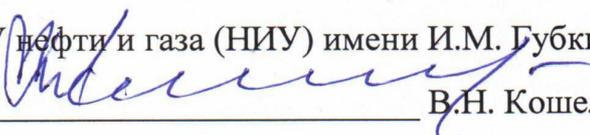


«УТВЕРЖДАЮ»

Проректор по учебной работе
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

В.Н. Кошелев

«09» февраля 2026 г.

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ

Для подготовки по профилю «Нефтегазовое дело»

Студенческой олимпиады «Газпром»

ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНЫЙ ЭТАП

Москва

2026

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

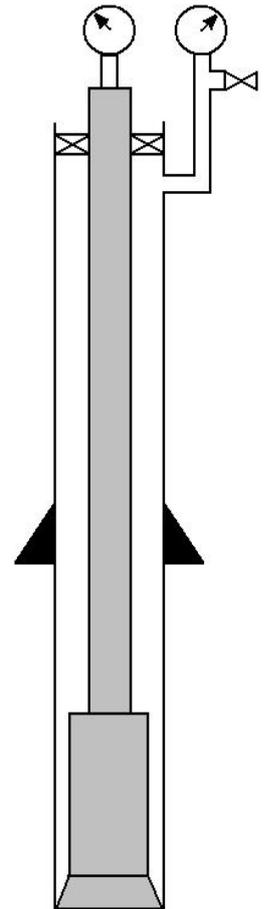
- наружным диаметром 127 мм;

- 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:

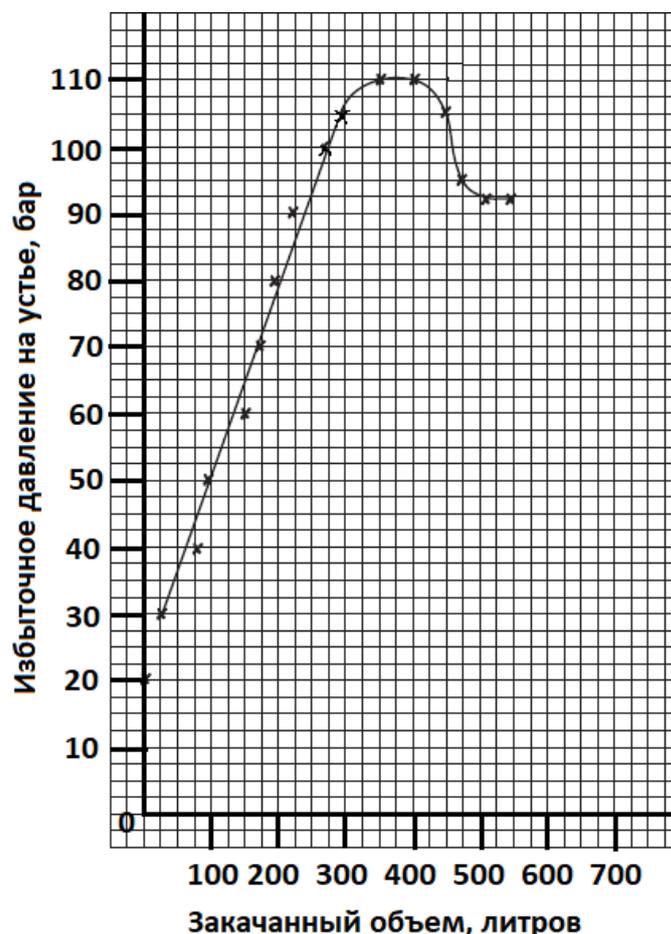
$$N = \frac{9 \text{ м}^3 \cdot 1000}{15,9} = 567 \text{ ходов.}$$

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.

Задача 6.

В скважине произошло ГНВП. У бурильщика не сохранились данные о давлении прокачки (потерях давления) при циркуляции на скорости глушения. Без этих данных вы не можете заполнить лист глушения. Бурильщик говорит, что вы можете и без этих данных вымыть приток из скважины, не допустив дополнительного притока и поглощений.

Данные о скважине:

- Давление в бурильной колонне на устье при закрытии скважины: 2,5 МПа
- Давление в кольцевом пространстве на устье при закрытии скв.: 3,2 МПа.

Вы вместе с бурильщиком начинаете циркуляцию бурового раствора через дроссель. Когда через 30 секунд после запуска насоса бурильщик вышел на скорость глушения 30 ходов насоса в минуту, давление в бурильной колонне стало 4,5 МПа, а давление в кольцевом пространстве 3,5 МПа. Бурильщик вам сообщает, что смог рассчитать давление прокачки (потери давления) и сообщает вам результат. Как проверить корректность слов бурильщика?

Решение:

При поддержании постоянного давления в кольцевом пространстве при запуске насоса начальное давление циркуляции равно сумме давления в бурильной колонне на устье при закрытии скважины и давления прокачки.

В нашем случае давление в кольцевом пространстве выросло во время запуска на 0,3 МПа.

Следовательно, начальное давление циркуляции равно $4,5 - 0,3 = 4,2$ МПа. Далее, $4,2 - 2,5 = 1,7$ МПа.

Это и есть давление прокачки на выбранной скорости работы насоса.

Задача 7.

Данные по скважине:

- Глубина: 3505 метров.
- Долото находится на глубине 3430 метров.
- Диаметр долота: 215,9 мм.
- Удельный объем открытого ствола 36,6 л/м.
- Башмак обсадной колонны 244 мм установлен на глубине 2000 метров.
- Удельный внутренний объем обсадной колонны 244 м 36,9 л/м.
- Удельный объем бурильных труб с закрытым концом (металл труб + внутренний объем) 13,1 л/м.
- Удельный объем УБТ с закрытым концом (металл УБТ + внутренний объем) 19,8 л/м.
- Длина УБТ 210 метров.
- Плотность бурового раствора 1450 кг/м³.

Скважина была закрыта после обнаружения проявления в результате свабирования. Управление скважиной будет осуществляться объемным методом. В качестве рабочей ступени выбрано значение давления 0,5 МПа. Нижняя граница пачки газа достигла высоты 500 метров от забоя. Какой объем раствора необходимо стравить из скважины, чтобы гидростатическое давление в скважине уменьшилось на 0,5 МПа?

Решение:

1. Определим где находится приток газа:

$$3505 - 3430 + 210 = 285 < 500$$

Значит приток находится в открытом стволе за бурильными трубами.

2. Удельный объем кольцевого пространства за бурильными трубами:

$$36,6 - 13,1 = 23,5 \text{ л/м.}$$

3. Нужно стравить объем раствора, который создает давление 0,5 МПа с учетом местонахождения газа. Высота столба раствора, создающего давление

$$0,5 \text{ МПа} = \frac{0,5 \cdot 10^6}{1450 \cdot 9,81} = 35,15 \text{ м.}$$

4. Объем раствора, который необходимо стравить:

$$35,15 \cdot 23,5 = 826 \text{ литров.}$$

Ответ: Из скважины необходимо стравить 826 л раствора.

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. РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

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», «Физика нефтяного и газового пласта». Задачи, предложенные для решения, включают основные понятия перечисленных дисциплин. Ниже приведены примеры решения олимпиадных задач по указанным дисциплинам.

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 $P_{np}^{\backslash} = \frac{P_y}{P_{кр.см}} = 1,61$.

5. Находим примерный коэффициент сверхсжимемости в скважине

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

6. Находим примерное значение пластового давления

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

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

7. Находим среднее давление газа в стволе скважины

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

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

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

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 ₂ H ₆	0,015	4,8	305,4
C ₃ H ₈	0,01	4,3	369,8
n C ₄ H ₁₀	0,015	3,8	425,2
i C ₄ H ₁₀	0,007	3,7	408,1
n C ₅ H 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:

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

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

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

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

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.Расчитываем дебит нефтяной скважины:

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

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

Задачи заключительного этапа Студенческой олимпиады «Газпром» по треку «Транспорт и хранение, нефти, газа и продуктов переработки» составлены в соответствии с содержанием рабочих программ 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. Ниже приведены примеры решения олимпиадных задач по указанным дисциплинам.

Задача 1.

Определить максимальную аккумулирующую способность последнего участка МГ диаметром $D=1400$ мм, работающего с производительностью $q=100$ млн. $m^3/год$, если максимальное давление $P_1 = 7,46$ МПа и минимальное давление в конце газопровода $P_{MIN} = 1,6$ МПа. Транспортируется газ с относительной плотностью $\Delta=0,58$ при средней температуре 280 К.

Плотность газа при стандартных условиях $\rho_{СТ} = 0,699$ кг/ m^3 .

Среднее давление газа в участке $P_{cp} = 5,16$ МПа.

Коэффициент сжимаемости газа при P_{cp} и T_{cp} $z = 0,877$.

Коэффициент гидравлического сопротивления $\lambda = 0,01$.

Максимальная длина конечного участка $l_{kmax} = 211$ км.

Примем длину конечного участка $l_K = l_{kmax} / 2 = 105,5$ км.

Решение:

Определяем максимальное давление в конце участка

$$P_{KMAX} = \sqrt{P_1^2 - \frac{q^2 \cdot \lambda \cdot z \cdot T \cdot l_K \cdot \Delta}{105,0872 \cdot d^5}},$$

где q – пропускная способность участка ($T = 293\text{K}$, $P = 0,1$ МПа), млн. $\text{м}^3/\text{сут.}$; P_1 , P_2 – давление в начале и в конце участка, МПа; D – эквивалентный диаметр труб, м; z – коэффициент сжимаемости газа при среднем значении давления и температуры в участке; T – средняя температура газа в участке, К; l_K – длина участка, км; λ – расчетное значение коэффициента гидравлического сопротивления.

$$P_{KMAX} = \sqrt{7,46^2 - \frac{100^2 \cdot 0,01 \cdot 0,877 \cdot 280 \cdot 105,5 \cdot 0,58}{105,087^2 \cdot 1,4^5}} = 5,38 \text{ МПа.}$$

Определяем минимальное давление в начале участка

$$P_{KMAX} = \sqrt{P_2^2 - \frac{q^2 \cdot \lambda \cdot z \cdot T \cdot l_K \cdot \Delta}{105,087^2 \cdot d^5}}$$

$$P_{1MIN} = \sqrt{1,6^2 - \frac{100^2 \cdot 0,01 \cdot 0,877 \cdot 280 \cdot 105,5 \cdot 0,58}{105,087^2 \cdot 1,4^5}} = 5,41 \text{ МПа.}$$

Находим максимальное и минимальное среднее давление в участке:

$$P_{CPMAX} = 6,48 \text{ МПа; } P_{CPMIN} = 3,85 \text{ МПа.}$$

Плотность газа в участке при этих давлениях: $\rho_{max}=56$ $\text{кг}/\text{м}^3$; $\rho_{min}=31$ $\text{кг}/\text{м}^3$.

Аккумулирующая способность последнего участка составит

$$V_{AK} = \frac{\pi \cdot D^2}{4 \cdot \rho_{CT}} \cdot l_K \cdot (\rho_{max} - \rho_{min})$$

$$V_{AK} = \frac{3,14 \cdot 1,4^2}{4 \cdot 0,699} \cdot 105,5 \cdot 10^3 (56 - 31) 10^{-6} = 8,1 \text{ млн. м}^3.$$

Ответ: Аккумулирующая способность последнего участка достигает 8,1% суточной производительности МГ, что не всегда может гарантировать сглаживание часовой неравномерности.

Задача 2.

Системе состоит из 10 последовательное соединенных элементов. Время работы элемента до отказа подчинено экспоненциальному закону распределения с параметром интенсивности отказов 0,000025 1/час. Требуется вычислить

количественные характеристики надежности (вероятность безотказной работы, частоту отказов, интенсивность отказов, среднее время безотказной работы) элемента для $t=1000$ часов.

Решение:

1. Интенсивность отказов системы:

$$\lambda_c(t) = \sum_{i=1}^n \lambda_i = \sum_{i=1}^{10} \lambda_i = 10 \cdot \lambda_i = 10 \cdot 0,000025 = 0,00025 \text{ 1/ч,}$$

где λ_i – интенсивность отказов одного элемента, 1/ч; n – число элементов в системе, шт.

2. Вероятность безотказной работы системы

$$P_c(t) = e^{-\lambda_c \cdot t} = e^{-0,00025 \cdot 1000} = 0,78$$

3. Частота отказов системы

$$f_c(t) = \lambda_c \cdot e^{-\lambda_c \cdot t} = \lambda_c \cdot P_c = 0,00025 \cdot 0,78 = 0,000195 \text{ 1/ч}$$

4. Среднее время безотказной работы системы

$$m_c(t) = \frac{1}{\lambda_c} = \frac{1}{0,00025} = 4000 \text{ ч}$$

Задача 3.

Определите напор, развиваемый системой двух параллельно соединённых насосов НМ 5000-210, характеристики которых заданы уравнениями

$$H = 272 - 0,260 \cdot 10^{-5} Q^2,$$

$$H = 250 - 0,203 \cdot 10^{-5} Q^2,$$

если известно, что они перекачивают сырую нефть с расходом $8500 \text{ м}^3 / \text{ч}$.

Решение:

При параллельном соединении насосов развиваемый ими напор одинаков $H = H_1 = H_2$, а общая подача складывается из подач каждого насоса $Q = q_1 + q_2$.
Имеем:

$$H = 272 - 0,260 \cdot 10^{-5} q_1^2 = 250 - 0,203 \cdot 10^{-5} q_2^2.$$

Подачу второго насоса представим, как:

$$q_2 = Q - q_1 = 8500 - q_1.$$

Получаем квадратное уравнение:

$$272 - 0,260 \cdot 10^{-5} q_1^2 = 250 - 0,203 \cdot 10^{-5} (8500 - q_1)^2,$$

решением которого является подача первого насоса q_1 .

Приведём квадратное уравнение к стандартному виду после математических преобразований:

$$q_1^2 + 60543,86q_1 - 295907895 = 0,$$

откуда находим подачу первого насоса $q_1 = 4546 \text{ м}^3/\text{ч}$.

$$\text{Подача второго насоса } q_2 = 8500 - 4546 = 3954 (\text{м}^3/\text{ч}).$$

Напор, развиваемой группой двух насосов, можно найти, подставив подачу q_1 или q_2 в соответствующую Q - H -характеристику. Имеем:

$$H = 272 - 0,260 \cdot 10^{-5} \cdot 4546^2 = 218,3 (\text{м}).$$

Или:

$$H = 250 - 0,203 \cdot 10^{-5} \cdot 3954^2 = 218,3 (\text{м}).$$

Ответ: Два параллельно соединенных насоса при заданном расходе сырой нефти развивают напор 218,3 м.

Задача №4

Определить наиболее достоверную реологическую модель течения нефти по экспериментальным значениям зависимости напряжения сдвига нефти от ее скорости сдвига при температуре 0 °С, которые приведены в таблице 1. Расчет проводить для моделей Ньютона и Гершеля-Бакли. Параметр n для модели Гершеля-Бакли принять равным 1,04. Для нахождения риска параметр η принять равным 0,51.

Зависимость напряжения сдвига от скорости сдвига

Скорость сдвига, с ⁻¹	Напряжение сдвига, Па
1	6,07
1,8	6,11
3	6,18
5,4	6,25
9	6,4
16,2	7,2
27	8,1
48,6	9
81	9,1
145,8	15,5
243	18,4
437,4	31,5
729	45,1
1312	81,3

Решение:

1. Рассчитаем параметры для каждой модели из перечисленных:

1.1 Параметр К модели Ньютона $\tau = K \cdot \gamma$ определяется по формуле:

$$K = \frac{\sum_{i=1}^m \gamma_i \cdot \tau_i}{\sum_{i=1}^m \gamma_i^2}, \quad (1)$$

где m – количество замеров реологии при фиксированной температуре; γ_i – скорость сдвига при i-том замере реологии, с⁻¹; τ_i – напряжение сдвига при i-том замере реологии, Па.

$$K = 0,063796726.$$

1.2 Параметры τ_0 , К модели Гершеля-Бакли $\tau = \tau_0 + K \cdot \gamma^n$ определяется по формулам:

$$\tau_0 = \frac{\sum_{i=1}^m \tau_i \sum_{i=1}^m \gamma_i^{2n} - \sum_{i=1}^m \gamma_i^n \cdot \sum_{i=1}^m (\gamma_i^n \cdot \tau_i)}{m \cdot \sum_{i=1}^m \gamma_i^2 - (\sum_{i=1}^m \gamma_i)^2}, \quad (7)$$

$$K = \frac{m \cdot \sum_{i=1}^m (\gamma_i^n \cdot \tau_i) - \sum_{i=1}^m \tau_i \sum_{i=1}^m \gamma_i^n}{m \cdot \sum_{i=1}^m \gamma_i^2 - (\sum_{i=1}^m \gamma_i)^2}, \quad (8)$$

$$K = 0,042691337,$$

$$\tau_0 = 6,226023925 \text{ Па.}$$

2. Выбор модели течения осуществляется по двум параметрам, суммирование которых представляет собой аддитивный критерий: сумме квадратов отклонений и риску (под риском понимается эмпирическая оценка возможности принятия более сложной модели течения вместо более простой модели). Сумма квадратов отклонений рассчитывается по формуле:

$$S_j = \sum_{i=1}^m (\tau_i - \tau_j(\gamma_i))^2, \quad j = 1 \dots 2, \quad (9)$$

где γ_i, τ_i – экспериментальные значения (данные, полученные с вискозиметра); j – номер модели течения; $\tau_j(\gamma_i)$ – функция модели течения.

Для нахождения риска применяется следующая оценка:

$$R_j = \frac{S_j}{1 - \sqrt{\frac{a_j(\ln(m+1)) - \ln(\eta)}{m}}}, \quad j = 1 \dots 2, \quad (10)$$

где η – вероятность того, что риск будет меньше либо равен полученной его оценки; a_j – количество параметров модели j .

Просчитаем и зафиксируем все данные в таблицу и определим, какая модель наиболее достоверно определяет реологию нефти. Для удобства можно отнормировать параметры S и R .

Результат обработки данных зависимостей по рассматриваемым моделям для
 $t = 0 \text{ } ^\circ\text{C}$.

Модель	Параметры			Сумма квадратов отклонений		Риск		Аддитивный критерий
	K	τ_0	n	S	нормировка	R	нормировка	
Ньютона	0,0637967	0	1	373,15125	0,1559	733,76278	0,1097	0,2656
Гершеля-Бакли	0,0426913	6,2260239	1,04	10,621781	0,0044	51,241693	0,0077	0,0121

Наименьший аддитивный критерий выявлен у модели Гершеля-Бакли и составляет 0,0121.

Ответ: по результатам расчетов моделью, наиболее достоверно описывающей реологию данной нефти при температуре $0 \text{ } ^\circ\text{C}$, является модель Гершеля-Бакли.

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 Ш-42-80* "Магистральные трубопроводы" (СП 86.13330.2012)) (с Изменениями М 1, 2) [Электронный ресурс]. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200111111>