кг/м}^3.$$

3. При наличии в скважине бурового раствора плотностью 1,42 кг/л определим максимально допустимое устьевое давление на устье:

$$P_{\text{макс}} = (1778 - 1420) \cdot 2500 \cdot 9,81 \cdot 10^{-6} = 8,77995 \text{ МПа} \approx 8,7 \text{ МПа}.$$

Производится округление вниз, т.к. любое превышение давления вызывает поглощение бурового раствора в скважине.

Ответ: Максимально допустимое давление на устье 8,7 МПа.

Задача 3.

Скважина закрыта в результате газопроявления. Объем притока 2000 литров. Давление на устье в бурильных трубах – 20 бар, давление в кольцевом пространстве на устье – 30 бар. Плотность бурового раствора в скважине 1,32 кг/л. Определите скорость миграции газа в кольцевом пространстве, если давление на устье за 15 минут увеличилось на 7 бар. Ответ запишите в м/час.

Решение:

Скорость миграции, а, следовательно, и скорость роста давления – это скорость, с которой уменьшается высота столба раствора над газовой пачкой.

Если за 15 минут давление выросло на 7 бар, значит за 1 час оно вырастет на 28 бар. Т.е. давление столба раствора над газом будет на 28 бар меньше. Чтобы столб раствора над газом создавал давление на 28 бар меньше, его высота должна уменьшиться на $\frac{28}{1,32 \cdot 0,0981} = 216,3$ метров. Следовательно, именно такой путь пачка газа проходит за 1 час миграции.

Ответ: Скорость миграции газа в кольцевом пространстве составит 216,3 м/час.

Задача 4.

Перед подъемом бурильной колонны для предотвращения сифона в бурильную колонну была закачана пачка утяжеленного раствора плотностью 1,44 кг/л объемом 3950 литров. Плотность бурового раствора в скважине 1,26 кг/л. Определите объем бурового раствора, вытесненный в доливную емкость за счет выравнивания давлений в скважине. Внутренний удельный объем бурильных труб – 9,3 л/м.

Решение:

1. Высота столба утяжеленного раствора в бурильной колонне составляет:

$$\frac{3950}{9,3} = 424,7 \text{ м.}$$

2. Столб утяжелённого раствора данной высоты создает давление, равное:

$$424,7 \cdot 1,44 \cdot 0,0981 = 60 \text{ бар.}$$

3. Чтобы создать аналогичное давление, требуется

$$\frac{60}{1,26 \cdot 0,0981} = 485,4 \text{ метров обычного раствора.}$$

4. Разница в высотах столбов $485,4 - 424,7 = 60,7$ метров – это то, на сколько снизится уровень в бурильной колонне, а вытесненный раствор уйдет в доливную емкость.

5. Объем пустой бурильной колонны равен $60,7 \cdot 9,3 = 564,5$ литра.

Ответ: Объем вытесненного бурового раствора 564,5 л.

Задача 5.

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 составляет 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 21 л/м.

Высота столба пластового флюида равна:

$$H_{\text{пл.ф.}} = \frac{V_{\text{пл.ф.}}}{V_{\text{уд.УБТ}}} = \frac{4400 \text{ л}}{21 \text{ л/м}} = 190 \text{ м.}$$

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

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

Ответ: Плотность флюида, поступившего в скважину 0,42 кг/л.

Рекомендуемая литература

1. Ганджумян, Р.А. Расчеты в бурении: справочное пособие / Р.А. Ганджумян, А.Г. Калинин, Н.И. Сердюк. – М. : РГГУ, 2007. – 668 с.
2. Исаев, В.И. Управление скважиной. Предупреждение и ликвидация газонефтеводопроявлений: учеб. пособие / В.И. Исаев, О.А. Марков. – М. : Фазис, 2006. – 134 с.

Трек 2. БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Для решения задач Олимпиады по треку «Разработка нефтяных и газовых месторождений» Участнику рекомендуется вспомнить основные разделы дисциплин «Разработка газовых и газоконденсатных месторождений», «Разработка нефтяных месторождений», «Скважинная добыча нефти и газа» и «Подземная гидрогазодинамика». Задачи, предложенные для решения, включают основные понятия перечисленных дисциплин.

Задача 1.

Найти пластовое давление по давлению на устье скважины, если скважина имеет следующую характеристику: статическое давление на устье закрытой скважины составляет 7,5 МПа, глубина скважины 1300 м, температура газа в пласте равна 35 °С, температура на устье закрытой скважины 30 °С, относительная плотность газ по воздуху составляет 0,7.

Указание: для нахождения коэффициента сверхсжимаемости пользоваться аппроксимацией Платонова-Гуревича ($z=(0,4 \cdot \lg T_{пр} + 0,73)^{P_{пр}} + 0,1 \cdot P_{пр}$); округлять получаемые значения до сотых.

Решение:

1. Зная относительную плотность смеси, находим псевдокритические значения давления и температуры смеси

$$P_{кр.см} = 0,1 \cdot \left(55,3 - 10,4 \cdot \rho_{отн.см}^{\frac{1}{2}} \right) = 4,66 \text{ МПа};$$

$$T_{кр.см} = 12 + 238 \cdot \rho_{отн.см}^{\frac{1}{2}} = 211,13 \text{ К}.$$

2. Находим среднюю температуру газа в стволе скважины

$$T_{ср} = \frac{T_y + T_{пл}}{2} = 305,5 \text{ К}.$$

3. Находим приведенную температуру в скважине $T_{пр} = \frac{T_{ср}}{T_{кр.см}} = 1,45$.

4. Находим приведенное давление на устье скважины $P_{пр}^{\lambda} = \frac{P_y}{P_{кр.см}} = 1,61$.

5. Находим примерный коэффициент сверхсжимемости в скважине

$$z_{cp}^{\backslash} = (0,4 \cdot \lg T_{пр} + 0,73)^{P_{пр}} + 0,1 \cdot P_{пр} = 0,85.$$

6. Находим примерное значение пластового давления

$$P_{пл} = P_y \cdot e^S, \quad S = 0,03415 \cdot \frac{\rho_{отн.см} \cdot L}{T_{cp} \cdot z_{cp}^{\backslash}}.$$

$$P_{пл}^{\backslash} = 8,45 \text{ МПа}$$

7. Находим среднее давление газа в стволе скважины

$$P_{cp}^{\backslash\backslash} = \frac{P_y + P_{пл1}}{2} = 7,98 \text{ МПа}.$$

8. Находим приведенное давление газа в скважине $P_{пр}^{\backslash\backslash} = \frac{P_{cp}^{\backslash\backslash}}{P_{кр.см}} = 1,71.$

9. Находим уточненный коэффициент сверхсжимемости газа в скважине $z_{cp}^{\backslash\backslash} = 0,85.$

10. Находим уточненное пластовое давление $P_{пл}^{\backslash\backslash} = 8,45 \text{ МПа}.$

Ответ: Пластовое давление составляет 8,45 МПа.

Задача 2.

Для газовой залежи относительно простого геологического строения (режим залежи газовый) определить коэффициент газоотдачи, если известно, что начальное пластовое давление составляет 20 МПа, давление в залежи к концу разработки составит 1,5 МПа, пластовая температура 37°C, состав газа и значения критических параметров представлены в таблице 1.

Таблица 1

Состав пластового газа

Компонент	Объемная доля	$P_{кр}$, МПа	$T_{кр}$, К
CH_4	0,92	4,6	190,6
C_2H_6	0,015	4,8	305,4
C_3H_8	0,01	4,3	369,8
n C_4H_{10}	0,015	3,8	425,2
i C_4H_{10}	0,007	3,7	408,1
n C_5H_{12}	0,033	3,4	469,7

Решение:

1. Находим псевдокритическое давление смеси

$$P_{кр.см} = \sum(P_{кри} \cdot y_i) = 4,5 \text{ МПа.}$$

2. Находим псевдокритическую температуру смеси

$$T_{кр.см} = \sum(T_{кри} \cdot y_i) = 208,4 \text{ К.}$$

3. Приведенная температура $T_{пр} = \frac{T_3}{T_{кр.см}} = 1,5$.

4. Приведенное давление в начале разработки $P_{прн} = \frac{P_{нач.з}}{P_{кр.см}} = 4,4$.

5. Приведенное давление в конце разработки $P_{прк} = \frac{P_{конеч.з}}{P_{кр.см}} = 0,3$.

6. Коэффициент сверхсжимаемости газа в начале разработки

$$Z_{нач} = (0,4 \cdot \lg T_{пр} + 0,73)^{P_{прн}} + 0,1 \cdot P_{прн} = 0,81.$$

7. Коэффициент сверхсжимаемости газа в конце разработки

$$Z_{конеч} = (0,4 \cdot \lg T_{пр} + 0,73)^{P_{прк}} + 0,1 \cdot P_{прк} = 0,96.$$

8. Определяем коэффициент газоотдачи:

$$\eta_{кон.газ} = \frac{Q_{извлек}}{Q_{геолог}} = \frac{Q_{геолог} - Q_{остат}}{Q_{геолог}} = 1 - \frac{Q_{остат}}{Q_{геолог}} = 1 - \frac{P_{конеч.з} \cdot Z_{нач}}{Z_{конеч} \cdot P_{нач.з}} = 0,94.$$

Ответ: Коэффициент газоотдачи составляет 0,94.

Задача 3.

Для глушения скважины необходимо приготовить 30 м³ жидкости глушения плотностью 1120 кг/м³. Определить, сколько потребуется пресной воды (плотность 1000 кг/м³) и рассола (плотность 1300 кг/м³).

Решение:

1. Для плотности жидкости глушения действует правило аддитивности, поэтому долю воды в растворе жидкости глушения заданной плотности можно определить:

$$\beta = \frac{\rho_p - \rho_{гл}}{\rho_p - \rho_v} = \frac{1300 - 1120}{1300 - 1000} = 0,6.$$

2. Определяем объем воды и рассола в общем объеме жидкости глушения:

$$V_{\text{в}} = \beta \cdot V_{\text{гл}} = 0,6 \cdot 30 = 18 \text{ м}^3;$$

$$V_{\text{р}} = (1 - \beta) \cdot V_{\text{гл}} = (1 - 0,6) \cdot 30 = 12 \text{ м}^3.$$

Ответ: Необходимый объем воды 18 м³, необходим объем рассола 12 м³

Задача 4.

Определить время, за которое частица нефти пройдет расстояние от точки пласта на расстоянии 100 м от скважины (радиус 10 см) при установившейся фильтрации. Проницаемость пласта 1 мкм², вязкость нефти 5 мПа·с, депрессия на пласт 1 МПа, толщина пласта 10 м, коэффициент пористости 15%, радиус контура питания 300 м.

Решение:

1.Рассчитываем дебит нефтяной скважины:

$$Q = \frac{2\pi kh}{\mu} \frac{\Delta P}{\ln \frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{с}}}} = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 10^{-12} \cdot 10}{5 \cdot 10^{-3}} \frac{10^6}{\ln \frac{300}{0,1}} = 1,57 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}.$$

2. Частица жидкости подойдет к скважине в тот момент, когда вся жидкость в радиусе 100 метров от скважины будет выкачена, найдем объем этой жидкости:

$$V = \pi r^2 h m = 3,14 \cdot 100^2 \cdot 10 \cdot 0,15 = 47100 \text{ м}^3.$$

3. Находим время подхода частицы к стенке скважины:

$$t = \frac{V}{Q} = \frac{47100}{1,57 \cdot 10^{-3}} = 3 \cdot 10^7 \text{ с} = 347 \text{ суток}.$$

Ответ: Время похода частицы нефти к стенке скважины составляет 347 суток.

Задача 5.

На эксплуатационной совершенной по степени вскрытия вертикальной скважине №1 с диаметром НКТ равным – 100,3 мм и глубиной ее спуска до середины интервала перфорации – 1400 м было проведено газогидродинамическое исследование. Замеры параметров проводились на устье

скважины. В результате на одном из режимов исследования было замерено устьевое давление равное 15,3 МПа. Перед проведением исследования было измерено статическое давление на устье скважины, которое оказалось равным 17,5 МПа. При расчетах среднюю температуру по стволу остановленной скважины принять равной – 290 К, по стволу работающей – 295 К, а средние коэффициенты сверхсжимаемости в остановленной скважине – 0,81, в работающей – 0,85. В результате обработки проведенного исследования были получены коэффициенты фильтрационного сопротивления $a = 4,55 \cdot 10^{-3}$ МПа²·сут/тыс. м³ и $b = 5,768 \cdot 10^{-4}$ (МПа·сут/тыс. м³)². Относительная плотность флюида – 0,6, коэффициент гидравлического сопротивления фонтанных труб принять равным 0,01745. При передаче информации о результатах исследования были потеряны значения дебита скважины на упомянутом режиме и пластового давления. Исходя из имеющихся данных восстановите значения утерянных параметров, с округлением их до третьего знака.

Решение:

1. Для определения пластового давления в остановленной скважине, используют барометрическую формулу:

$$P_z = P_{пл} = P_{ст.у} \cdot e^{S_1}, \quad (1)$$

где $P_{ст.у}$ – статическое давление на устье остановленной скважины, МПа; S_1 – безразмерный параметр, определяемый по формуле:

$$S_1 = \frac{0,03415 \cdot \bar{\rho} \cdot H_{скв}}{Z_{ср.1} T_{ср.1}}, \quad (2)$$

где $\bar{\rho}$ – относительная плотность газа; $H_{скв}$ – глубина скважины, равная середине интервала перфорации, м; $Z_{ср.1}$ – коэффициент сверхсжимаемости, определяемый по средним значениям давления и температуры в стволе остановленной скважины; $T_{ср.1}$ – средняя температура в стволе остановленной скважины, К.

Таким образом, если подставить известные значения в уравнение (2), получим значение безразмерного коэффициента

$$S_1 = 0,03415 \cdot 0,6 \cdot 1400 / (0,81 \cdot 290) = 0,122.$$

Подставляя полученное значение S_1 в формулу (1) определим значение пластового давления $P_{пл}=17,5 \cdot e^{0,122}=19,77307 \approx 19,771$ МПа.

2. Для определения дебита скважины на режиме исследования необходимо использовать формулу притока газа к совершенной вертикальной скважине:

$$P_{пл}^2 - P_{з.и}^2 = aQ_{скв} + bQ_{скв}^2, \quad (3)$$

где a, b – коэффициенты фильтрационного сопротивления, полученные при обработке результатов исследования скважины; $P_{з.и}$ – забойное давление на режиме исследования, МПа; $Q_{скв}$ – дебит скважины, тыс.м³/сут.

Для того, чтобы определить дебит скважины, нужно сначала определить забойное давление в работающей скважине на режиме исследования по формуле Адамова:

$$P_{з.и}^2 = P_y^2 \cdot e^{2S_2} + \theta Q_{скв}^2, \quad (4)$$

где P_y – давление на устье работающей на режиме скважины, МПа; θ – параметр, определяемый по формуле:

$$\theta = \frac{0,01413 \cdot 10^{-10} \cdot \lambda \cdot Z_{ср.2}^2 \cdot T_{ср.2}^2 \cdot (e^{2S_2} - 1)}{d_{ф.т}^5}, \quad (5)$$

где λ – коэффициент гидравлического сопротивления труб, по которым движется газ; $Z_{ср.2}$ – коэффициент сверхсжимаемости, определяемый по средним значениям давления и температуры в стволе работающей на режиме скважины; $T_{ср.2}$ – средняя температура в стволе работающей на режиме скважины, К; S_2 – безразмерный параметр, определяемый аналогично уравнению (2); $d_{ф.т}$ – диаметр фонтанных труб, м.

Если подставить уравнение (4) в уравнение (3), то получим следующее выражение:

$$P_{пл}^2 - P_y^2 \cdot e^{2S_2} = aQ_{скв} + (b + \theta)Q_{скв}^2. \quad (6)$$

Если решать уравнение (6) относительно дебита скважины, то получится следующее выражение для определения производительности скважины:

$$Q_{\text{скв}} = \frac{-a + \sqrt{a^2 + 4 \cdot (b + \theta) (P_{\text{пл}}^2 - P_y^2 \cdot e^{2S_2})}}{2 \cdot (b + \theta)} \quad (7)$$

Сначала определим безразмерный параметр S_2 для работающей скважины, который будет равен $S_2 = 0,03415 \cdot 0,6 \cdot 1400 / (0,85 \cdot 295) = 0,114$.

Затем по формуле (5) рассчитаем параметр

$$\theta = 0,01413 \cdot 10^{-10} \cdot 0,01745 \cdot 0,85^2 \cdot 295^2 \cdot (e^{(2 \cdot 0,114)} - 1) / 0,1003^5 \approx 3,911 \cdot 10^{-5}.$$

Подставляя полученные значения S_2 и θ в формулу (7) получим искомый дебит скважины

$$Q_{\text{скв}} = \frac{-0,00455 + \sqrt{0,00455^2 + 4 \cdot (0,000577 + 3,911 \cdot 10^{-5}) \cdot (19,77^2 - 15,3^2 \cdot e^{(2 \cdot 0,114)})}}{2 \cdot (0,000577 + 3,911 \cdot 10^{-5})} = 392,797$$

тыс. м³/сут

Ответ: утерянное значение пластового давления составляет 19,771 МПа, дебита – 392,797 тыс. м³/сут.

Задача 6.

Вертикальная скважина радиусом 5 см вскрывает пласт мощностью 4 м и проницаемостью 250 мД. Давление на контуре питания составляет 75 атм, в скважине – 50 атм. Околоскважинная зона пласта радиусом 1 м имеет проницаемость 100 мД из-за попадания фильтрата бурового раствора. Рассчитайте величину скин-фактора, создаваемого околоскважинной зоной. Вязкость нефти составляет 5 мПа*с. Расстояние до контура питания – 250 м.



Решение:

Данная задача подразумевает работу с формулой Дарси.

Дебит в обеих зонах пласта одинаков, поэтому выражение дебита из уравнения Дарси для этих зон можно приравнять:

$$Q_{\text{и}} = \frac{2\pi k_0 h (P_{\text{к}} - P_{\text{озп}})}{\mu \cdot \ln\left(\frac{R_{\text{к}}}{R_{\text{озп}}}\right)} = \frac{2\pi k_{\text{озп}} h (P_{\text{озп}} - P_{\text{скв}})}{\mu \cdot \ln\left(\frac{R_{\text{озп}}}{R_{\text{скв}}}\right)};$$

$$\frac{k_0 (P_{\text{к}} - P_{\text{озп}})}{\ln\left(\frac{R_{\text{к}}}{R_{\text{озп}}}\right)} = \frac{k_{\text{озп}} (P_{\text{озп}} - P_{\text{скв}})}{\ln\left(\frac{R_{\text{озп}}}{R_{\text{скв}}}\right)};$$

$$\frac{k_0 P_{\text{к}}}{\ln\left(\frac{R_{\text{к}}}{R_{\text{озп}}}\right)} - \frac{k_0 P_{\text{озп}}}{\ln\left(\frac{R_{\text{к}}}{R_{\text{озп}}}\right)} = \frac{k_{\text{озп}} P_{\text{озп}}}{\ln\left(\frac{R_{\text{озп}}}{R_{\text{скв}}}\right)} - \frac{k_{\text{озп}} P_{\text{скв}}}{\ln\left(\frac{R_{\text{озп}}}{R_{\text{скв}}}\right)};$$

$$P_{\text{озп}} \left[\frac{k_{\text{озп}}}{\ln\left(\frac{R_{\text{озп}}}{R_{\text{скв}}}\right)} + \frac{k_0}{\ln\left(\frac{R_{\text{к}}}{R_{\text{озп}}}\right)} \right] = \frac{k_0 P_{\text{к}}}{\ln\left(\frac{R_{\text{к}}}{R_{\text{озп}}}\right)} + \frac{k_{\text{озп}} P_{\text{скв}}}{\ln\left(\frac{R_{\text{озп}}}{R_{\text{скв}}}\right)}.$$

Отсюда найдём значение пластового давления на краю околоскважинной зоны пласта:

$$P_{\text{озп}} = \frac{\frac{250 \cdot 75}{\ln\left(\frac{250}{1}\right)} + \frac{100 \cdot 50}{\ln\left(\frac{1}{0,05}\right)}}{\frac{100}{\ln\left(\frac{1}{0,05}\right)} + \frac{250}{\ln\left(\frac{250}{1}\right)}} = 64,4 \text{ атм.}$$

Рассчитаем дебит идеальной скважины без учёта свойств околоскважинной зоны пласта (не забываем про размерности):

$$Q_{\text{и}} = \frac{2\pi k_0 h (P_{\text{к}} - P_{\text{скв}})}{\mu \cdot \ln\left(\frac{R_{\text{к}}}{R_{\text{скв}}}\right)} = \frac{2\pi \cdot 250 \cdot 10^{-15} \cdot 4 (75 - 50) \cdot 10^5}{5 \cdot 10^{-3} \cdot \ln\left(\frac{250}{0,05}\right)} \cdot 60 \cdot 60 \cdot 24 = 31,87 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Рассчитаем дебит реальной скважины с учётом свойств околоскважинной зоны пласта:

$$Q_{\text{р}} = \frac{2\pi k_{\text{озп}} h (P_{\text{озп}} - P_{\text{скв}})}{\mu \cdot \ln\left(\frac{R_{\text{озп}}}{R_{\text{скв}}}\right)} = \frac{2\pi \cdot 100 \cdot 10^{-15} \cdot 4 (64,4 - 50) \cdot 10^5}{5 \cdot 10^{-3} \cdot \ln\left(\frac{1}{0,05}\right)} \cdot 60 \cdot 60 \cdot 24 = 20,86 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Найдём величину скин-фактора:

$$S = \left(\frac{Q_{\text{и}}}{Q_{\text{р}}} - 1 \right) \ln\left(\frac{R_{\text{к}}}{R_{\text{скв}}}\right) = \left(\frac{31,87}{20,86} - 1 \right) \ln\left(\frac{250}{0,05}\right) = 4,49 \text{ (безразм.)}$$

Ответ: величина скин-фактора составляет 4,49.

Рекомендуемая литература

1. Алиев, З.С. Разработка месторождений природных газов: учебное пособие для вузов / З.С. Алиев, Д.А. Мараков. – М. : МАКС Пресс, 2011. – 340 с.
2. Алиев, З.С. Газогидродинамические исследования газовых пластов и скважин : учебное пособие / З.С. Алиев, Л.В. Самуйлова, Д.А. Мараков. – М. : МАКС Пресс, 2011. – 220 с
3. Вяхирев, Р.И. Теория и опыт разработки месторождений природных газов / Р.И. Вяхирев. – М. : Недра, 1999. – 411 с.
4. Дмитриев, Н.М. Гидравлика и нефтегазовая гидромеханика / Н.М. Дмитриев, В.В. Кадет. – М. : ИЦ РГУ нефти и газа, 2016. – 347 с.
5. Желтов, Ю.П. Сборник задач по разработке нефтяных месторождений: учебное пособие / Ю.П. Желтов, И.Н. Стрижов, А.Б. Золотухин, В.М. Зайцев. – М. : Недра, 1985. – 296 с.
6. Желтов, Ю.П. Разработка нефтяных месторождений: Учеб. для вузов / Ю.П. Желтов. – М. : ОАО «Издательство «Недра», 1998. – 365 с.
7. Михайлов, Н.Н. Физика нефтяного и газового пласта: учебное пособие / Н.Н. Михайлов. – М. : МАКС Пресс, 2008. – 446 с.
8. Мищенко, И.Т. Скважинная добыча нефти: учебник для вузов / И.Т. Мищенко. – М. : ИЦ РГУ нефти и газа, 2015. – 448 с.
9. Тер-Саркисов, Р.М. Разработка месторождений природных газов / Р.М. Тер-Саркисов. – М. : Недра. 1999. – 658 с.
10. Физика нефтяного и газового пласта: Методические указания для практических занятий студентов бакалавриата направления 21.03.01. – СПб. : Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», 2016. – 44 с.

Трек 3. ТРАНСПОРТ И ХРАНЕНИЕ, НЕФТИ, ГАЗА И ПРОДУКТОВ ПЕРЕРАБОТКИ

Для решения задач Олимпиады по треку «Транспорт и хранение, нефти, газа и продуктов переработки» Участнику рекомендуется вспомнить основные разделы дисциплин «Трубопроводный транспорт нефти и газа», «Диагностика объектов транспорта нефти и газа», «Гидравлика», «Сооружение и ремонт газонефтепроводов и газонефтехранилищ», «Надежность газонефтепроводов и хранилищ». Задачи, предложенные для решения, включают основные понятия перечисленных дисциплин.

Задача 1.

Проведены измерения плотности нефти ареометром, градуированным при температуре 20°C. Температура нефти: 26,5°C, показание ареометра 831,6 кг/м³. Найти плотность нефти в градусах API. Справочные данные представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Коэффициент объемного расширения нефти в зависимости от плотности нефти и нефтепродуктов

Плотность при 20°C, кг/м ³	Коэффициент ξ , 1/°C
720-739,9	0,001183
740-759,9	0,001118
760-779,9	0,001054
780-799,9	0,000995
800-819,9	0,000937
820-839,9	0,000882
840-859,9	0,000831
860-879,9	0,000782
880-899,9	0,000734
900-919,9	0,000688
920-939,9	0,000645

Решение:

Для расчета плотности в зависимости от температуры используется формула

$$\rho(t) = \rho_{20} [1 + \xi(20 - t)], \quad (1.1)$$

где ξ - коэффициент теплового объемного расширения, 1/град; t – температура, при которой требуется узнать плотность, °C; ρ_{20} - плотность жидкости при стандартных условиях ($t=20^\circ\text{C}$, $p_0=0,1013$ МПа).

Согласно (1.1) имеем уравнение $831,6 = \rho_{20} [1 + \xi(20 - 20,6)]$.

Коэффициент ξ полагаем сначала соответствующим $\xi=0,000882$.

Тогда

$$\rho_{20} = \frac{831,6}{1 + 0,000882 \cdot (20 - 26,5)} = 836,4 \text{ кг} / \text{м}^3.$$

Поскольку найденное значение ρ_{20} плотности принадлежит тому же интервалу, для которого принято значение коэффициента ξ , то полученный результат в дальнейшем уточнении не нуждается.

Используя формулу (1.1), получаем

$$\rho_{15,56} = 836,4 [1 + 0,000882 \cdot (20 - 15,56)] = 839,7 \text{ кг} / \text{м}^3.$$

Полученное значение плотности при температуре $15,56^\circ\text{C}$ (или 60°F) подставим в формулу

$$API = \left(\frac{141,5}{\rho_{60/60}} \right) - 131,5; \quad (1.2)$$

$$API = \left(\frac{141,5}{\frac{839,7}{999,01}} \right) - 131,5 = 36,95.$$

Ответ: $36,95^\circ\text{API}$.

Задача 2

Рассчитать допустимое смещение кромок кольцевых стыковых сварных соединений с подваркой корня шва для следующих условий: диаметр трубопровода 1420 мм, толщина стенки 13,9 мм, марка стали 17Г1С-У, категория III, давление 5,4 МПа, угол скоса кромок 35°, ширина сварного шва 3 мм.

Решение:

Для кольцевых стыковых сварных соединений газопроводов с подваркой корня шва, удовлетворяющих всем нормам оценки качества кроме смещения кромок, оценку допустимого смещения кромок Δ следует выполнять по формулам:

$$\Delta = \min(\Delta_1, \Delta_2, \Delta_3), \quad (2.1)$$

$$\Delta_1 = \left(\frac{m}{0,9 \cdot k_H} \sigma_{0,2} - \sigma_{\text{пр}} \right) \cdot \frac{S}{3 \cdot \sigma_{\text{пр}}}, \quad (2.2)$$

$$\Delta_2 = \left(\frac{m}{0,9 \cdot k_H} \sigma_{0,2} - \frac{p \cdot R}{S} \right) \cdot \frac{S}{3 \cdot v \cdot \sigma_{\text{пр}}}, \quad (2.3)$$

$$\Delta_3 = 0,25 \cdot S, \quad (2.4)$$

где $\sigma_{\text{пр}}$ – продольное напряжение в трубопроводе, МПа:

$$\sigma_{\text{пр}} = \frac{v \cdot p \cdot R}{S} + 72, \quad (2.5)$$

m – коэффициент условий работы трубопровода по СП 36.13330.2012;

k_H – коэффициент надежности по назначению трубопровода по СП 36.13330.2012;

$\sigma_{0,2}$ – предел текучести основного металла трубы, исходя из ТУ;

p – максимальное проектное или фактическое давление газа, МПа;

R – радиус трубопровода, мм:

$$R = (DH - S)/2 \quad (2.6)$$

S – толщина стенки трубы, мм,

V – коэффициент Пуассона, $v = 0,3$.

Тогда

$$R = (1420 - 13,9)/2 = 703,05 \text{ мм},$$

$$\sigma_{\text{пр}} = \frac{0,3 \cdot 5,4 \cdot 703,05}{13,9} + 72 = 153,94 \text{ МПа},$$

$$\Delta_1 = \left(\frac{0,9}{0,9 \cdot 1,05} \cdot 410 - 153,94 \right) \cdot \frac{13,9}{3 \cdot 153,94} = 7,12 \text{ мм},$$

$$\Delta_2 = \left(\frac{0,9}{0,9 \cdot 1,05} \cdot 410 - \frac{5,4 \cdot 703,05}{13,9} \right) \cdot \frac{13,9}{3 \cdot 0,3 \cdot 153,94} = 11,77 \text{ мм},$$

$$\Delta_3 = 0,25 \cdot 13,9 = 3,475 \text{ мм}.$$

Таким образом, принимаем $\Delta = 3,475 \text{ мм}$.

Ответ: 3,475 мм.

Задача 3.

Манометр, присоединенный к закрытому резервуару с нефтью, показывает избыточное давление $P_{\text{ман}} = 20 \text{ кПа}$.

Определить абсолютное давление воздуха на поверхности жидкости P_0 , положение пьезометрической плоскости $h_{\text{п}}$, если уровень нефти в резервуаре $H = 6 \text{ м}$, а расстояние от точки подключения до центра манометра $Z = 1 \text{ м}$.

Решение:

Абсолютное давление на дне резервуара (точка B):

$$P_B = P_{\text{атм}} + P_{\text{ман}} + \rho g z. \quad (3.1)$$

С другой стороны, давление на дне резервуара (точка B):

$$P_B = P_0 + \rho g H, \quad (3.2)$$

где P_0 — абсолютное давление на поверхности жидкости, Па.

Приравниваем левые части выражений:

$$P_{\text{атм}} + P_{\text{ман}} + \rho g z = P_0 + \rho g H;$$

$$P_0 = P_{\text{атм}} + P_{\text{ман}} + \rho g z - \rho g H = P_{\text{атм}} + P_{\text{ман}} + \rho g (z - H).$$

$$P_0 = 10^5 + 20 \cdot 10^3 + 900 \cdot 9,81 \cdot (1 - 6) = 75,855 \cdot 10^3 \text{ Па} = 75,855 \text{ кПа}.$$

Абсолютное давление на поверхности жидкости

$$P_0 = P_{\text{атм}} + \rho g h_{\text{п}}, \quad (3.3)$$

Откуда

$$h_n = \frac{P_0 - P_{\text{атм}}}{\rho g} = \frac{75,855 \cdot 10^3 - 10^5}{900 \cdot 9,81} = -2,73 \text{ м.}$$

Ответ: $P_0 = 75,855 \text{ кПа}$; $h_n = -2,73 \text{ м.}$

Задача 4.

Определить параметры траншеи (рис. 4.1) для трубопровода диаметром 1020 мм при условии прокладки в виде прямолинейного подземного участка и в кожухе на переходе через железнодорожные пути.

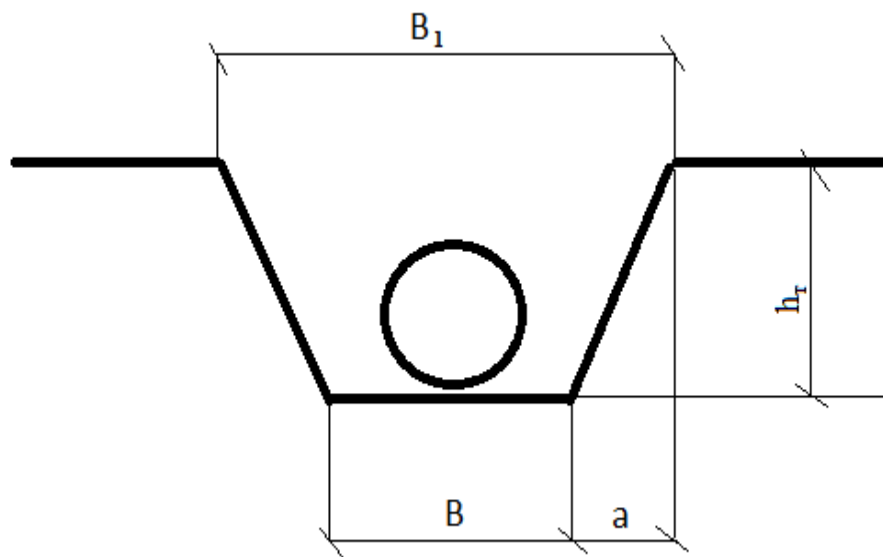


Рисунок 4.1 – Параметры траншеи

Решение:

Для трубопроводов диаметром 1020 мм ширину траншеи по низу следует назначить $1,5 D_y$ (рисунок 4.1).

Ширина траншеи по низу на участке с кожухом B , м

$$B = 1,5 D_y, \quad (4.1)$$

$$B = 1,5 \cdot 1,02 = 1,53 \text{ м.}$$

Глубина траншеи на участке с кожухом h_t , м

$$h_t = h_z + D_n, \quad (4.2)$$

где h_t – глубина траншеи, м; h_z – высота заглубления трубопровода до верха

трубы, м.

Для трубопроводов прокладываемых под железными дорогами высоту засыпки следует принимать $h_3 \geq 2$ м от подошвы рельса до верхней образующей защитного футляра, но $h_3 \geq 1,5$ м от дна кювета, лотка или дренажа, а при прокладке трубопровода методом продольного или горизонтального бурения $h_3 \geq 0,8$ м, для участка с кожухом $h_T = 3 + 1,02 = 4,02$ м, для прямолинейного участка $h_T = 0,8 + 1,02 = 2$ м.

Крутизну откосов траншей при глубине выемки 3,0 - 5,0 м принимаем $m = h_T : a = 1 : 0,75$.

Ширину траншеи поверху B_1 , м

$$B_1 = B + 2 \cdot h_T \cdot a, \quad 4.3)$$

где a – величина катета откоса, м.

Для участка с кожухом $B_1 = 1,53 + 2 \cdot 4,02 \cdot 0,75 = 7,5$ м,

Для прямолинейного участка $B_1 = 1,53 + 2 \cdot 2 \cdot 0,75 = 4,5$ м.

Ответ: для участка с кожухом $B_1 = 7,5$ м, для прямолинейного участка $B_1 = 4,5$ м.

Задача 5.

Поставщиком отгружены 3 магистральных насосных агрегата (МНА) НМ 1250×260. В ходе испытаний у первого агрегата зафиксировано 144 отказа, у второго – 160 отказов, у третьего – 157 отказов. Суммарная наработка на отказ для первого МНА составила 3250 часов, для второго – 3600 часов, для третьего – 2800 часов. Определить среднюю наработку на отказ и средний ресурс в случае одновременной работы трех МНА.

Решение:

Средняя наработка до отказа определяется по формуле

$$\hat{T}_{cp} = \frac{t_{сум}}{n(t_{сум})} = \frac{\sum_{i=1}^N t_i}{\sum_{i=1}^N m_i}, \quad (5.1)$$

где t_i – наработка между $i-1$ и i -м отказами, ч; m_i – суммарное число отказов за время t .

$$\hat{T}_{\text{ср}} = \frac{3250 + 3600 + 2800}{144 + 160 + 157} = 20,9 \text{ ч.}$$

Средний ресурс определяем по формуле

$$T_p = \frac{\sum_{i=1}^N T_{pi}}{N}, \quad (5.2)$$

где T_{pi} – ресурс i -го объекта; N – число объектов, поставленных на испытания или в эксплуатацию.

$$T_p = \frac{3250+3600+2800}{3} = 3216,7 \text{ ч.}$$

Ответ: средняя наработка до отказа равна 20,9 часам, средний ресурс составляет 3216,7 часов.

Рекомендуемая литература

1. Арустамова, Ц.Т. Гидравлика / Ц.Т. Арустамова, В.Г. Иванникова. – М. : Недра, 1995. – 198с.
2. Бирилло, И.Н. Оценка технического состояния и определение объема ремонтных работ участка магистрального газопровода : учебное пособие / И.Н. Бирилло, А.С. Кузьбожев, А.В. Сальников [и др.] . – Ухта : УГТУ, 2016. – 95 с.
3. Бородавкин, П.П. Подземные магистральные трубопроводы / П.П. Бородавкин. – М. : Энерджи Пресс, 2011. – 480 с.
4. Бородавкин, П.П. Сооружение магистральных трубопроводов / П.П. Бородавкин, В.Л. Березин. – М. : Недра, 1977. – 407 с.
5. Быков, И.Ю. Диагностика трубных изделий : Учебное пособие / А.С. Кузьбожев [и др.] ; Под общей редакцией И.Ю. Быкова. – М. : ЦентрЛитНефтеГаз, 2008. – 152 с.
6. Гумеров, А.Г. Диагностика и ремонт трубопроводов: методы, совершенствование, применение / А.Г. Гумеров, Р. Г. Султанов, Р. С. Зайнуллин, Р. Н. Файзулин. – М. : Недра, 2014. – 147 с.

7. Дмитриев, Н.М. Гидравлика и нефтегазовая гидромеханика / Н.М. Дмитриев, В.В. Кадет. – М. : ИЦ РГУ нефти и газа, 2016. – 347 с.
8. Дроздова, Ю.А. Гидравлический расчет сложных трубопроводов. Учебное пособие / Ю.А. Дроздова, М.Н. Кравченко, Е.Г. Разбегина. – М. : ИЦ РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2016. – 75с.
9. Зуйков, А.Л. Гидравлика: Учебник. В 2-х т / А.Л. Зуйков. – М. : МИСИ-МГСУ, 2018.
10. Селиванов, Д. Г. Оценка показателей надежности элементов системы транспорта нефти : Курс лекций / Д.Г. Селиванов. – Ухта : Изд-во Ухтинского государственного технического университета, 2016. – 116 с.
11. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85* (с Изменением М 1) [Электронный ресурс]. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200103173>
12. СП 86.13330.2014 Магистральные трубопроводы (пересмотр актуализированного СНиП III-42-80* "Магистральные трубопроводы" (СП 86.13330.2012)) (с Изменениями М 1, 2) [Электронный ресурс]. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200111111>