

Документ подписан простой электронной подписью  
 Информация о владельце:  
 ФИО: Косенок Сергей Михайлович  
 Должность: ректор  
 Дата подписания: 18.06.2024 13:35:21  
 Уникальный программный ключ:  
 e3a68f3eae1e62674b54f4998099d346b6dcf836

## Оценочные материалы для промежуточной аттестации по дисциплине

### Основы нефтегазового дела, 1 семестр

Код, направление подготовки	03.04.02
Направленность (профиль)	Цифровые технологии в геофизике
Форма обучения	очная
Кафедра-разработчик	Кафедра экспериментальной физики
Выпускающая кафедра	Кафедра экспериментальной физики

#### Типовые задания для контрольной работы:

Задача 1. В неограниченном продуктивном пласте, насыщенном за контуром нефтеносности водой, обладающей вязкостью, примерно равной вязкости нефти, пущены в эксплуатацию одновременно две добывающие скважины с равными дебитами  $q = 1 \cdot 10^{-3}$  м<sup>3</sup>/с. Толщина пласта и его проницаемость в нефтеносной части и за контуром нефтеносности одинаковы и составляют соответственно  $h = 12$  м,  $k = 0,5 \cdot 10^{-12}$  м<sup>2</sup>. Упругоэластичности  $\beta$  как нефтяной, так и водоносной частей пласта одинаковы, причем  $\beta =$

$= 5 \cdot 10^{-10}$  Па<sup>-1</sup>, вязкость нефти  $\mu_n = 1$  мПа·с. Расстояние между скважинами  $l = 300$  м.

Требуется определить, как изменяется давление в пласте по сравнению с начальным пластовым на середине расстояния между скважинами спустя 29 сут ( $25 \cdot 10^5$  с) после пуска скважин.

Задача 2. При проектировании разработки нефтяного месторождения в нем было выделено два объекта разработки. Пласты характеризуются неоднородным строением и содержат много пропластков и линз. В результате лабораторного изучения процесса вытеснения нефти из пород-коллекторов определены коэффициенты вытеснения  $\eta_{11} = 0,7$  и  $\eta_{12} = 0,6$  соответственно для первого и второго объектов, а на основе построения зональных карт распространения отдельных пропластков и линз и наложения на нефтеносную часть месторождения различных схем расположения скважин получены зависимости коэффициентов охвата первого и второго объектов воздействием  $\eta_{21}$  и  $\eta_{22}$  от соответствующих параметров плотности сеток скважин  $s_{c1}$  и  $s_{c2}$ . Эти зависимости оказались линейными. Они имеют вид

$$\eta_{21} = 1 - 0,005s_{c1}$$

$$\eta_{22} = 1 - 0,00833s_{c2}$$

$s_{c1}$  и  $s_{c2}$  в 10<sup>4</sup> м<sup>2</sup>/скв.

Геологические запасы нефти в пластах первого объекта  $G_1 = 80$  млн. т, а в пластах второго объекта  $G_2 = 30$  млн. т. Площадь нефтеносности первого объекта  $S_1 = 5000 \cdot 10^4$  м<sup>2</sup>, а второго  $S_2 = 1200 \cdot 10^4$  м<sup>2</sup>. На оба объекта решено пробурить  $n = 150$  скважин. Найти, какое число скважин следует пробурить на каждый объект разработки с тем, чтобы суммарные извлекаемые запасы для месторождения в целом получились максимальными?

Задача 3 Месторождение разрабатывается с использованием трехрядной схемы расположения скважин. Извлекаемый запас нефти в одном элементе системы разработки, включающем одну нагнетательную и три добывающие скважины, равен  $500 \cdot 10^3$  т. Темп разработки" элемента  $Z_{\Sigma} = Z_{\Sigma}(t)$ ,  $Z_{\Sigma 0} = 0,05$  1/год,  $t = 5$  лет. Скорость бурения скважин и их обустройства на месторождении равна 400 скважинам в год. Месторождение полностью разбурируется и обустраивается за время  $t_1$  — 8 лет.

Требуется определить среднегодовую добычу нефти из месторождения через 5, 8 и 13 лет после начала его разработки, извлекаемые запасы месторождения в целом и темп его разработки от начальных извлекаемых запасов через 8 лет после ввода в разработку.

Задача 4. Требуется найти параметры логарифмически нормального распределения абсолютной проницаемости пласта  $\sigma$  и  $k$  по результатам промыслово-геофизических исследований продуктивного пласта месторождения, проведенных в 10 скважинах.

Распределение толщин пропластков в различных интервалах проницаемости:

0-200	-	0
200-400	-	3,8
400-600	-	4,1
600-800	-	3,1
800-1000	-	0,6

Общая исследованная толщина пропластков во всех скважинах  $h = 150$  м.

Задача 5. В неограниченном продуктивном пласте, насыщенном за контуром нефтеносности водой, обладающей вязкостью, примерно равной вязкости нефти, пущены в эксплуатацию одновременно две добывающие скважины с равными дебитами

$q = 1 \cdot 10^{-3}$  м<sup>3</sup>/с. Толщина пласта и его проницаемость в нефтеносной части и за контуром нефтеносности одинаковы и составляют соответственно  $h = 12$  м,  $k = 0,5 \cdot 10^{-12}$  м<sup>2</sup>. Упругоемкости  $\beta$  как нефтяной, так и водоносной частей пласта одинаковы, причем  $\beta =$

$= 5 \cdot 10^{-10}$  Па<sup>-1</sup>, вязкость нефти  $\mu_n = 1$  мПа-с. Расстояние между скважинами  $l = 300$  м.

Требуется определить, как изменяется давление в пласте по сравнению с начальным пластовым на середине расстояния между скважинами спустя 29 сут ( $25 \cdot 10^5$  с) после пуска скважин.

Задача 6. Нефтяное месторождение, подстилаемое неактивной водой, разрабатывается при режиме растворенного газа. Начальное пластовое давление  $p_0 = 24,5$  МПа. Оно равно давлению насыщения. За некоторый период разработки месторождения при режиме растворенного газа пластовое давление снизилось до  $p = 19,0$  МПа. При этом из пласта было отобрано количество дегазированной нефти  $Q_n$  равное  $236,3 \cdot 10^4$  м<sup>3</sup> в стандартных условиях. Средний за рассматриваемый период разработки месторождения газовый фактор  $G = Q_g/Q_n = 587,7$  м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

Требуется определить на основе метода материального баланса начальные геологические запасы нефти (в дегазированном состоянии)  $G_n$  и текущую нефтеотдачу  $\eta$  к концу указанного периода.

Задача 7. Определить показатели разработки залежи нефти при упругом режиме пласта, когда нефть вытесняется к забоям скважин водой, поступающей из законтурной области. Радиус условного контура нефтеносности, схематизированного окружностью,  $R = 2620$  м. Начальное пластовое давление  $p_0 = 26$  МПа, давление насыщения нефти газом  $p_n = 15$  МПа. Газосодержание  $G_0 = 145$  м<sup>3</sup>/т. Проницаемость пород в нефтеносной части пласта  $k = 0,38 \cdot 10^{-12}$  м<sup>2</sup>, средняя толщина пласта  $h = 12$  м, вязкость нефти в пластовых условиях  $\mu_n = 2,6$  мПа-с. В водоносной области пласта коэффициент гидропроводности в 2,6 раза больше, чем в пределах залежи. Насыщенность порового объема пласта связанной водой  $S_{св} = 0,12$ . Коэффициент вытеснения нефти водой, определенный по лабораторным исследованиям,  $\eta_1 = 0,86$ . Коэффициент, характеризующий процесс обводнения продукции скважин,  $\mu = 1,25$ . Коэффициент упругоемкости законтурной области пласта  $\beta = 6,2 \cdot 10^{-10}$  Па<sup>-1</sup>. Плотность дегазированной нефти  $\rho_n = 862$  кг/м<sup>3</sup>, плотность воды  $\rho_v = 1000$  кг/м<sup>3</sup>. Объемный коэффициент нефти при начальном пластовом давлении  $b_{но} = 1,3$ .

Рассмотреть вариант разработки при следующих условиях. Залежь вводится в эксплуатацию в течение  $t = 5$  лет ( $157,7 \cdot 10^6$  с) при бурении скважин по равномерной сетке; средний дебит по жидкости одной скважины  $q_{лж}$  составляет  $0,82 \cdot 10^{-3}$  м<sup>3</sup>/с. При этом достигается максимальный дебит, равный 8,5 % от начальных геологических запасов нефти в залежи. Коэффициент, учитывающий влияние плотности сетки скважин на нефтеотдачу,  $\alpha = 0,026 \cdot 10^{-4}$  скв/м<sup>2</sup>.

*Типовые вопросы к зачету:*

1. Назовите химические элементы, слагающие верхнюю часть литосферы.

2. Какими породами сложена литосфера Земли.
3. Химические, биохимические, органогенные, обломочные, глинистые породы, каустобиолиты, акаустобиолиты.
4. Органическое вещество в природе. Фотосинтез. Как появились первые каустобиолиты. Содержание углерода в каустобиолитах и в акаустобиолитах. Роль фитопланктона и высших наземных растений в истории Земли в формировании первичного органического вещества.
5. Основные вещества, слагающие ткани отмерших организмов - белки, липиды, лигнин, углеводы, целлюлоза.
6. Особенности соотношения Н/С наземных растений (ароматичность структуры) и морского планктона (алифатическая и алициклическая структура).
7. Какие вещества наиболее устойчивые для сохранения в осадке и почему другие не сохраняются.
8. Липиды, битумы, пиробитумы.
9. Сапропели, их переход в сапропелиты, сопутствующие процессы, образование протонефти.
10. Процессы образования нефти, гидрогенизация.
11. Основные даты формирования каустобиолитов: шунгитов, углей, продуцирование из каустобиолитов нефти и газа.
12. Каустобиолиты. Нефтяной и угольный ряды каустобиолитов. Что такое «нефть». Парафиновые, нафтеновые и ароматические компоненты нефтей.
13. Химический состав нефти. Фракционный состав нефти.
14. Физические свойства нефти: плотность, вязкость, поверхностное натяжение, температура застывания.
15. Растворимость нефти, мицеллярные растворы, оптические свойства нефти.
16. Показатель преломления нефти, люминесценция.
17. Хемофоссилии. Порфирины. Гомологичность реликтовых углеводородов.
18. Химическая классификация нефтей: нефти метановые, метаново-нафтеновые, нафтеновые, нафтеново-метаново-ароматические, ароматические.
19. Товарная и технологическая классификация нефти по: содержанию серы; фракций, перегоняющихся до 350 °С; потенциальному содержанию масел; индексу вязкости; содержанию парафина.
20. Углеводородные газы. Состав и свойства газов: сухие и тощие газы. Давление насыщения.
21. Плотность газов, газонасыщенность. Метан и его гомологи. Двуокись углерода. Азот. Сероводород. Водород. Гелий.
22. Классификация газов по: условиям нахождения; соотношению компонентов.
23. Гидраты природных газов. Газогидраты. Классификация природных газогидратов. Газогидраты: криогенные, седиментогенные, фильтрогенные, диагенетические. Газогидраты морских бассейнов.
24. Газоконденсатные системы. Газоконденсат. Первичные и вторичные газоконденсатные системы.
25. Нафтоиды.
26. Горючие сланцы. Породы-коллекторы. Виды пустотного пространства – поры, каверны, трещины. Характеристика пород-коллекторов по пористости (емкости) и проницаемости. Классификация пустот и пор по размерам. Классификация пор по генезису. Три типа пород-коллекторов по характеру пустот.
27. Породы, в которых могут быть развиты породы-коллекторы: пески и песчаники, алевроиты и алевролиты, известняки (органогенные и оолитовые) и доломиты.
28. Пористость пород-коллекторов (общая, открытая, эффективная).
29. Проницаемость пород-коллекторов.
30. Классификация пород-коллекторов:
31. Криосфера. Классификация обломочных пород. Формирование карбонатных пород в связи с активизацией горячих точек.
32. Породы-покрышки (флюидоупоры). Типы пород-флюидоупоров: глины, аргиллиты, каменная соль, ангидрит и гипс, мергель.

33. Классификация покрышек по Э.А. Бакирову: региональные, субрегиональные, зональные, локальные; классификация покрышек по соотношению с этажами нефтегазоносности: по петрофизическим свойствам. Трещиноватость. Степень однородности покрышек. Классификация покрышек А.А. Ханина.
34. Породы-коллекторы в отложениях Западной Сибири в: палеозойских; верхнеюрских (васюганская свита), нижнемеловых (ачимовская толща).
35. Строение верхней части васюганской свиты верхнеюрского возраста: подугольной, межугольной и надугольной толщ.
36. Отложения георгиевской и баженовской свит.
37. Условия формирования ачимовской толщи. Формирование пород-коллекторов ачимовской толщи раннего мела. Турбидитные потоки, их повторяемость.
38. Антиклинальные и синклинальные складки. Сбросы и взбросы. Горсты и грабены. Элементы складок: крылья, замок, ядро, вершина складки, осевая плоскость, шарнир складки.
39. Природные резервуары, типы резервуаров: пластовый, массивный (однородный), неоднородный массивный, литологически ограниченный, пластово-массивный.
40. Резервуары: массивный гидротермальный тектонически ограниченный; метасоматический зон трещиноватости; трещинный, карстово-трещинный.
41. Ловушки нефти и газа. Структурные или антиклинальные и все остальные - неантиклинальные ловушки. Типы ловушек по Л.П. Мстиславской.
42. Классификация ловушек нефти и газа по происхождению: структурные или антиклинальные; тектонически экранированные; литологически экранированные, стратиграфические, рифогенные.
43. Ловушки нефти и газа: гидротермальные тектонических зон; метасоматически-трещинные; трещинные; карстово-трещинные.
44. Залежи нефти и газа. Газонефтяной контакт (ГНК). Водонефтяной контакт (ВНК). Внешний и внутренний контуры нефте-газоносности). Длина, ширина, высота и площадь залежи.
45. Классы залежей: структурные; рифогенные; литологические; стратиграфические;
46. Класс структурных залежей; Группы залежей антиклиналей и куполов: сводовые; висячие; тектонически-экранированные; блоковые; приконтактные.
47. Группа моноклинальных залежей; классы залежей: дизъюнктивно-экранированный; стратиграфически-экранированный; литологически-экранированный; гидравлически-экранированный; осложненных структурным носом.
48. Группа синклинальных залежей: синклинального изгиба.
49. Класс рифогенных залежей; группа залежей рифовых массивов: в рифогенных образованиях.
50. Класс литологических залежей; залежи: литологически экранированные; литологически ограниченные.
51. Класс стратиграфических залежей, залежи: под стратиграфическим несогласием; останцовые; выступовые.
52. Залежи смешанного типа.
53. Месторождения нефти и газа: однопластовые и многопластовые; однофазные и двухфазные.
54. Тип пород, к которому приурочены основные известные месторождения нефти и газа.
55. Зональность в размещении месторождений нефти и газа.
56. Нефтегазоносные: провинции; области; районы; зоны.