

**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 нефтяных и
газовых месторождений**

направление подготовки:

21.03.01 Нефтегазовое дело

направленность:

**Эксплуатация и обслуживание объектов
добычи газа, газоконденсата и подзем-
ных хранилищ**

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 газа, газоконденсата и подземных хранилищ к результатам освоения дисциплины Основы разработки нефтяных и газовых 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:

Занкиев М.М.. к.т.н., 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)
ПКС-1 способность осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	ПКС-1.1 осуществляет выбор и систематизацию информации о технологических процессах нефтегазового производства	Знать (З1): основные принципы процесса выбора и систематизации информации о технологических процессах нефтегазового производства
		Уметь (У1): выбирать и систематизировать информацию о технологических процессах нефтегазового производства
		Владеть (В1): навыками выбора и систематизации информации о технологических процессах нефтегазового производства
ПКС-4 способность осуществлять оперативное сопровождение технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	ПКС-4.4 оперативное сопровождение технологических процессов в области нефтегазового дела	Знать (З2): назначение и сущность оперативного сопровождения технологических процессов в области нефтегазового дела
		Уметь (У2): проводить оперативное сопровождение технологических процессов в области нефтегазового дела
		Владеть (В2): навыками оперативного сопровождения технологических процессов в области нефтегазового дела

2. Формы аттестации по дисциплине

2.1. Форма промежуточной аттестации: **экзамен.**

Способ проведения промежуточной аттестации: **письменный экзамен.**

2.2. Формы текущей аттестации:

Таблица 2.1

№ п/п	Виды мероприятий в рамках текущего контроля	Количество баллов
1 текущая аттестация		
1	Тест по 1 и 2 разделам	0-10
2	Выполнение практических работ по 2 разделу	0-20
3	Теоретический коллоквиум 1	0-20
ИТОГО за первую текущую аттестацию		0-50
2 текущая аттестация		
1	Тест по 3 и 4 разделам	0-10
2	Выполнение практических работ по 3 и 4 разделам	0-20
3	Теоретический коллоквиум 2	0-20
ИТОГО за вторую текущую аттестацию		0-50
ВСЕГО		100

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	1.Основные понятия и определения 2.Основные типы залежей: нефтяные, газовые, газоконденсатные, нефтегазовые, газонефтяные	32,У2,В2	Выполнение практ. работ, тест	Письменный экзамен
2	2	3.Системы разработки нефтяных и газовых месторождений 4.Режимы работы и свойства пластов	32,У2,В2	Теоретический коллоквиум 1, выполнение практ. работ, тест	Письменный экзамен
3	3	5.Поддержание пластового давления 6.Методы увеличения нефтеотдачи пластов	31,У1,В1 32,У2,В2	Выполнение практ. работ, тест	Письменный экзамен
4	4	7.Виды и категории запасов нефти и газа 8.Анализ, прогноз, контроль и регулирование процесса разработки	31,У1,В1	Теоретический коллоквиум 2, выполнение практ. работ, тест	Письменный экзамен
5	Экзамен		31,У1,В1 32,У2,В2		Письменный экзамен

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:

- комплект вопросов к коллоквиуму 1, комплект тестов к первой текущей аттестации – 37 шт. (Приложение 1);
- комплект вопросов к коллоквиуму 2, комплект тестов ко второй текущей аттестации – 54 шт. (Приложение 2);
- комплект типовых заданий по теме: «Определение режима работы газовой залежи» - 30 вариантов (приведены в методических указаниях для практических занятий по дисциплине «Основы разработки нефтяных и газовых месторождений» для обучающихся по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»);
- комплект типовых заданий по теме: «Выбор методов увеличения нефтегазоотдачи пластов» - 30 вариантов (приведены в методических указаниях для практических занятий по дисциплине «Основы разработки нефтяных и газовых месторождений» для обучающихся по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»);
- комплект типовых заданий по теме: «Расчет запасов нефтегазовых месторождений» -30 вариантов (приведены в методических указаниях для практических занятий по дисциплине «Основы

разработки нефтяных и газовых месторождений а» для обучающихся по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»);

4.3. Фонд оценочных средств для промежуточной аттестации включает:

- комплект вопросов для промежуточной аттестации по дисциплине – 50 шт., размещены в Приложении 3.

**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 прикладной математики и естественнонаучных дисциплин

Текущая аттестация 1

Теоретический письменный коллоквиум 1

Перечень вопросов

1. Содержание курса, его назначение, связь со смежными дисциплинами.
2. Основные этапы изучения вопросов разработки нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений в стране и за рубежом.
3. Задачи, стоящие перед нефтяной и газовой промышленностью, проблемы разработки нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири в современных условиях.
4. Основные понятия и определения. Природные коллекторы нефти и газа. Физические свойства коллекторов нефти и газа.
5. Физико - механические свойства горных пород: упругость, пластичность, прочность на сжатие, разрыв и др.
6. Механические свойства горных пород.
7. Тепловые свойства горных пород: удельная теплоемкость, коэффициент температуропроводности, теплопроводности и линейного расширения.
8. Условия залегания газа в газовых залежах.
9. Физические свойства газа в пластовых условиях.
10. Условия залегания нефти в нефтяных залежах.
11. Поверхностные и капиллярные явления при вытеснении газа из пористой среды водой и газонефтяная залежь, газовое месторождение, пластовая система, объект разработки, блок разработки.
12. Нефтяное и газовое месторождения, нефтеносный пласт, газоносный пласт, пластовая система.
13. Физико-химические свойства нефти. Физико-химические свойства газа.
14. Геолого-физические особенности нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений.
15. Состав и свойства свободного газа и конденсата.
16. Технологическое понятие процесса разработки месторождения.
17. Особенности разработки многопластовых месторождений. Порядок ввода в разработку пластов (эксплуатационных объектов).
18. Динамика добычи, закачки, давлений, распределение показателей по объектам многопластового месторождения.
19. Сетка скважин, ее параметры.
20. Понятие о системе разработки.
21. Рядные, площадные, избирательные системы заводнения.
22. Понятие о рациональной системе разработки, классификация систем разработки.
23. Проектирование систем разработки, как комплексная задача.
24. Система разработки на естественном режиме, с поддержанием пластового давления.

25. Стадии и периоды разработки нефтяного, газового и газоконденсатного месторождения.
26. Технологические режимы эксплуатации скважин. Дебиты и продуктивность скважин
27. Система разработки многопластовых месторождений. Особенности системы разработки многопластовых месторождений, на примере Самотлорского месторождения.
28. Понятие об основных источниках пластовой энергии.
29. Способы изменения режимов работы пластов с целью увеличения нефтегазоотдачи.
30. Физические свойства жидкостей в пластовых условиях.
31. Пластовое давление и температура. Приведенное пластовое давление.
32. Распределение пластового давления по структуре не занятого разработкой и разрабатываемого пласта.
33. Определение пластовых давлений в нефтяных и газовых скважинах.
34. Физические свойства нефти в пластовых условиях.
35. Плотность и объемный коэффициент нефти.
36. Поверхностные и капиллярные явления при вытеснении нефти из пористой среды водой и газонефтяная залежь,
37. Виды поддержания пластового давления. Методы интенсификации процессов разработки нефтяных и газовых месторождений.
38. Увеличение градиентов давлений в пласте и уменьшение сопротивлений в ПЗП, увеличение числа скважин, приближение области питания к зонам отборов, увеличение давлений на искусственных контурах, снижение забойных давлений в эксплуатационных скважинах.
39. Основные виды режимов работы нефтяных залежей, их взаимопереходы при разработке месторождений: упругий, упруговодонапорный, водонапорный, газонапорный, режим вытеснения газированной нефти водой, режим
40. Условия применения различных методов в зависимости от геолого-структурных условий, сравнительная эффективность их.
41. Пути дальнейшего увеличения степени использования запасов нефти и газа.

Критерии оценки:

При оценке знаний обучающиеся получают два вопроса из выше представленного списка и письменно отвечают на них.

Вопрос/Ответ	Ответ полный	Ответ неполный	Ответ отсутствует
теоретический коллоквиум 2			
вопрос 1	10	1-9	0
вопрос 2	10	1-9	0
Итого:	20	2-18	0

Перечень тестовых вопросов к первой текущей аттестации

1 Наибольшими запасами нефти в Мире располагают страны:

1. Северной Америки;
2. Восточной Азии;
3. Ближнего и Среднего Востока;
4. Африки.

2 Основным исходным веществом, из которого в процессе катагенеза образуется нефть, являются:

1. деревья;
2. травы, мхи;

3. водоросли;

4. планктон.

3 Процесс генерации углеводородов нефти:

1. биологический;

2. радиоактивный;

3. термokatалитический;

4. гидротермальный.

4 Какому этапу катагенеза соответствует первая фаза газообразования?

1. ПК3-МК1;

2. МК1-МК2;

3. МК4-АК1;

4. АК2-АК4.

5 Нафтеновые нефти – это нефти в составе всех фракций которых, преобладают:

1. алканы;

2. цикланы;

3. арены;

4. сернистые соединения.

7 В какой из перечисленных форм природные газы не могут содержаться в осадочном чехле земной коры:

1. свободной;

2. водорастворенной;

3. твердой;

4. жидкой;

8 Наибольшей пористостью обладают:

1. глинистые сланцы;

2. глины;

3. песчаники;

4. доломиты.

9 Горная порода, содержащая пустоты с такими фильтрационно-емкостными свойствами, которые обуславливают её способность вмещать флюиды и обеспечивают их подвижность это:

1. ловушка;

2. коллектор;

3. природный резервуар;

4. флюидоупор.

10 Одной из задач сейсморазведки на поисковом этапе работ на углеводороды является:

1. оценка запасов месторождения;

2. установление основных структурных форм чехла;

3. определение эффективной мощности коллектора;

4. определение связей сейсмических параметров и атрибутов с характеристиками коллекторов.

11 Геотермический градиент выше, в пределах:

1. молодых платформ;

2. древних платформ;

3. складчатых областей;

4. переходных областей.

12 Месторождение газа с запасами 54 млрд. м3 следует отнести к:

1. уникальным по запасам;
2. крупным по запасам;
3. средним по запасам;
4. мелким по запасам.

13 Локализованные ресурсы нефти и газа оцениваются на стадии:

1. прогноза нефтегазоносности;
2. оценки зон нефтегазонакопления;
3. выявления объектов поискового бурения;
4. подготовки объектов к поисковому бурению

14. Среди нефтяных компаний России лидером по объему добычи является

1. Тюменская нефтяная компания (ТНК)
2. НК «ЮКОС»
3. НК «Татнефть»
4. НК «ЛУКОЙЛ»
5. НК «Сургутнефтегаз»

15 На долю России в общемировой добыче нефти приходится:

1. около 40%
2. не менее 30%
3. 20%
4. около 10%
5. 7,5%

16 Преобладающим классом углеводородных соединений в составе нефтей являются

1. алканы
2. цикланы
3. арены
4. циклоалканы
5. асфальтены

17 В распределении углеводородных ресурсов самые крупные скопления углеводородов в естественном залегании представлены

1. «сухим» метановым газом
2. газоконденсатными залежами
3. природными битумами
4. тяжелыми нефтями
5. газогидратами

18 Обычная (средняя) величина пористости в промышленных коллекторах гранулярного типа (терригенные породы) составляет

1. 1 - 3%
2. 3 - 5%
3. 5 - 7%
4. 7 - 10%
5. 10 - 20%

19 Одна из особенностей месторождений нефти и газа в заполярной части Западной Сибири состоит в том, что покрышки здесь относятся к типу

1. сульфатно-солевых
2. гипсо-ангидритовых
3. глинистых
4. криогенных
5. карбонатных

20 В какой нефтегазоносной области Западно-Сибирской НГП находится месторождение Самотлор?

1. Васюганской
2. Среднеобской
3. Приуральской
4. Гыданской
5. Усть-Енисейской

21 Максимальное содержание гелия, как попутного компонента, характерно для газовых залежей

1. Тимано-Печорской НГП
2. Сахалинской НГО
3. Северо-Кавказской НГП
4. Западно-Сибирской НГП
5. Лено-Тунгусской НГП

22 Максимальное количество керна отбирается при бурении скважин

1. опорных
2. параметрических
3. структурных
4. поисковых
5. опережающих эксплуатационных

23 Юрубчено-Тохомское НГК месторождение характеризуется залежами нефти и газа в

1. юрских и меловых песчаниках
2. девонских карбонатах
3. пермских песчаниках и триасовых известняках
4. силурийских доломитах и песчаниках
5. рифейских доломитах и вендских песчаниках

24 Жидкий каустобиолит, первый представитель ряда нафтидов, способный к перемещениям в недрах и в поверхностных условиях – это...

1. богхеды.
2. асфальтиты.
3. нефть.
4. кериты.
5. антраксолиты.

25 Состав и классификация нефтей

1) По химическому составу нефть состоит из двух элементов углерода и водорода. Одни из важнейших физических свойств нефти - плотность и вязкость.

2) Нефть состоит из парафинов и асфальтенов. Физическое свойство нефти - давление насыщенных паров.

- 3) Нефть состоит из ароматических и нафтеновых углеводородов.
 4) Нефть состоит из твердых асфальтенов и смол. Физические свойства нефти - температура выкипания.

26 Состав и свойства природных газов

- 1) Природные газы состоят из углеводородов группы C_nH_{2n+2} . Свойства природных газов - молекулярная масса, вязкость, плотность, критические параметры.
 2) Природные газы состоят из гомологического ряда C_nH_{2n-2} . Физические свойства - теплоемкость, температура кипения, удельный объем.
 3) Природные газы состоят из углеводородов гомологического ряда C_nH_{4n+2} , а также неуглеводородных компонентов. Свойства природных газов - температура кипения, газовая постоянная, теплота сгорания.
 4) Природные газы состоят из углеводородов группы C_nH_{2n+2} , а также неуглеводородных компонентов. Основные физические свойства - молекулярная масса, плотность, вязкость, критические параметры, удельный объем газа.

27 Уравнение состояния реальных газов

- 1)
$$\left(P + \frac{a}{V^2} \right) \cdot (V - b) = R \cdot T$$

 2)
$$P \cdot V = m \cdot z \cdot R \cdot T$$

 3)
$$P \cdot V = R \cdot T$$

 4)
$$\rho = \frac{M_{см} \cdot P}{z \cdot R \cdot T}$$

28 Критические и приведенные давления и температуры

- 1)
$$\bar{T}_{кр} = \sum_{i=1}^n y_i \cdot T_{крi} \quad \bar{P}_{кр} = \sum_{i=1}^n y_i \cdot P_{крi}$$

 2)
$$P_{кр} = \frac{P}{\sum_{i=1}^n y_i \cdot P_{крi}} \quad T_{кр} = \frac{T}{\sum_{i=1}^n y_i \cdot T_{крi}}$$

 3)
$$P_{кр} = \frac{P_{пл}}{T_{пл}} \quad T_{кр} = \frac{T_{пл}}{P_{пл}}$$

29 Давление при котором нефть, газ, вода находятся в пустотах коллектора в естественных условиях.

- 1)
$$P_{пл} = \rho \cdot g \cdot H$$

 2)
$$P_{пл} = 0,1 \cdot H \cdot 10^4$$

 3)
$$P_{пл} = \rho \cdot g \cdot H + P_y$$

30 В газовых скважинах, ствол которых заполнен легко сжимающимся газом, пластовое давление можно вычислить:

- 1)
$$P_{пл} = P_y \cdot e^S$$

 2)
$$P_{пл} = P_y \cdot e^{2 \cdot S}$$

 3)
$$P_{пл} = P_{зт} \cdot e^S$$

$$4) P_{пл} = P_{заб} \cdot e^S$$

31 Пластовая температура определяется по известному геотермическому градиенту

$$1) t = t_0 + \Gamma \frac{H - h_0}{100}$$

$$2) t = T_0 + \Gamma \frac{H - h_0}{100}$$

$$3) T = T_0 + \Gamma \frac{H_0}{h_0}$$

$$4) t = t_0 + \Gamma \frac{H}{100}$$

32 Физические свойства нефти в пластовых условиях

- 1) Физические свойства нефти в пластовых условиях: газосодержание, коэффициент растворимости, объемный коэффициент, коэффициент усадки, коэффициент сжимаемости.
- 2) - пористость, проницаемость, вязкость.
- 3) - коэффициент нефтеотдачи, гранулометрический состав, карбонатность.
- 4) - глинистость, нефтенасыщенность, газовый фактор.

33 Пластовая энергия и силы, действующие в залежах нефти и газа

- 1) Пластовая энергия и силы, действующие в залежах: энергия напора краевых и подошвенных вод, энергия сжатого газа, энергия растворенного газа, упругая энергия сжатых пород и жидкостей, гравитационная энергия.
- 2) - энергия фильтрационных вод, энергия горного давления, энергия вулканов.
- 3) - энергия напора краевых и подошвенных вод, энергия сжатого газа, энергия растворенного газа, упругая энергия сжатых пород и жидкостей, гравитационная энергия.
- 4) - энергия земного тяготения, землетрясения, энергия вулканической деятельности.

34 Режимы разработки нефтяных и газовых залежей

- 1) Выделяют следующие режимы разработки: водонапорный (естественный и искусственный) упруговодонапорный, газонапорный (режим газовой шапки), режим растворенного газа, гравитационный режим.
- 2) - проектный режим, холостой режим, ускоренный режим, инерционный режим.
- 3) - газовый режим, нефтяной режим, ускоренный режим.
- 4) - вулканический режим, магматический режим, терригенный режим, поглощающий режим.

35 Нефтеотдача и газоотдача пластов

1) водонапорный режим	0,5÷0,8	
газонапорный режим	0,1÷0,4	
режим растворенного газа	0,05÷0,3	
гравитационный режим		0,1÷0,2
газоотдача		0,7÷0,8
2) водонапорный режим	0,5÷0,9	
газонапорный режим	0,4÷0,7	
режим растворенного газа	0,15÷0,3	
3) водонапорный режим	1,0÷1,5	
газонапорный режим	0,5÷0,7	

режим растворенного газа	0,6÷0,8
4)водонапорный режим	0,1÷0,3
газонапорный режим	0,7÷0,8
режим растворенного газа	0,3÷0,7

36 Технологический режим эксплуатации газовых скважин - это:

- 1) условия движения газа в пласте, характеризующиеся значениями дебита и забойного давления;
- 2) определенные условия движения газа в призабойной зоне и по стволу скважины, характеризующиеся значениями дебита и забойного давления, определяемые некоторыми естественными ограничениями;
- 3) условия движения газа в газопроводе характеризующиеся значениями давления;
- 4) условия движения газа в стволе скважины, характеризующиеся депрессией на пласт.

37 Эксплуатация газовых скважин без поддержания пластового давления это:

1. Режим истощения
2. Газовый режим
3. Упругий режим
4. Гравитационный режим
5. Режим растворенного газа

Критерии оценивания

Процент правильных ответов	До 40%	41-50%	51-60%	61 – 80%	81-100%
Количество баллов за решенный тест	0	1	3	4	5

**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 прикладной математики и естественнонаучных дисциплин

Текущая аттестация 2

Теоретический письменный коллоквиум 1

Перечень вопросов

1. Общие понятия о методах воздействия на нефтяные и газовые пласты, их назначение.
2. Условия эффективного применения поддержания пластового давления (ППД).
3. Виды заводнения (законтурное, приконтурное, внутриконтурное –блоковое, осевое, площадное, очаговое и др.).
4. Выбор и расположение нагнетательных скважин.
5. Определение количества воды, необходимой для осуществления заводнения, давления нагнетания, приемистости нагнетательной скважины, числа нагнетательных скважин.
6. Источники водоснабжения.
7. Требования, предъявляемые к нагнетаемой в пласт воде.
8. Методы увеличения нефтегазоотдачи пластов, их назначение и классификация.
9. Гидродинамические методы (изменение направления фильтрационных потоков, циклическое заводнение и форсированный отбор жидкости).
10. Тепловые методы (закачка пара, закачка горячей воды, внутрипластовое горение).
11. Оборудование, применяемое при тепловых методах воздействия.
12. Газовые методы (вытеснение нефти закачкой углеводородных «сухих» и сжиженных газов, закачка газа высокого давления, водогазовое воздействие).
13. Физико-химические методы (полимерное заводнение, щелочное заводнение, заводнение с использованием полимерно –активных веществ (ПАВ), кислотная обработка, закачка осадкогелеобразующих составов и др.).
14. Микробиологические, вибросейсмические методы. Торпедирование или отбор продукта при вакууме.
15. Критерии подбора объектов воздействия
16. Геологические и промышленные запасы, балансовые и забалансовые запасы, выделение запасов по различным категориям.
17. Геолого-промысловая информация для прогнозирования разработки нефтегазовых месторождений.
18. Методики расчета показателей разработки.
19. Требования к соотношению запасов по различным категориям для обоснования системы разработки нефтяного и газового месторождений и вложения средств в обустройство месторождения.
20. Определение режимов работы пласта, граничных условий при разработке месторождений по условиям залегания, по результатам гидродинамических исследований скважин и пластов и по данным кратковременной эксплуатации скважин.
21. Основные исходные данные к подсчету запасов нефти и газа (пористость, насыщенность, свойства пластовых флюидов – плотность, вязкость, сжимаемость, газонасыщенность,

давление насыщения, объемный коэффициент (усадка); температурный режим залежи, геометрические размеры залежи, нижний порог проницаемости и т.п.).

22. Задачи авторского надзора, анализа, контроля при реализации запроектированной системы разработки.

23. Методы контроля, назначение каждого метода, объём и качество информации каждого из методов.

24. Промыслово-геологические методы контроля, геофизические и гидродинамические методы.

25. Использование скважин добывающего и нагнетательного фонда для контроля за процессом разработки месторождения.

26. Контрольные и пьезометрические скважины.

27. Методы регулирования разработки месторождений и залежей в зависимости от физико-геологических условий месторождения.

Критерии оценки:

При оценке знаний обучающиеся получают два вопроса из выше представленного списка и письменно отвечают на них.

Вопрос/Ответ	Ответ полный	Ответ неполный	Ответ отсутствует
теоретический коллоквиум 2			
вопрос 1	10	1-9	0
вопрос 2	10	1-9	0
Итого:	20	2-18	0

Перечень тестовых вопросов ко второй текущей аттестации

1 Состав и классификация нефтей

1) По химическому составу нефть состоит из двух элементов углерода и водорода. Одни из важнейших физических свойств нефти - плотность и вязкость.

2) Нефть состоит из парафинов и асфальтенов. Физическое свойство нефти - давление насыщенных паров.

3) Нефть состоит из ароматических и нафтеновых углеводородов.

4) Нефть состоит из твердых асфальтенов и смол. Физические свойства нефти - температура выкипания.

2 Состав и свойства природных газов

1) Природные газы состоят из углеводородов группы C_nH_{2n+2} . Свойства природных газов - молекулярная масса, вязкость, плотность, критические параметры.

2) Природные газы состоят из гомологического ряда C_nH_{2n-2} . Физические свойства - теплоемкость, температура кипения, удельный объем.

3) Природные газы состоят из углеводородов гомологического ряда C_nH_{4n+2} , а также неуглеводородных компонентов. Свойства природных газов - температура кипения, газовая постоянная, теплота сгорания.

4) Природные газы состоят из углеводородов группы C_nH_{2n+2} , а также неуглеводородных компонентов. Основные физические свойства - молекулярная масса, плотность, вязкость, критические параметры, удельный объем газа

3 Возможные способы вызова притока

1) Метод понижения плотности ($\rho_{ж}$) или уровня(h).

2) Уменьшение газового фактора (Γ_n).

- 3) Увеличение плотности жидкости ($\rho_{ж}$).
- 4) Облегчение столба жидкости ($\rho_{ж}$) или понижение уровня (h).

4 Все методы воздействия на призабойную зону скважины (ПЗС) можно разделить на следующие группы:

- 1) гидравлические, гидродинамические;
- 2) механические, термодинамические;
- 3) термохимические, тепловые;
- 4) химические, механические, гидрогазодинамические, тепловые.

5 Наиболее распространенный метод физико-химического воздействия на ПЗС?

- 1) Кислотная обработка
- 2) Щелочная обработка
- 3) Обработка нефтью
- 4) Обработка ПАВ

6 Наиболее распространенный метод механического (гидрогазодинамического) воздействия на ПЗС с целью интенсификации притока или приемистости скважин

- 1) гидропескоструйная перфорация.
- 2) кумулятивная перфорация.
- 3) гидравлический разрыв пласта.
- 4) торпедная перфорация.

7 Целесообразность проведения тепловой обработки ПЗС

- 1) при отложении солей в ПЗС
- 2) при отложении твердых или очень вязких углеводородов
- 3) при отложении парафинов, смол, асфальтенов
- 4) при образовании песчаной пробки

8 Гидродинамические методы исследования предназначены для получения информации об объекте разработки, об условиях и интенсивности притока нефти, воды и газа в скважину. Гидродинамические методы исследования подразделяются на:

- 1) термобарические, термохимические;
- 2) гидравлические, газодинамические;
- 3) исследования при установившихся и не установившихся режимах фильтрации;
- 4) исследования при стационарных и нестационарных режимах фильтрации.

9 Цель гидродинамического исследования скважин при установившихся режимах фильтрации?

- 1) определение забойного давления;
- 2) определение зависимости дебита скважины от перепада давления;
- 3) оценка фильтрационных показателей пласта;
- 4) построение индикаторной кривой, т.е. зависимости дебита скважины от депрессии.

10 Коэффициент продуктивности скважины при соблюдении линейного закона фильтрации определяется:

$$1) Q_H = k \cdot (P_{пл} - P_{заб})$$

$$2) k = \frac{Q_H}{(P_{пл} - P_{заб})}$$

$$3) Q_H = k \cdot (P_{пл} - P_{заб})^{0,5}$$

$$4) \operatorname{tg} \alpha = k$$

11 Цель исследования скважин и пластов при неустановившихся режимах фильтрации заключается в оценке фильтрационных сопротивлений, неоднородности путем обработки кривой изменения давления во времени по формуле:

$$1) \Delta P = A \cdot Q + B \cdot Q^2$$

$$2) P_{пл} = P_z + \frac{Q}{k_0}$$

$$3) \Delta P = \frac{Q \cdot \mu}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \ln \frac{2,05 \cdot \chi \cdot t}{r_c^2}$$

$$4) \Delta P = \frac{Q \cdot \mu}{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \ln \frac{R_k}{r}$$

12 Основная задача дебитометрических исследований заключается :

- 1) в определении дебита скважины;
- 2) в определении расхода воды в нагнетательных скважинах;
- 3) в получении информации о распределении по интервалам интенсивности притока и скважинного перетока;
- 4) в определении приемистости отдельных пропластков.

13 Гидропрослушивание заключается в изучении особенностей распространения:

- 1) пористости пласта;
- 2) проницаемости пласта;
- 3) упругого импульса (возмущения) в пласте между различными скважинами;
- 4) упругого водонапорного режима.

14 Существуют три основных способа добычи нефти:

- 1) шахтный способ добычи;
- 2) способ подземной выработки;
- 3) насосный, газлифтный и фонтанный;
- 4) фонтанный, газлифтный и насосный способ добычи нефти.

15 Фонтанная эксплуатация скважин это явление подъема жидкости с забоя на поверхность за счет:

- 1) кинетической энергии;
- 2) механической энергии;
- 3) пластовой энергии;
- 4) потенциальной энергии за счет напора краевых и подошвенных вод.

16 Если притекающую пластовую энергию пополняют закачкой газа в скважину с поверхности, то осуществляется искусственное фонтанирование, которое называем газлифтным подъемом, а способ эксплуатации - газлифтным. Давление закачиваемого газа, измеренное на устье скважины, называют рабочим давлением P_p . Оно практически равно:

$$1) P_1 = P_p + \Delta P_1 + \Delta P_2$$

$$2) P_p = P_1 - \Delta P_1 + \Delta P_2$$

$$3) P_1 = P_p + \Delta P_2 - \Delta P_1$$

$$4) P_1 = P_p + \Delta P_1 - \Delta P_2$$

17 Конструкция газлифтных подъемников создается:

- 1) однорядными лифтами;
- 2) двумя рядами концентрично расположенных труб;
- 3) тремя рядами концентрично расположенных труб;
- 4) четырьмя рядами концентрично расположенных труб.

18 В настоящее время на практике используют следующие методы снижения пусковых давлений:

- 1) гидроразрыв пласта;
- 2) кислотная обработка;
- 3) метод задавки жидкости в пласт, метод свабирования, метод пусковых отверстий, глубинные газлифтные клапаны;
- 4) тепловая обработка призабойной зоны.

19 Оборудование устья газлифтных скважин аналогично оборудованию:

- 1) штанговых насосных скважин;
- 2) погружной центробежной насосной установки;
- 3) фонтанных скважин;
- 4) устанавливается упрощенная фонтанная арматура.

20 Особенности эксплуатации газового месторождения обусловлены:

- 1) отличием свойств газа от соответствующих свойств нефти;
- 2) неразрывной связью системы пласт-скважина-трубопровод;
- 3) числом и порядком ввода скважин в эксплуатацию;
- 4) системой проектирования газовых месторождений.

21 Технологический режим эксплуатации газовых скважин - это:

- 1) условия движения газа в пласте, характеризуемые значениями дебита и забойного давления;
- 2) определенные условия движения газа в призабойной зоне и по стволу скважины, характеризуемые значениями дебита и забойного давления, определяемые некоторыми естественными ограничениями;
- 3) условия движения газа в газопроводе характеризуемые значениями давления;
- 4) условия движения газа в стволе скважины, характеризуемые депрессией на пласт.

22 Первичная диагностика объекта проводится не позднее, чем:

- a) через 2 года после ввода объекта в эксплуатацию;
- b) через 3 года после ввода объекта в эксплуатацию;
- c) через 4 года после ввода объекта в эксплуатацию;
- d) через 6 лет после ввода объекта в эксплуатацию.

23 Дефектом называется:

1. Повреждение трубопровода, выявленное при визуальном осмотре
2. Каждое отдельное несоответствие продукции установленным требованиям
3. Повреждение трубопровода, выявленное с помощью прибора
4. Отклонение положения трубопровода от проектного положения.

24 Дефект относится к проектным:

1. Непровар в сварном шве

2. Не соответствие НОРМ реальным условиям
3. Старение трубопровода
4. Коррозия трубопровода

25 Дефект относится к эксплуатационным:

1. Ошибка проекта
2. Непровар в сварном шве
3. Не соответствие норм реальным условиям
4. Нарушение режимов эксплуатации трубопровода

26 Межкристаллическая коррозия – это:

1. Коррозия, распространяющаяся по границам кристаллов (зерен) металла
2. Имеет вид отдельных точечных поражений
3. Имеет вид отдельных пятен
4. Чередующиеся поперечные выпуклости и вогнутости стенки трубы, приводящие к излому оси и уменьшению проходного сечения нефтепровода

27 Магнитным неразрушающим контролем называется:

1. Вид неразрушающего контроля, основанный на анализе взаимодействия электромагнитного поля вихретокового преобразователя с электромагнитным полем вихревых токов, наводимых в контролируемом объекте
2. Вид неразрушающего контроля, основанный на регистрации параметров электрического поля, взаимодействующего с контролируемым объектом или возникающего в контролируемом объекте в результате внешнего воздействия
3. Вид неразрушающего контроля, основанный на анализе взаимодействия магнитного поля с контролируемым объектом
4. Вид неразрушающего контроля, основанный на регистрации изменений параметров электромагнитных волн радиодиапазона, взаимодействующих с контролируемым объектом

28 Электрическим неразрушающим контролем называется:

1. Вид неразрушающего контроля, основанный на регистрации изменений параметров электромагнитных волн радиодиапазона, взаимодействующих с контролируемым объектом
2. Вид неразрушающего контроля, основанный на анализе взаимодействия магнитного поля с контролируемым объектом
3. Вид неразрушающего контроля, основанный на анализе взаимодействия электромагнитного поля вихретокового преобразователя с электромагнитным полем вихревых токов, наводимых в контролируемом объекте
4. Вид неразрушающего контроля, основанный на регистрации параметров электрического поля, взаимодействующего с контролируемым объектом или возникающего в контролируемом объекте в результате внешнего воздействия

29 Радиоволновым неразрушающим контролем называется:

1. Вид неразрушающего контроля, основанный на регистрации изменений параметров электромагнитных волн радиодиапазона, взаимодействующих с контролируемым объектом
2. Вид неразрушающего контроля, основанный на анализе взаимодействия магнитного поля с контролируемым объектом
3. Вид неразрушающего контроля, основанный на анализе взаимодействия электромагнитного поля вихретокового преобразователя с электромагнитным полем вихревых токов, наводимых в контролируемом объекте
4. Вид неразрушающего контроля, основанный на регистрации изменений тепловых или температурных полей контролируемых объектов, вызванных дефектами

30 Акустико-эмиссионный методом контроля называется:

1. Вид неразрушающего контроля, основанный на анализе взаимодействия магнитного поля с контролируемым объектом
2. Метод неразрушающего контроля, основанный на выделении и анализе параметров сигналов акустической эмиссии
3. Вид неразрушающего контроля, основанный на анализе взаимодействия электромагнитного поля вихретокового преобразователя с электромагнитным полем вихревых токов, наводимых в контролируемом объекте
4. Метод неразрушающего контроля, основанный на генерации ионизирующего излучения веществом контролируемого объекта без активации его в процессе контроля

31 Ультразвуковой дефектоскоп – «Ультраскан» предназначен для:

1. Первичной очистки нефтепровода
2. Определения коррозии, расслоений, рисок, включений
3. Контроля качества сварных стыков
4. Определения степени загрязнения внутренней поверхности трубы

32 Магнитный дефектоскоп высокого разрешения – «Магнескан» предназначен для:

1. Определения степени загрязнения внутренней поверхности трубы
2. Определения коррозии, расслоений, рисок, включений
3. Контроля качества сварных стыков
4. Определения дефектов поперечных сварных швов и коррозии

33 Акустико-эмиссионный контроль проводится для:

1. Выявления развивающихся дефектов сварных соединений и основного металла стенки и днища резервуара
2. Определения коррозии, расслоений, рисок, включений
3. Контроля качества сварных стыков
4. Выявления трещин в металле резервуара

34 Методы акустической диагностики используют в качестве диагностической информации:

1. Вибрацию насосного агрегата
2. Шум работающего агрегата
3. Продукты сгорания агрегата

35 Методы трибодиагностики используют в качестве диагностической информации:

1. Продукты сгорания агрегата
2. Вибрацию насосного агрегата
3. Шум работающего агрегата
4. Масло работающего агрегата

36 При добыче нефти часто приходится встречаться с проблемой эксплуатации нескольких нефтенасыщенных горизонтов, имеющих различные характеристики (пластовое давление, проницаемость, пористость, давление насыщения и т.д.). Раздельно эксплуатировать два пласта в зависимости от условий притока жидкости в скважину можно следующими способами:

- 1) оба пласта фонтанным способом;
- 2) один пласт фонтанным, другой механическим способом;
- 3) шахтным способом;
- 4) открытой выработкой

37 Основными видами осложнений при эксплуатации скважин являются:

- 1) изменение дебита, падение давления, прекращение подачи нефти, отказ подземного и наземного оборудования, утечка в насосной установке;
- 2) появление воды, вынос песка, образование эмульсии, выход из строя клапанов насоса, утечка в насосной установке;
- 3) обводнение скважины, образование гидратов, песчаных пробок, отложение солей, парафинов, смол, асфальтенов;
- 4) аварийное фонтанирование, преждевременное обводнение, образование песчаных пробок, гидратов и АСПО.

38 Относительная длительность работы скважины оценивается коэффициентом эксплуатации K_z , который представляет собой:

- 1) отношение количества добытой нефти к определенной дате эксплуатации к первоначальным запасам;
- 2) отношение суммарного времени работы данной скважины T_i в сутках к общему календарному времени T_{k_i} .
- 3) отношение отработанных скважино-дней к календарному времени;
- 4) отношение суммарного времени работы всех скважин, имевших различную длительность ра-

боты $\sum_{i=1}^n T_i$ к общему календарному времени $\sum_{i=1}^n T_{k_i}$.

39 Важным показателем работы скважины также является межремонтный период (МРП). По отношению к отдельной скважине и группе скважин МРП определяется как:

- 1) отношение суммарного времени работы данной скважины к общему календарному времени;
- 2) средняя продолжительность непрерывной работы скважины (в сутках) между двумя ремонтами;
- 3) отношение суммы продолжительностей работы скважин к сумме числа ремонтов по каждой i - скважине;
- 4) отношение отработанного времени к календарному.

40 Устанавливаются следующие основные области применения систем диагностирования:

- а) на этапе производства объекта: в процессе наладки, в процессе приемки;
- б) на этапе эксплуатации объекта;
- в) при техническом обслуживании в процессе применения, при техническом обслуживании в процессе хранения, при техническом обслуживании в процессе транспортировки;
- г) при ремонте изделия: перед ремонтом, после ремонта

41 Одним из показателей методов дефектоскопии является чувствительность – это:

- 1) понятия чувствительность не существует.
- 2) наибольший размер выявляемого дефекта;
- 3) наименьший размер выявляемого дефекта;

42 Как Вы думаете, разрешающая способность метода это:

- 1) минимальное расстояние между минимальными дефектами;
- 2) максимальное расстояние между дефектами;
- 3) возможность получить разрешение на выполнение тех или иных работ

43 Вмятиной называется:

А. Дефект геометрии, при котором сечение трубы имеет отклонение от круглости, а наибольший и наименьший диаметры находятся во взаимно перпендикулярных направлениях;

- В. Чередующиеся поперечные выпуклости и вогнутости стенки трубы, приводящие к излому оси и уменьшению проходного сечения нефтепровода;
- С. Локальное уменьшение проходного сечения трубы в результате механического воздействия, при котором не происходит излома оси нефтепровода;
- Д. Несплошность металла стенки трубы.

44 Гофрой называется:

- А. Чередующиеся поперечные выпуклости и вогнутости стенки трубы, приводящие к излому оси и уменьшению проходного сечения нефтепровода;
- В. Локальное уменьшение проходного сечения трубы в результате механического воздействия, при котором не происходит излома оси нефтепровода;
- С. Дефект геометрии, при котором сечение трубы имеет отклонение от круглости, а наибольший и наименьший диаметры находятся во взаимно перпендикулярных направлениях;
- Д. Несплошность металла стенки трубы.

45 Овальностью называется:

- А. Чередующиеся поперечные выпуклости и вогнутости стенки трубы, приводящие к излому оси и уменьшению проходного сечения нефтепровода;
- В. Дефект геометрии, при котором сечение трубы имеет отклонение от круглости, а наибольший и наименьший диаметры находятся во взаимно перпендикулярных направлениях;
- С. Локальное уменьшение проходного сечения трубы в результате механического воздействия, при котором не происходит излома оси нефтепровода;
- Д. Несплошность металла стенки трубы.

46 Расслоением называется:

- А. Локальное уменьшение проходного сечения трубы в результате механического воздействия, при котором не происходит излома оси нефтепровода;
- В. Дефект геометрии, при котором сечение трубы имеет отклонение от круглости, а наибольший и наименьший диаметры находятся во взаимно перпендикулярных направлениях;
- С. Чередующиеся поперечные выпуклости и вогнутости стенки трубы, приводящие к излому оси и уменьшению проходного сечения нефтепровода;
- Д. Несплошность металла стенки трубы.

47 Трещиной называется:

- А. Чередующиеся поперечные выпуклости и вогнутости стенки трубы, приводящие к излому оси и уменьшению проходного сечения нефтепровода;
- В. Дефект геометрии, при котором сечение трубы имеет отклонение от круглости, а наибольший и наименьший диаметры находятся во взаимно перпендикулярных направлениях;
- С. Дефект в виде узкого разрыва металла стенки труб;
- Д. Локальное уменьшение проходного сечения трубы в результате механического воздействия, при котором не происходит излома оси нефтепровода.

49 Методы акустической диагностики используют в качестве диагностической информации:

- А. Вибрацию насосного агрегата
- В. Шум работающего агрегата
- С. Масло работающего агрегата
- Д. Продукты сгорания агрегата

50 Методы трибодиагностики используют в качестве диагностической информации:

- А. Продукты сгорания агрегата
- В. Шум работающего агрегата

- C. Вибрацию насосного агрегата
- D. Масло работающего агрегата

51 Для борьбы с преждевременным обводнением пластов и скважин применяются:

- 1) форсированный отбор жидкости;
- 2) оптимизация технологических режимов работы;
- 3) осуществление изоляционных работ;
- 4) регулирование процесса разработки.

52 Условия, влияющие на ограничения дебита газовых скважин можно подразделить на следующие группы:

- 1) гидродинамические условия, термодинамические условия;
- 2) геологические, технологические, технические, экономические условия;
- 3) гидрогеологические, физико-химические, термобарические условия;
- 4) геологические, литологические, тектонические условия.

53 Газоконденсатными являются залежи, при эксплуатации которых добывается:

- 1) нефть и газ;
- 2) газолин;
- 3) сжиженный газ;
- 4) газ и конденсат.

54 Исследование газоконденсатных систем проводится с целью:

- 1) определение дебита газоконденсатной системы;
- 2) определение пластовых давлений и температур;
- 3) определение фазового состояния газоконденсатных систем, пластовых потерь конденсата;
- 4) определение содержания конденсата в пластовом газе, фазового состояния, коэффициента извлечения, пластовых потерь конденсата.

Критерии оценивания

Процент правильных ответов	До 40%	41-50%	51-60%	61 – 80%	81-100%
Количество баллов за решенный тест	0	1	3	4	5

**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 прикладной математики и естественнонаучных дисциплин

Вопросы для промежуточной аттестации (экзамен)

1. Содержание курса, его назначение, связь со смежными дисциплинами. Основные этапы изучения вопросов разработки нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений в стране и за рубежом.
2. Задачи, стоящие перед нефтяной и газовой промышленностью, проблемы разработки нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири в современных условиях.
3. Основные понятия и определения. Природные коллекторы нефти и газа. Физические свойства коллекторов нефти и газа.
4. Физико - механические свойства горных пород: упругость, пластичность, прочность на сжатие, разрыв и др.
5. Механические свойства горных пород. Тепловые свойства горных пород: удельная теплоемкость, коэффициент температуропроводности, теплопроводности и линейного расширения.
6. Условия залегания газа в газовых залежах. Физические свойства газа в пластовых условиях.
7. Условия залегания нефти в нефтяных залежах.
8. Поверхностные и капиллярные явления при вытеснении газа из пористой среды водой и газонефтяная залежь, газовое месторождение, пластовая система, объект разработки, блок разработки.
9. Нефтяное и газовое месторождения, нефтеносный пласт, газоносный пласт, пластовая система.
10. Физико-химические свойства нефти. Физико-химические свойства газа.
11. Геолого-физические особенности нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений. Состав и свойства свободного газа и конденсата.
12. Технологическое понятие процесса разработки месторождения.
13. Особенности разработки многопластовых месторождений.
14. Порядок ввода в разработку пластов (эксплуатационных объектов). Динамика добычи, закачки, давлений, распределение показателей по объектам многопластового месторождения.
15. Сетка скважин, ее параметры. Понятие о системе разработки.
16. Рядные, площадные, избирательные системы заводнения.
17. Понятие о рациональной системе разработки, классификация систем разработки. Проектирование систем разработки, как комплексная задача.

18. Система разработки на естественном режиме, с поддержанием пластового давления. Стадии и периоды разработки нефтяного, газового и газоконденсатного месторождения.

19. Технологические режимы эксплуатации скважин. Дебиты и продуктивность скважин

20. Система разработки многопластовых месторождений. Особенности системы разработки многопластовых месторождений, на примере Самотлорского месторождения.

21. Понятие об основных источниках пластовой энергии.

22. Способы изменения режимов работы пластов с целью увеличения нефтегазоотдачи.

23. Физические свойства жидкостей в пластовых условиях. Пластовое давление и температура.

24. Приведенное пластовое давление. Распределение пластового давления по структуре не занятого разработкой и разрабатываемого пласта.

25. Определение пластовых давлений в нефтяных и газовых скважинах. Физические свойства нефти в пластовых условиях.

26. Плотность и объемный коэффициент нефти. Поверхностные и капиллярные явления при вытеснении нефти из пористой среды водой и газонефтяная залежь,

27. Виды поддержания пластового давления. Методы интенсификации процессов разработки нефтяных и газовых месторождений.

28. Увеличение градиентов давлений в пласте и уменьшение сопротивлений в ПЗП, увеличение числа скважин, приближение области питания к зонам отборов, увеличение давлений на искусственных контурах, снижение забойных давлений в эксплуатационных скважинах.

29. Основные виды режимов работы нефтяных залежей, их взаимопереходы при разработке месторождений: упругий, упруговодонапорный, водонапорный, газонапорный, режим вытеснения газированной нефти водой, режим

30. Условия применения различных методов в зависимости от геологоструктурных условий, сравнительная эффективность их. Пути дальнейшего увеличения степени использования запасов нефти и газа.

31. Общие понятия о методах воздействия на нефтяные и газовые пласты, их назначение. Условия эффективного применения поддержания пластового давления (ППД).

32. Виды заводнения (законтурное, приконтурное, внутриконтурное – блоковое, осевое, площадное, очаговое и др.).

33. Выбор и расположение нагнетательных скважин. Определение количества воды, необходимой для осуществления заводнения, давления нагнетания, приемистости нагнетательной скважины, числа нагнетательных скважин.

34. Источники водоснабжения. Требования, предъявляемые к нагнетаемой в пласт воде.

35. Методы увеличения нефтегазоотдачи пластов, их назначение и классификация. Гидродинамические методы (изменение направления фильтрационных потоков, циклическое заводнение и форсированный отбор жидкости).

36. Тепловые методы (закачка пара, закачка горячей воды, внутрипластовое горение). Оборудование, применяемое при тепловых методах воздействия.

37. Газовые методы (вытеснение нефти закачкой углеводородных «сухих» и сжиженных газов, закачка газа высокого давления, водогазовое воздействие).

38. Физико-химические методы (полимерное заводнение, щелочное заводнение, заводнение с использованием полимерно – активных веществ (ПАВ), кислотная обработка, закачка осадкогелеобразующих составов и др.).

39. Микробиологические, вибросейсмические методы. Торпедирование или отбор продукта при вакууме.

40. Критерии подбора объектов воздействия

41. Геологические и промышленные запасы, балансовые и забалансовые запасы, выделение запасов по различным категориям.

42. Геолого-промысловая информация для прогнозирования разработки нефтегазовых месторождений. Методики расчета показателей разработки.

43. Требования к соотношению запасов по различным категориям для обоснования системы разработки нефтяного и газового месторождений и вложения средств в обустройство месторождения.

44. Определение режимов работы пласта, граничных условий при разработке месторождений по условиям залегания, по результатам гидродинамических исследований скважин и пластов и по данным кратковременной эксплуатации скважин.

45. Основные исходные данные к подсчету запасов нефти и газа (пористость, насыщенность, свойства пластовых флюидов – плотность, вязкость, сжимаемость, газонасыщенность, давление насыщения, объемный коэффициент (усадка); температурный режим залежи, геометрические размеры залежи, нижний порог проницаемости и т.п.).

46. Задачи авторского надзора, анализа, контроля при реализации запроектированной системы разработки.

47. Методы контроля, назначение каждого метода, объём и качество информации каждого из методов.

48. Промыслово-геологические методы контроля, геофизические и гидродинамические методы.

49. Использование скважин добывающего и нагнетательного фонда для контроля за процессом разработки месторождения. Контрольные и пьезометрические скважины.

50. Методы регулирования разработки месторождений и залежей в зависимости от физико-геологических условий месторождения.