

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
НОЯБРЬСКИЙ ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА
(ФИЛИАЛ) ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
(Филиал ТИУ в г.Ноябрьске)**

ФОНД ОЦЕНОЧНЫХ СРЕДСТВ

дисциплины:	Основы разработки нефтегазоконденсатных месторождений
направление подготовки:	21.03.01 Нефтегазовое дело
направленность:	Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти
форма обучения:	очно-заочная

Фонд оценочных средств разработан в соответствии с утвержденным учебным планом от 22.04.2019 г. и требованиями ОПОП ВО по направлению подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело, направленность **Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти** к результатам освоения дисциплины Основы разработки нефтегазоконденсатных месторождений.

Фонд оценочных средств рассмотрен на заседании кафедры Транспорта и технологий нефтегазового комплекса

Протокол № 9 от «15» мая 2019 г.

Заведующий кафедрой



А.В. Козлов

СОГЛАСОВАНО:

Заведующий выпускающей кафедрой



А.В. Козлов

«15» мая 2019 г.

Фонд оценочных средств разработал:

В.С. Торопов, доцент кафедры ТТНК



1. Результаты обучения по дисциплине

Таблица 1.1

Код и наименование компетенции	Код и наименование индикатора достижения компетенции (ИДК)	Код и наименование результата обучения по дисциплине (модулю)
<p>ПКС-6 Способность применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности</p>	<p>ПКС-6.1 Анализирует и классифицирует основные производственные процессы, представляющие единую цепочку нефтегазовых технологий и функций производственных подразделений</p>	<p>Знать (З1): методику проведения экспериментальных работ, исследований и проектирования</p>
	<p>ПКС-6.2 Анализирует правила технической эксплуатации технологических объектов нефтегазового комплекса и методов управления режимами их работы</p>	<p>Уметь (У1): планировать необходимые исследования в конкретных геологических условиях</p>
		<p>Владеть (В1): навыками проведения самостоятельных исследований</p>
		<p>Знать (З2): правила технической эксплуатации технологических объектов нефтегазового комплекса и методов управления режимами их работы</p>
<p>Уметь (У2): верно выбирать технологические режимы работы скважин и оборудования</p>		
<p>Владеть (В2): навыками работы со средствами обработки информации</p>		
<p>ПКС-9 Способность осуществлять организацию работ по оперативному сопровождению технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности</p>	<p>ПКС-9.3 Осуществляет мониторинг работ на нефтегазовых объектах и координирует работу по сбору промысловых данных</p>	<p>Знать (З3): методику проведения экспериментальных работ, исследований и проектирования</p>
		<p>Уметь (У3): использовать основные положения метрологии, стандартизации и сертификации; применять полученную информацию по направлению исследований</p>
		<p>Владеть (В3): методами и средствами планирования и организации исследований и разработок, проведения экспериментов и наблюдений</p>
<p>ПКС-13 Способность выполнять работы по составлению проектной, служебной документации в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности</p>	<p>ПКС-13.2 Разрабатывает типовые проектные документы с использованием специализированного программного обеспечения</p>	<p>Знать (З4): структуру и содержание типовых проектных документов в области разработки и эксплуатации нефтегазоконденсатных месторождений</p>
	<p>ПКС-13.3 Представляет и защищает результаты работ по элементам проекта</p>	<p>Уметь (У4): пользоваться прикладными программными продуктами</p>
		<p>Владеть (В4): навыками проектно-исследовательской работы</p>
<p>Знать (З5): основные стандарты и технические условия в области разработки нефтегазоконденсатных месторождений; специальную научно-техническую и патентную литературу по тематике научных</p>		

		исследований и разработок
		Уметь (У5): применять результаты промышленных испытаний в области разработки нефтегазоконденсатных месторождений по направлению исследований
		Владеть (В5): методами проведения исследований в области добычи нефти и газа, промыслового контроля и регулирования извлечения углеводородов

2. Формы аттестации по дисциплине

2.1. Форма промежуточной аттестации: экзамен.

Способ проведения промежуточной аттестации: тестирование, решение задач

2.2. Формы текущей аттестации:

Таблица 2.1

№ п/п	Форма обучения	
	ОФО, ОЗФО	
1	Тестирование	
2	Тестирование	
3	Задачи	
4	Вопросы для промежуточной аттестации (экзамен) по дисциплине	

3. Результаты обучения по дисциплине, подлежащие проверке при проведении текущей и промежуточной аттестации

Таблица 3.1

№ п/п	Структурные элементы дисциплины/модуля		Код результата обучения по дисциплине/модулю	Оценочные средства	
	Номер раздела	Дидактические единицы (предметные темы)		Текущая аттестация	Промежуточная аттестация
1	1	Физико-химические свойства природных газов и конденсата	ПКС-6.1 ПКС-6.2 ПКС-9.3 ПКС-13.2 ПКС-13.3	Тестирование задачи	Тестирование задачи
2	2	Газогидродинамические исследования и технологические режимы эксплуатации скважин	ПКС-6.1 ПКС-6.2 ПКС-9.3 ПКС-13.2 ПКС-13.3	Тестирование	Тестирование
3	3	Оборудование и конструкция газовых скважин	ПКС-6.1 ПКС-6.2 ПКС-9.3 ПКС-13.2 ПКС-13.3	Тестирование	Тестирование
4	4	Основы разработки газовых и газоконденсатных месторождений	ПКС-6.1 ПКС-6.2 ПКС-9.3 ПКС-13.2 ПКС-13.3	Тестирование задачи	Тестирование задачи

5	5	Распределение температуры в скважине гидратообразование	ПКС-6.1 ПКС-6.2 ПКС-9.3 ПКС-13.2 ПКС-13.3	Тестирование	Тестирование
6	6	Компонентотдач а нефтегазоконденсатных месторождений. Методы её увеличения и интенсификации	ПКС-6.1 ПКС-6.2 ПКС-9.3 ПКС-13.2 ПКС-13.3	Тестирование задачи	Тестирование задачи

4. Фонд оценочных средств

4.1. Фонд оценочных средств, позволяющие оценить результаты обучения по дисциплине, включает в себя оценочные средства для текущей аттестации и промежуточной аттестации.

4.2. Фонд оценочных средств для текущей аттестации включает:

- перечень тестовых вопросов к первой текущей аттестации – 30 шт. (Приложение 1);
- перечень тестовых вопросов ко второй текущей аттестации – 30 шт. (Приложение 2);
- комплект задач для третьей текущей аттестации – 4 задачи (Приложение 3);

4.3. Фонд оценочных средств для итоговой аттестации включает:

Вопросы для промежуточной аттестации (экзамен) по дисциплине – 44 шт., размещены в Приложении 4.

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ**

НОЯБРЬСКИЙ ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА
(ФИЛИАЛ) ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ

«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
(Филиал ТИУ в г. Ноябрьске)

Кафедра Транспорта и технологий нефтегазового дела

Перечень тестовых вопросов к первой текущей аттестации

1. К нефтяным залежам относятся месторождения с газоконденсатным фактором
 - a) $G_k > 630-650 \text{ м}^3/\text{м}^3$
 - b) $G_k < 630-650 \text{ м}^3/\text{м}^3$
 - c) $900-1000 \text{ м}^3/\text{м}^3$

2. Критическое значение числа Рейнольдса в трубе равно
 - a) 100
 - b) 10
 - c) 1
 - d) 2320
 - e) 5300

3. Динамическая вязкость измеряется в
 - a) проценты
 - b) стоках
 - c) пуазах
 - d) Па*с
 - e) дарси

4. С увеличением начального пластового давления коэффициент газоотдачи
 - a) растет
 - b) падает

5. Закон Авогадро устанавливает связь
 - a) между объёмом и количеством газа при забойных значениях температуры и давления
 - b) между объёмом и количеством газа при стандартных условиях
 - c) между объёмом и количеством газа при пластовых значениях температуры и давления

6. К газоконденсатно-нефтяным месторождениям относятся месторождения с отношением изобутана к нормальному бутану (по Коротаеву)
 - a) 0.9-1.1
 - b) >1
 - c) 0.5-0.8

7. Приведённые параметры - это отношение параметров к
 - a) критическим
 - b) нормальным
 - c) стандартным

d) парциальным

8. Место установки непроницаемого экрана, создаваемого для увеличения безводного дебита, находится

- a) Верхний интервал перфорации
- b) Уровень ГВК
- c) Между ГВК и нижним интервалом перфорации

9. Связь средних значений давления и объема смеси с парциальными значениями данных параметров компонент **устанавливается законами**

Коши

- a) Дальтона
- b) Амаги
- c) Авагадро
- d) Дарси

10. Геотермический градиент - это

- a) изменение температуры на единицу изменения давления
- b) изменение температуры на единицу длины скважины
- c) изменение температуры на единицу толщины горных пород

11. Число Рейнольдса определяет отношение

- a) инерционных сил к вязкостным
- b) гравитационных сил к вязкостным
- c) инерционных сил к гравитационным

12. К двухфазным газоконденсатным месторождениям относятся месторождения с ($R_{пл}$ - пластовое давление; R_k - давление конденсации)

- a) $R_{пл}=R_k$
- b) $R_{пл}>R_k$
- c) $R_{пл}<R_k$

13. Метод Савченко - это метод определения

- a) давления в скважине
- b) констант фазового равновесия
- c) истинных концентраций
- d) местоположения газовой контактной зоны

14. К однофазным ненасыщенным месторождениям относятся месторождения с ($R_{пл}$ - пластовое давление; R_k - давление конденсации)

- a) $R_{пл}=R_k$
- b) $R_{пл}>R_k$
- c) $R_{пл}<R_k$

15. В состав природных газов не входят:

- a) Углеводороды – алканы C_nH_{2n+2} и цикланы C_nH_{2n}
- b) Неуглеводороды – азот N_2 , углекислый газ CO_2 , сероводород H_2S , ртуть, меркаптаны
- c) Оксиды легких металлов – Na_2O , CaO , Li_2O
- d) Инертные газы – гелий, аргон, криптон, ксенон

16. Плотность газа в нормальных условиях

- a) $\rho_{ст} = \mu_B / M, \text{ кг/м}^3$;
- b) $\rho_{ст} = M / 22.41, \text{ кг/м}^3$;

- c) $\rho_{ст} = M/\mu_v, \text{ кг/м}^3$;
 d) $\rho_{ст} = 22.41/ M, \text{ кг/м}^3$;

17. Коэффициент сверхсжимаемости z является функцией

- a) приведенных значений давления $p_{пр}$, температуры $T_{пр}$
 б) критических значений давления $p_{кр}$, температуры $T_{кр}$
 c) приведенного давления $p_{пр}$ и критической температуры $T_{кр}$

18. При дросселировании температура газа

- a) повышается
 б) понижается
 c) не изменяется

19. Гидраты природных газов представляют собой

- a) неустойчивое физико-химическое соединение воды с асфальтенами
 б) устойчивое физико-химическое соединение воды с углеводородами
 c) неустойчивое физико-химическое соединение воды с углеводородами

20. Газонефтяные месторождения включают

- a) сухой газ + жидкий газ (пропан-бутановая смесь) + газовый бензин C_{5+}
 б) сухой газ + газовый бензин C_{5+}
 c) сухой газ + жидкий газ (пропан-бутановая смесь)

21. Математически градиент давления на забое газовой скважины можно представить в следующем виде:

a)
$$\Psi = \frac{A_0(\mu^* z)_{cp} Q_0 + B_0 z_{cp} Q_0^2}{P_{30}}$$

b)
$$C = \sum_{i=1}^n y_i C_i$$

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

d)
$$p = \frac{RT}{v-b} - \frac{a}{T^{0.5} v(v+b)}$$

22. Дебит при режиме **постоянной депрессии на пласт** определяется из выражения

a)
$$Q = \frac{\sqrt{a^2 - 4\Delta p(2p_{nl} - \Delta p)b - a}}{2b}$$

b)
$$Q = \frac{2\pi kh\Delta p}{\mu \cdot \ln\left(\frac{R}{r}\right)}$$

c)
$$Q = 2A - B \cdot \ln\left(\frac{R}{r}\right)$$

d)
$$\left. \frac{dp}{dz} \right|_{z=z_0} = \rho_g g = \gamma_g$$

23. Этот режим применяют в том случае, если имеется опасность разрушения несцементированного коллектора, а также в случае значительного выноса с забоя и призабойной зоны глинистого раствора и твердых частиц, если прискважинное оборудование не в состоянии эффективно очистить струю газа.

- a) постоянной депрессии на пласт
- b) постоянного дебита
- c) постоянного забойного давления
- d) постоянной депрессии на пласт
- e) постоянной скорости фильтрации на забое
- f) постоянного градиента на забое скважины

24. Этот режим встречается довольно редко и в основном используется тогда, когда дальнейшее снижение забойного давления нежелательно из-за выпадения конденсата при разработке газоконденсатных месторождений.

- a) постоянной депрессии на пласт
- b) постоянного дебита
- c) постоянного забойного давления
- d) постоянной депрессии на пласт
- e) постоянной скорости фильтрации на забое
- f) постоянного градиента на забое скважины

25. Конструкцией скважины называют:

- a) все оборудование из которого она состоит с указанием глубины его спуска;
- b) сочетание нескольких колонн обсадных труб различной длины и диаметра, спускаемых концентрично одна внутри другой в скважину;
- c) глубину скважины и диаметр её эксплуатационной колонны;
- d) конструкцию хвостовика и глубину спуска башмака.

30. Глубину спуска кондуктора в газовых скважинах h можно определить подбором из равенства:

- a) $h = L - RT$
- b) $h = L - RT \cdot \ln(R/r)$
- c) $h = L - RT \ln \frac{P_n}{\rho_{cp} g h}$
- d) $h = 2\pi k \Delta p / \mu \cdot \ln(R/r)$

Критерии оценки:

за каждый правильный ответ – 1 балл;

за неправильный ответ – 0 баллов.

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ
НОЯБРЬСКИЙ ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА
(ФИЛИАЛ) ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
(Филиал ТИУ в г. Ноябрьске)**

Кафедра Транспорта и технологий нефтегазового дела

Перечень тестовых вопросов ко второй текущей аттестации

1. Газоконденсатный фактор K_r это:

- a) количество газа в кубических метрах, приходящихся на 1 м^3 , получаемой жидкой продукции – конденсата;
- b) количество газа в тоннах, приходящихся на 1 тонну, получаемой жидкой продукции – конденсата.
- c) Пропорция газа и воды в кровле газовой залежи;
- d) Пропорция газа и воды в подошве газовой залежи;

2. Для более обоснованного подразделения залежей углеводородов следует:

- a) Точно определять положение ГНК;
- b) Пользоваться характеристиками фазовых превращений, протекающих по разному в зависимости от состава углеводородов и условий в залежи;
- c) Пользоваться международной классификацией;
- d) Точно определить плотность скважинной продукции;

3. Фазовое состояние пластовой углеводородной смеси и особенности их фазового поведения при разработке месторождений определяются:

- a) Глубиной залегания;
- b) Типом залежи;
- c) Режимом работы газовых скважин;
- d) Пластовыми давлениями и температурами, а также составом смеси.

4. Газожидкостные течения по своей структуре разделяются на:

- a) пузырьковые; пробковые; вспененные; кольцевые;
- b) пузырьковые; изометрические; неизометрические; волновые;
- c) витьеватые; полные; абсолютные; относительные; фазовые;
- d) пробковые, пузырьковые, эффективные, абсолютные.

5. Под режимом газовой залежи понимают:

- a) режим работы большинства скважин эксплуатирующих данную залежь;

- b) режим заводнения и отбора газа;
- c) способ эксплуатации скважин эксплуатирующих данную залежь;
- d) проявления доминирующей формы пластовой энергии, вызывающей движение газа в пласте и обуславливающей приток газа к скважинам в процессе разработки залежи.

6. Режим работы залежи можно определять по уравнению:

- a) $G_n = G_m + G_o$
- b) $p_m^* = p_n^* \frac{\Omega_n}{\Omega_n - \Omega_e} - \frac{\Omega_n Q_o}{\alpha(\Omega_n - \Omega_e)}$
- c) $\alpha = \frac{\Omega T_{cm}}{T_{nl} p_{cm}}$
- d) $dQ = \frac{T_{cm}}{p_{cm}} \frac{p}{Tz} m \alpha dV$

7. Различаются следующие виды технологического режима эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин

- a) фактический и расчетный
- b) постоянный; переменный; аварийный; градиентный
- c) постоянной депрессии на пласт; постоянного градиента давления на стенки скважины; постоянного дебита
- d) нет правильного ответа

8. Абсолютная влажность W показывает:

- a) массу водяных паров в единице объема газовой смеси, приведенной к пластовым условиям;
- b) массу водяных паров в единице объема газовой смеси, приведенной к нормальным условиям;
- c) сколько воды приходится на 1 м³ скважинной продукции;
- d) Время от начала эксплуатации скважины до момента её полного обводнения.

9. Закон Дальтона можно сформулировать так:

- a) общее давление смеси газов равно сумме парциальных давлений компонентов, входящих в эту смесь, т. е. $P = \sum p_i$, а мольная доля i-го компонента в газовой фазе равна парциальному давлению этого компонента, деленному на общее давление газовой фазы: $y_i = p_i/P$;
- b) парциальное давление i-го компонента в нефти p_i равно давлению насыщенного пара (рн.п.)_i - этого компонента, умноженному на его мольную долю в нефти x_i т. е. $p_i = (рн.п.)_i x_i$;
- c) Влагосодержание природного газа зависит от давления; температуры; состава газа; минерализации воды. В процессе эксплуатации месторождений значения температур и давлений во всей цепочке технологического оборудования изменяются;
- d) Снижение температуры вызывает уменьшение водяных паров в газовой фазе. В самом пласте происходит увеличение влагосодержания газа, так как пластовое давление $P_{пл}(t)$ падает. Следовательно, объем добываемой конденсатной влаги по мере разработки и эксплуатации залежи возрастает.

10. Объемный метод измерения дебитов газовых скважин определяется формулой:

- a) $Q_{зан} = Sh_{cp} m k_e \frac{P_{nl} T_{cm}}{P_{ам} T_{nl} z_H} \beta_e$
- b) $a = \frac{\mu z P_{ам} T_{nl}}{\pi k h T_{cm}} \cdot \left(\ln \frac{R_k}{r_c} + C_1 + C_2 \right); b = \frac{\rho_{cm} z P_{ам} T_{nl}^2}{2 \pi h l T_{cm}^2 r_c} \cdot (1 + r_c C_3 + C_4)$
- c) $Q = \frac{\sqrt{a^2 - 4 \Delta p (2 p_{nl} - \Delta p) b} - a}{2 b}$
- d) $Q = 2 \pi k h \Delta P / (\mu \cdot \ln \frac{R}{r})$

11. Виды несовершенства скважин:

- a) По степени вскрытия; по характеру вскрытия; с двойным несовершенством
- b) Первичное; вторичное; с двойным несовершенством
- c) С одинарным несовершенством; с двойным несовершенством
- d) С одинарным несовершенством; с двойным несовершенством; с тройным несовершенством

12. Влияние степени вскрытия на производительность скважин зависит от:

- a) толщины продуктивного пласта, его фильтрационных свойств и характера их изменения по площади;
- b) толщины продуктивного пласта, его фильтрационных свойств и характера их изменения по площади, толщины и последовательности залегания пропластков с различной проницаемостью;
- c) последовательности залегания пропластков с различной проницаемостью;
- d) конструкции скважины

13. Под максимальной производительностью в случае несовершенной по характеру вскрытия понимается:

- a) дебит скважины, получаемый из предполагаемого интервала вскрытия при допустимой величине депрессии на пласт и отсутствии дополнительного сопротивления, вызванного перфорацией;
- b) дебит скважины до перфорации;
- c) дебит совершенной скважины;
- d) нет правильного ответа

14. Образование песчаной пробки или столба жидкости на забое газовых скважин зависит от:

- a) Компонентного состава газа;
- b) Числа, диаметра и глубины перфорационных отверстий;
- c) Скорости потока и депрессии на единицу длины пробки;
- d) Степени совершенства скважины

15. Критическая высота пробки находится из условия:

- a) $R = \left[\frac{p_{nl}^2 - p_3^2}{\rho_n} 10^4 \right]^2$
- b) $R = 1/h_{np}$
- c) $\delta'_1 = h + \frac{p_{nl}^2 - p_3^2}{\rho_n} 10^4$
- d) $R = h - 1 + 2\pi r$

16. В случае отсутствия зоны многолетней мерзлоты распределение температуры по стволу работающей скважины определяется по формуле

- a) $T_x = T_{m0} - \Gamma_m x + \frac{1 - e^{-\alpha_m x}}{\alpha_m} \left[\Gamma_m - \frac{D_i(p_{m0} - p_x)}{x} - \frac{A}{C_p} \right] \beta$
- b) $D_{in} = \left(\frac{\partial T}{\partial p} \right)_I = \frac{T \left(\frac{\partial V}{\partial T} \right)_p - V}{C_p}$
- c) $\Delta T = T_{nl} - T_3 = D_{in} (p_{nl} - p_3) \frac{\lg \left(1 + \frac{GC_p \tau}{\pi h C_n r_c^2} \right)}{\lg R_k / r_c}$
- d) $T_x = T_{nl} - \Gamma(L - x) - \Delta T e^{-\alpha(L-x)} + \left[\Gamma - D_i \frac{p_3 - p_y}{L} - \frac{A}{C_p} \right] \cdot \frac{1 - e^{-\alpha(L-x)}}{\alpha}$
- e) Нет правильного ответа

17. Какое вещество легче всего образует газогидрат:

- a) CH_4
- b) $C_3 H_8$
- c) $C_5 H_{12}$
- d) $C_2 H_6$

18. При расширении газа его температура как правило:

- a) Увеличивается
- b) Уменьшается
- c) Не изменяется
- d) Возможно все вышеперечисленное, определяющим фактором является компонентный состав газа

19. выражение для определения глубины положения ГВК гидростатическим методом

- a) $L_k = \frac{p_y}{10^{-6} \rho_g g - p_y s_1}$
- b) $l_1 = \frac{10^6 (p_{nl.z} - p_{nl.g}) + \rho_g l}{\rho_g - \rho_z}$

$$l_1 = \frac{(p_{nl.z} - p_{nl.g}) + 10^{-6} g \rho_g l}{10^{-6} g \rho_g - 0.03415 \frac{\bar{\rho} p_{nl.z}}{z_{cp} T_{cp}}}$$

c)

$$\Delta l = \frac{\sqrt{10^{-12} g^2 (\rho_g - p_{e1} s_1)^2 - 4 * 10^{-6} g \rho_g s_1 (p_{e2} - p_{e1}) - 10^{-6} g \rho_g + s_1 p_{e1}}}{2 \rho_g s_1 10^{-6} g}$$

d)

20. Определение ГВК методом В.П. Савченко применяется:

- a) в случае отсутствия скважин, дошедших до водяной части пласта;
- b) если же на месторождении имеется скважина, вскрывшая большой интервал пласта, включающий ГВК, а при использовании обычных геофизических методов не получено положительных результатов;
- c) если скважина в которой нужно определить ГВК гидродинамически не совершенна;
- d) при наличии на месторождении двух или более скважин, вскрывших водяную и газовую части пласта, или по данным одной скважины, в которой отдельно испытаны водяная и газовая части (не требует бурения отдельных скважин в зоне ГВК).

21. Угол наклона ГВК, определим следующим образом:

$$\Delta l = \frac{\sqrt{10^{-12} g^2 (\rho_g - p_{e1} s_1)^2 - 4 * 10^{-6} g \rho_g s_1 (p_{e2} - p_{e1}) - 10^{-6} g \rho_g + s_1 p_{e1}}}{2 \rho_g s_1 10^{-6} g}$$

a)

$$L_k = \frac{P_y}{10^{-6} \rho_g g - p_y s_1}$$

b)

$$l_1 = \frac{10^6 (p_{nl.z} - p_{nl.g}) + \rho_g l}{\rho_g - \rho_z}$$

c)

$$\Delta l = \frac{10^6 (p_{e1} - p_{e2})}{g(\rho_g - \rho_z)}$$

d)

e) Возможны все варианты

f) Нет правильного ответа

22. Глубину спуска кондуктора в газовых скважинах h можно определить подбором из равенства:

e) $h = L - RT$

f) $h = L - RT \cdot \ln(R/r)$

$$h = L - RT \ln \frac{p_u}{\rho_{cp} g h}$$

g)

h) $h = 2\pi k \Delta p / \mu \cdot \ln(R/r)$

23. Колонная головка выполняет следующие функции:

- a) служит для контроля и регулирования технологического режима работы скважины;
- b) Служит для освоения скважины;
- c) соединяет верхние концы кондуктора и эксплуатационной колонны, герметизирует межтрубное пространство, служит опорой трубной головки с фонтанной елкой.

d) служит для подвески фонтанных труб и герметизации межтрубного пространства между эксплуатационной колонной и фонтанными трубами. На неё непосредственно устанавливают фонтанную елку крестовикового яли тройникового типа.

7. Аварийный срезной клапан предназначен для:

- a) глушения (задавки) оборудованной пакером скважины в аварийной ситуации через затрубное пространство, когда нельзя открыть циркуляционный клапан при помощи проволочного приспособления;
- b) глушения (задавки) оборудованной пакером скважины в аварийной ситуации через затрубное пространство, когда можно открыть циркуляционный клапан при помощи проволочного приспособления;
- c) Для работы комплекса ГНКТ на скважине;
- d) Для смены насосного оборудования

24. Определение диаметра по условию выноса с забоя на поверхность твердых частиц заданного размера d и плотности ρ_m записывается в виде:

a)
$$D = \sqrt{\frac{4Qz_c p_0 T_c}{\pi p_c z_0 T_0 \mu_{0p}}}$$

b)
$$D = \sqrt[5]{\frac{1.377 \lambda Q^2 z_{cp}^2 T_{cp}^2 (e^{2s} - 1) 10^{-10}}{p_c^2 - p_y^2 e^{2s}}}$$

c)
$$s = \frac{0,03415 \bar{\rho} L}{T_{cp} z_{cp}}$$

d)
$$D = L - h \cdot 2\pi$$

25. Во время разработки газового месторождения при уменьшении пластового давления диаметр НКТ:

- a) Уменьшают;
- b) Увеличивают;
- c) Не изменяют;
- d) Это зависит от режима эксплуатации газовой скважины.

26. Давление газа в газовой залежи (пластовое давление)

- a) всегда меньше горного
- b) равно горному
- c) всегда больше горного

27. Запишите режим постоянного забойного давления. В каких случаях он назначается?

28. Эксплуатация газовых скважин на режиме при $p_3 = \text{const}$ характеризуется...

29. Если в составе пластового газа имеются компоненты, вызывающие коррозию колонны НКТ и оборудования устья скважины (CO_2 , кислоты жирного ряда), фактором, ограничивающим дебит скважины, служит.....

30. Устьевого клапан-отсекатель предназначен для...

Критерии оценки:

за каждый правильный ответ – 1 балл;

за неправильный ответ – 0 баллов.

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ**

НОЯБРЬСКИЙ ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА
(ФИЛИАЛ) ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ

«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
(Филиал ТИУ в г. Ноябрьске)

Кафедра Транспорта и технологий нефтегазового дела

Комплект задач для третьей текущей аттестации

Задача 1

Необходимо определить плотность и динамическую вязкость газа определённого состава при заданных термобарических условиях. Исходные данные для расчёта представлены в таблице 3.1. Основные параметры компонентов природного газа представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.1 – Исходные данные к задаче № 1

Вариант	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Метан	87	76	84	90	74	75	85	91	87	79
Этан	4	10	7	3	9	3	3	3	5	6
Пропан	3	5	2	2	4	4	4	1	2	4
i-Бутан	2	3	1	1	5	4	4	1	1	3
n-Бутан	1	2	1	1	3	3	1	1	1	2
C5+	1	2	3	1	2	5	1	1	1	2
Азот	1	1	1	1	2	3	1	1	1	2
Диоксид углерода	1	1	1	1	1	3	1	1	2	2
Давление, МПа	25	7	31	3	34	2	26	4	30	1
Температура, К	333	300	350	286	330	327	352	296	349	280

Таблица 3.2 – Основные параметры компонентов природного газа

Компонент	Метан	Этан	Пропан	i-Бутан	n-Бутан	C5+	Азот	Диоксид углерода
Молекулярная масса	16,042	30,068	44,094	58,120	58,120	72,151	28,016	44,011
Критическая температура, К	190,55	305,43	369,82	408,13	425,16	469,65	126,26	304,2
Критическое	4,70	4,98	4,33	3,72	3,87	3,44	3,47	7,53

давление, МПа									
Критический коэффициент сверхсжимаемости	0,290	0,285	0,277	0,283	0,274	0,269	0,291	0,274	

Задача 2

Необходимо определить давление на забое работающей газовой скважины по известному давлению на устье. Исходные данные для расчёта представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Исходные данные к задаче № 2

Вариант	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
L , м	2934	3189	2560	2976	2298	2951	3033	2894	2922	2810
$T_{пл}$, К	342	327	315	312	326	334	305	322	316	334
T_y , К	291	298	289	295	288	283	279	298	281	287
p_y , МПа	18,3	17,4	16,5	19,6	18,9	17,3	17,7	18,1	18,7	17,9
$d_{вн}$, см	63	75	48	55	62	74	49	54	61	70
Q , тыс. м ³ /сут.	150	210	140	200	180	210	160	170	150	180
ε	0,005	0,004	0,003	0,002	0,001	0,002	0,003	0,004	0,005	0,006
μ , МПа·с	0,011	0,012	0,013	0,014	0,015	0,016	0,017	0,018	0,019	0,02
Δ	0,5	0,55	0,6	0,65	0,7	0,75	0,8	0,75	0,7	0,65
z	0,8	0,82	0,84	0,86	0,88	0,9	0,88	0,86	0,84	0,82

Задача 3

Определить дебит газовой скважины по следующим параметрам:

Таблица 3.4 – Исходные данные к задаче №3

Параметры		варианты					
		1	2	3	4	5	6
Коэффициенты фильтрационных сопротивлений $\frac{МПа^2}{тыс.м^3 / сут.}$	А	0,010	0,012	0,015	0,014	0,012	0,013
	В	$9,8 \cdot 10^{-5}$	$9,1 \cdot 10^{-5}$	$9,7 \cdot 10^{-5}$	$9,4 \cdot 10^{-5}$	$9,1 \cdot 10^{-5}$	$9,9 \cdot 10^{-5}$
пластовое давление $P_{пл}$, МПа		10	11	16	31	18	22
Забойное давление $P_{заб}$,		9,5	10,5	15,7	30,4	17,3	21,8

МПа							
Дебит при нормальных условиях Q_o , тыс. м ³ /сут.		50	150	250	400	600	1000
Параметры		варианты					
		7	8	9	10	11	12
Коэффициенты фильтрационных сопротивлений $\frac{МПа^2}{тыс.м^3 / сут.}$	A	0,011	0,011	0,012	0,012	0,016	0,016
	B	$9,1 \cdot 10^{-5}$	$9,7 \cdot 10^{-5}$	$9,2 \cdot 10^{-5}$	$9,9 \cdot 10^{-5}$	$9,3 \cdot 10^{-5}$	$9,6 \cdot 10^{-5}$
пластовое давление $P_{пл}$, МПа		25	26	27	28	29	24
Забойное давление $P_{заб}$, МПа		24,1	35,4	26,5	27,7	27,3	23,7
Дебит при нормальных условиях Q_o , тыс. м ³ /сут.		600	700	800	900	1000	1100
Параметры		варианты					
		13	14	15	16	17	18
Коэффициенты фильтрационных сопротивлений $\frac{МПа^2}{тыс.м^3 / сут.}$	A	0,014	0,015	0,016	0,017	0,010	0,011
	B	$9,1 \cdot 10^{-5}$	$9,2 \cdot 10^{-5}$	$9,3 \cdot 10^{-5}$	$9,4 \cdot 10^{-5}$	$9,5 \cdot 10^{-5}$	$9,9 \cdot 10^{-5}$
пластовое давление $P_{пл}$, МПа		25,6	26,7	27,1	30	33	36
Забойное давление $P_{заб}$, МПа		24,7	25,4	26,8	29	32	35
Дебит при нормальных условиях Q_o , тыс. м ³ /сут.		650	700	750	800	1200	1400
Параметры		варианты					
		19	20	21	22	23	24
Коэффициенты фильтрационных сопротивлений $\frac{МПа^2}{тыс.м^3 / сут.}$	A	0,01	0,012	0,013	0,014	0,015	0,016
	B	$9,1 \cdot 10^{-5}$	$9,7 \cdot 10^{-5}$	$9,2 \cdot 10^{-5}$	$9,9 \cdot 10^{-5}$	$9,3 \cdot 10^{-5}$	$9,6 \cdot 10^{-5}$
пластовое давление $P_{пл}$, МПа		25	26	27	28	29	24
Забойное давление $P_{заб}$, МПа		24,1	35,4	26,5	27,7	27,3	23,7
Дебит при нормальных условиях Q_o , тыс. м ³ /сут.		900	800	1400	1700	1000	1100
Параметры		варианты					
		25	26	27	28	29	30
Коэффициенты фильтрационных сопротивлений $\frac{МПа^2}{тыс.м^3 / сут.}$	A	0,016	0,011	0,014	0,012	0,012	0,015
	B	$9,1 \cdot 10^{-5}$	$9,2 \cdot 10^{-5}$	$9,3 \cdot 10^{-5}$	$9,4 \cdot 10^{-5}$	$9,6 \cdot 10^{-5}$	$9,5 \cdot 10^{-5}$

пластовое давление $P_{пл}$, МПа	30	30	30	30	30	30
Забойное давление $P_{заб}$, МПа	29	29,1	29,2	29,7	29,5	29,3
Дебит при нормальных условиях Q_o , тыс. м ³ /сут.	1100	1200	1300	1400	1500	1600

Задача 4

Рассчитать основные технологические параметры ГРП по следующим данным

Таблица 3.5 – Исходные данные для расчета к задаче №4

Параметры	Вариант 1	Вариант 2
1.Глубина скважины	3 000 м	2 800 м
2. Начальное пластовое давление, $P_{пл}$	29 МПа	26 МПа
3.Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, (h)	6,4м	8,4м
4.средняя плотность вышележащих пород (ρ)	2600 кг/м ³ ;	2400 кг/м ³ ;
5.темп закачки (Q)	17 л/с	16 л/с
6.Объем жидкости разрыва; ($V_{ж}$)	142 м ³	100 м ³
7.вязкость жидкости-песконосителя (μ)	200 мПа·с	220 мПа·с
8.коэффициент Пуассона (ν)	0,3	0,28
9.плотность проппанта $\rho_{пес}$;	1400 кг/м ³	1350 кг/м ³
10.Плотность пластовой нефти;	788 кг/м ³	810 кг/м ³
11.Диаметр НКТ (внешний/внутренний); d	88,9/73 мм	88,9/73 мм
12. Количество закачиваемого проппанта;	60 т	30 т

Исходные данные для расчета (варианты 3-7)

Параметры	Вариант 3	Вариант 4	Вариант 5	Вариант 6	Вариант 7
1.	3 200 м	2 500 м	3 000 м	2 600 м	3 200 м
2.	31 МПа	24 МПа	29 МПа	26 МПа	32 МПа
3.	7,45м	8,8м	6,4м	9,7м	8,75м
4.	2350 кг/м ³ ;	2400 кг/м ³ ;	2600 кг/м ³ ;	2420 кг/м ³ ;	2280 кг/м ³ ;
5.	17 л/с	16 л/с	16 л/с	16 л/с	17 л/с
6.	110 м ³	170 м ³	120 м ³	100 м ³	180 м ³
7.	225 мПа·с	210 мПа·с	200 мПа·с	200 мПа·с	230 мПа·с
8.	0,25	0,28	0,27	0,26	0,29
9.	1400 кг/м ³	1350 кг/м ³	1450 кг/м ³	1290 кг/м ³	1450 кг/м ³
10.	820 кг/м ³	840 кг/м ³	790 кг/м ³	830 кг/м ³	860 кг/м ³
11.	88,9/73 мм	88,9/73 мм	88,9/73 мм	88,9/73 мм	88,9/73 мм
12.	60 т	90 т	60 т	30 т	90 т

Исходные данные для расчета (варианты 8-12)

Параметры	Вариант 8	Вариант 9	Вариант 10	Вариант 11	Вариант 12
1.	2 800 м	2 700 м	3 100 м	2 400 м	3 300 м

2.	31 МПа	28 МПа	29 МПа	23 МПа	31 МПа
3.	7,35м	6,8м	6,9м	9,1м	5,95м
4.	2390 кг/м ³ ;	2530 кг/м ³ ;	2630 кг/м ³ ;	2480 кг/м ³ ;	2270 кг/м ³ ;
5.	17 л/с	16 л/с	17 л/с	16 л/с	17 л/с
6.	110 м ³	160 м ³	120 м ³	110 м ³	150 м ³
7.	215 мПа·с	230 мПа·с	235 мПа·с	200 мПа·с	210 мПа·с
8.	0,24	0,28	0,26	0,3	0,29
9.	1430 кг/м ³	1350 кг/м ³	1150 кг/м ³	1190 кг/м ³	1250 кг/м ³
10.	820 кг/м ³	810 кг/м ³	770 кг/м ³	800 кг/м ³	769 кг/м ³
11.	88,9/73 мм	88,9/73 мм	88,9/73 мм	88,9/73 мм	88,9/73 мм
12.	60 т	90 т	60 т	30 т	90 т

Исходные данные для расчета (варианты 13-17)

Параметры	Вариант 13	Вариант 14	Вариант 15	Вариант 16	Вариант 17
1.	2 200 м	2 700 м	2900м	3 350 м	2 700 м
2.	21 МПа	28 МПа	29МПа	29 МПа	28 МПа
3.	10,35м	10,8м	10,1 м	11,9м	10,8м
4.	2090 кг/м ³ ;	2230 кг/м ³ ;	2630 кг/м ³ ;	2090 кг/м ³ ;	2090 кг/м ³ ;
5.	17 л/с	16 л/с	15 л/с	17 л/с	17 л/с
6.	110 м ³	180 м ³	180 м ³	120 м ³	140 м ³
7.	200 мПа·с	220 мПа·с	230 мПа·с	230 мПа·с	230 мПа·с
8.	0,29	0,28	0,25	0,26	0,22
9.	1130 кг/м ³	1380 кг/м ³	1190 кг/м ³	1280 кг/м ³	1180 кг/м ³
10.	870 кг/м ³	820 кг/м ³	790 кг/м ³	770 кг/м ³	760 кг/м ³
11.	88,9/73 мм	88,9/73 мм	88,9/73 мм	88,9/73 мм	88,9/73 мм
12.	60 т	90 т	90 т	60 т	90 т

Исходные данные для расчета (варианты 18-22)

Параметры	Вариант 18	Вариант 19	Вариант 20	Вариант 21	Вариант 22
1.	3 100 м	2 600 м	3 300 м	2 800 м	3 100 м
2.	31 МПа	24 МПа	29 МПа	26 МПа	29 МПа
3.	7,45м	8,8м	6,4м	9,7м	8,75м
4.	2350 кг/м ³ ;	2400 кг/м ³ ;	2600 кг/м ³ ;	2420 кг/м ³ ;	2280 кг/м ³ ;
5.	16 л/с	17 л/с	17 л/с	16 л/с	17 л/с
6.	120 м ³	130 м ³	140 м ³	150 м ³	160 м ³
7.	225 мПа·с	220 мПа·с	230 мПа·с	240 мПа·с	250 мПа·с
8.	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
9.	1400 кг/м ³	1450 кг/м ³	1450 кг/м ³	1390 кг/м ³	1350 кг/м ³
10.	820 кг/м ³	840 кг/м ³	790 кг/м ³	830 кг/м ³	860 кг/м ³
11.	88,9/73 мм	88,9/73 мм	88,9/73 мм	88,9/73 мм	88,9/73 мм
12.	60 т	90 т	60 т	90 т	90 т

Исходные данные для расчета (варианты 23-27)

Параметры	Вариант 23	Вариант 24	Вариант 25	Вариант 26	Вариант 27
1.	3 100 м	2 600 м	3 300 м	2 800 м	3 100 м
2.	31 МПа	24 МПа	29 МПа	26 МПа	29 МПа
3.	7,4м	7,8м	7,4м	7,7м	7,75м

4.	2350 кг/м ³ ;	2400 кг/м ³ ;	2600 кг/м ³ ;	2420 кг/м ³ ;	2280 кг/м ³ ;
5.	16 л/с	17 л/с	17 л/с	16 л/с	17 л/с
6.	130 м ³	160 м ³	160 м ³	150 м ³	150 м ³
7.	225 мПа·с	220 мПа·с	230 мПа·с	240 мПа·с	250 мПа·с
8.	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
9.	1400 кг/м ³	1450 кг/м ³	1450 кг/м ³	1390 кг/м ³	1350 кг/м ³
10.	820 кг/м ³	840 кг/м ³	790 кг/м ³	830 кг/м ³	860 кг/м ³
11.	88,9/73 мм	88,9/73 мм	88,9/73 мм	88,9/73 мм	88,9/73 мм
12.	60 т	90 т	60 т	90 т	90 т

Исходные данные для расчета (варианты 28-30)

Параметры	Вариант 28	Вариант 29	Вариант 30
1.	2 900 м	2 900 м	2 900 м
2.	29 МПа	28,5 МПа	29,3 МПа
3.	8 м	9 м	10 м
4.	2390 кг/м ³ ;	2530 кг/м ³ ;	2630 кг/м ³ ;
5.	17 л/с	17 л/с	17 л/с
6.	140 м ³	160 м ³	150 м ³
7.	235 мПа·с	230 мПа·с	245 мПа·с
8.	0,2	0,3	0,2
9.	1400 кг/м ³	1300 кг/м ³	1200 кг/м ³
10.	820 кг/м ³	820 кг/м ³	800 кг/м ³
11.	88,9/73 мм	88,9/73 мм	88,9/73 мм
12.	60 т	60 т	60 т

Критерии оценки:

за каждую верно решенную задачу – 10 баллов;

за неправильно решенную задачу – 0 баллов.

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ
НОЯБРЬСКИЙ ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА
(ФИЛИАЛ) ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
(Филиал ТИУ в г. Ноябрьске)**

Кафедра Транспорта и технологий нефтегазового дела

Вопросы для промежуточной аттестации (экзамен)

1. Состав и классификация природных газов
2. Физико-химические и теплофизические свойства природных газов
3. Дросселирование газа. Коэффициент Джоуля-Томсона
4. Опасные свойства природного газа
5. Влажность природных газов
6. Условия образования гидратов. Методы борьбы с гидратообразованием
7. Технологические режимы эксплуатации газовых скважин
8. Особенности конструкций газовых скважин
9. Оборудование устья газовой скважины
10. Подземное оборудование ствола газовых скважин
11. Оборудование забоя газовых скважин
12. Определение внутреннего диаметра колонны НКТ газовой скважины
13. Определение глубины спуска колонны НКТ в газовую скважину
14. Залежи природного газа и их классификация
15. Методы определения типа залежи по составу и фазовому состоянию
16. Распределение давления в месторождениях и газовых скважинах
17. Определение типа залежи по фазовому состоянию пластовой смеси
18. Режимы газовых залежей
19. Подсчет запасов газа, жидких углеводородов и сопутствующих компонентов
20. Подсчет потенциальных (пластовых) запасов газа объемным методом
21. Подсчет запасов газа по падению давления
22. Обоснование технологического режима эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин
23. Основные принципы установления оптимального технологического режима эксплуатации скважин
24. Изменение технологического режима эксплуатации скважин в процессе разработки
25. Влияние степени вскрытия на производительность газовых скважин
26. Влияние характера вскрытия на производительность газовых скважин
27. Влияние степени вскрытия полосообразного пласта на продуктивность горизонтальной скважины
28. Влияние упругих свойств и депрессии на разрушение коллекторов
29. процесс разрушения коллекторов и методы ограничения процесса разрушения коллекторов
30. Влияние депрессии на образование песчаной пробки или столба жидкости на забое газовых скважин

31. Ввязь пробкообразования и наличия жидкости в стволе скважины с диаметром и глубиной спуска фонтанных труб
32. Изменение температуры по глубине горных пород и в простаивающей газовой скважине
33. Распределение температуры в стволе работающей газовой скважины
34. Образование гидратов в скважинах
35. Методы определения расположения газоводяного контакта
36. Способы увеличения безводного дебита газовой скважины
37. Одновременный приток газа и подошвенной воды к газовой скважине
38. Одновременный приток газа и нефти к газовой скважине, вскрывшей газонефтяной пласт
39. Технологический режим эксплуатации горизонтальных газовых скважин, вскрывшей пласты с подошвенной водой
40. Основные периоды разработки газовых и газоконденсатных месторождений
41. Особенности разработки и эксплуатации многопластовых газовых месторождений
42. Особенности разработки и эксплуатации газоконденсатных и газоконденсатнонефтяных месторождений
43. Компонентотдача месторождений природных газов
44. Методы интенсификации добычи газа

Критерии оценки:

При оценке знаний обучающиеся получают билет с 2 вопросами из выше представленного списка, за каждый правильный ответ – 50 баллов.

Максимальное количество баллов – 100.