

**МИНОБРНАУКИ РОССИИ**  
**Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение**  
**высшего образования**  
**«Югорский государственный университет»**  
**НИЖНЕВАРТОВСКИЙ НЕФТЯНОЙ ТЕХНИКУМ (филиал)**  
**федерального государственного бюджетного образовательного учреждения**  
**высшего образования**  
**«Югорский государственный университет»**



**МДК.01.01 РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ  
И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

**21.00.00 ПРИКЛАДНАЯ ГЕОЛОГИЯ, ГОРНОЕ ДЕЛО,  
НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО И ГЕОДЕЗИЯ**  
специальность 21.02.01

Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

**Методические указания к выполнению практических занятий  
для обучающихся 2 курса очной формы обучения  
образовательных учреждений  
среднего профессионального образования**

**Нижневартовск 2017**

## ББК 33.36

Р17

### РАССМОТРЕНО


На заседании ПЦК «ЭиБ»  
Протокол № 5 от 19.05.2017 г.

Председатель

 Е. Г. Драницына

### УТВЕРЖДАЮ

Председатель методического совета  
ННТ (филиал) ФГБОУ ВО «ЮГУ»

 Р. И. Хайбулина

« 25 » мая 2017 г.

Методические указания к выполнению практических занятий для обучающихся 2 курса очной формы обучения образовательных учреждений среднего профессионального образования по МДК.01.01 Разработка нефтяных и газовых месторождений специальности 21.02.01 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений (21.00.00 ПРИКЛАДНАЯ ГЕОЛОГИЯ, ГОРНОЕ ДЕЛО, НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО И ГЕОДЕЗИЯ), разработаны в соответствии с:

1. Федеральным государственным образовательным стандартом (далее – ФГОС) по специальности среднего профессионального образования (далее – СПО) 21.02.01 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, утвержденного приказом Министерства образования и науки №482 от 12.05.2014 г.;

2. Программой профессионального модуля ПМ.01 Проведение технологических процессов разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, утвержденной 13.09.2016 г.

Разработчик:

Качуро Альбина Даниловна, первая квалификационная категория, преподаватель Нижневартовского нефтяного техникума (филиал) ФГБОУ ВО «ЮГУ».

Рецензенты:

1. Драницына Елена Геннадьевна, высшая квалификационная категория, преподаватель Нижневартовского нефтяного техникума (филиал) ФГБОУ ВО «ЮГУ».

2. Курбанов С.Э., начальник технологического отдела разработки нефтяных месторождений ОАО МПК «Аганнефтегазгеология».

Замечания, предложения и пожелания направлять в Нижневартовский нефтяной техникум (филиал) федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Югорский государственный университет» по адресу: 628615, Тюменская обл., Ханты-Мансийский автономный округ, г. Нижневартовск, ул. Мира, 37.

## ВВЕДЕНИЕ

Методические указания к выполнению практических работ для обучающихся 2 курса очной формы обучения по разделу «Разработка нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений» междисциплинарного курса МДК 01.01 Разработка нефтяных и газовых месторождений разработаны и составлены в соответствии с Федеральным государственным образовательным стандартом (ФГОС) среднего (полного) общего образования (профильное обучение); в соответствии с федеральными базисными учебными планами для образовательных учреждений Российской Федерации, реализующих программы общего образования (приказ Минобрнауки России от 09.03.2000г. №13121 в редакции приказов Минобрнауки России от 20.08.2008г. №241 и от 30.08.2010г. №889) для специальности 21.02.01 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений.

Предлагаемые методические указания составлены в помощь обучающимся специальности 21.02.01 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений.

В результате выполнения практических занятий обучающийся должен уметь обосновывать выбранные способы разработки нефтяных и газовых месторождений, проводить анализ процесса разработки месторождений; знать требования рациональной разработки нефтяных и газовых месторождений.

В часть сборника вошло 9 практических занятий.

**Цель методических указаний:** закрепление полученных теоретических знаний, приобретение расчетных навыков, а также навыков самостоятельной работы с графиками, схемами, таблицами.

Междисциплинарный курс МДК 01.01 Разработка нефтяных и газовых месторождений относится к профессиональному модулю ПМ.01 «Проведение технологических процессов разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений» учебного плана и построен с учетом системности, научности, доступности и преемственности; способствует развитию коммуникативной компетенции специалистов.

### **Место междисциплинарного курса в структуре профессионального модуля**

Междисциплинарный курс МДК.01.01 Разработка нефтяных и газовых месторождений относится к профессиональному модулю ПМ.01 Проведение технологических процессов разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений.

Результатом освоения МДК.01.01 Разработка нефтяных и газовых месторождений является овладение обучающимися видом профессиональной деятельности **Проведение технологических процессов разработки нефтяных и газовых месторождений**, в том числе профессиональными (ПК) и общими (ОК) компетенциями:

<b>Код</b>	<b>Наименование результата обучения</b>
ПК 1.1.	Контролировать и соблюдать основные показатели разработки месторождений
ПК 1.2.	Контролировать и поддерживать оптимальные режимы разработки и эксплуатации скважин.
ПК 1.3.	Предотвращать и ликвидировать последствия аварийных ситуаций на нефтяных и газовых месторождениях
ПК 1.4.	Проводить диагностику, текущий и капитальный ремонт скважин
ПК 1.5.	Принимать меры по охране окружающей среды и недр
ОК 1.	Понимать сущность и социальную значимость своей будущей профессии, проявлять к ней устойчивый интерес
ОК 2.	Организовывать собственную деятельность, выбирать типовые методы и способы выполнения профессиональных задач, оценивать их эффективность и качество
ОК 3.	Принимать решения в стандартных и нестандартных ситуациях и нести за них ответственность
ОК 4.	Осуществлять поиск и использование информации, необходимой для эффективного выполнения профессиональных задач, профессионального и личностного развития
ОК 5.	Использовать информационно-коммуникационные технологии в профессиональной деятельности
ОК 6.	Работать в коллективе и в команде, эффективно общаться с коллегами, руководством, потребителями
ОК 7.	Брать на себя ответственность за работу членов команды, за результат выполнения заданий
ОК 8.	Самостоятельно определять задачи профессионального и личностного развития, заниматься самообразованием, осознанно планировать повышение квалификации
ОК 9.	Ориентироваться в условиях частой смены технологий в профессиональной деятельности

С целью овладения указанным видом профессиональной деятельности и соответствующими профессиональными компетенциями в ходе освоения профессионального модуля обучающийся **должен**

**иметь практический опыт:**

- контролировать и соблюдать основные показатели разработки месторождений;
- контролировать и поддерживать оптимальные режимы разработки месторождений и эксплуатации скважин;
- предотвращать и ликвидировать последствия аварийных ситуаций на нефтяных и газовых месторождениях;
- проводить диагностику, текущий и капитальный ремонт скважин;

- принимать меры по охране окружающей среды и недр от техногенного воздействия производства.

**уметь:**

- обрабатывать геологическую информацию о месторождении;
- обосновывать выбранные способы разработки нефтяных и газовых месторождений;
- проводить анализ процесса разработки месторождений;
- проводить исследования нефтяных и газовых скважин и пластов;
- использовать результаты исследования скважин и пластов;
- разрабатывать геолого-технические мероприятия по поддержанию и восстановлению работоспособности скважин;
- готовить скважину к эксплуатации;
- устанавливать технологический режим работы скважины и вести за ним контроль.

**знать:**

- геофизические методы контроля технического состояния скважины;
- требования рациональной разработки нефтяных и газовых месторождений;
- технологию сбора и подготовки скважинной продукции;
- нормы отбора нефти и газа из скважин и пластов;
- методы воздействия на пласт и призабойную зону;
- способы добычи нефти.

## ПЕРЕЧЕНЬ ПРАКТИЧЕСКИХ ЗАНЯТИЙ

№ п/п	Наименование	Кол-во часов	Профессиональные компетенции
1	2	3	4
1	<b>Практическое занятие №18.</b> Изучение принципов выделения эксплуатационных объектов при разработке месторождений	2	ПК1.1 ПК1.2 ОК1, ОК2
2	<b>Практическое занятие №19.</b> Изучение систем одновременной, последовательной и рациональной разработки месторождения	2	ПК1.1 ПК1.2 ОК2, ОК3
3	<b>Практическое занятие №20.</b> Расчет продолжительности залежи нефти	2	ПК1.1 ПК1.2 ОК1, ОК4
4	<b>Практическое занятие №21.</b> Изучение основных стадий разработки нефтяных месторождений	2	ПК1.1 ПК1.2 ОК1, ОК2

5	<b>Практическое занятие №22.</b> Расчет показателей разработки при упругом режиме залежи	2	ПК1.1 ПК1.2 ОК2, ОК4
6	<b>Практическое занятие №23.</b> Расчет показателей разработки нефтегазового месторождения методом материального баланса	2	ПК1.1 ПК1.2 ОК1, ОК2, ОК5
7	<b>Практическое занятие №24.</b> Изучение особенностей разработки газовых и газоконденсатных месторождений	2	ПК1.1 ПК1.2 ОК1, ОК4
8	<b>Практическое занятие №25.</b> Изучение методов регулирования процесса разработки нефтегазовых месторождений	2	ПК1.1 ПК1.2 ОК1, ОК3
9	<b>Практическое занятие №26.</b> Изучение схематизации контура нефтеносности	2	ПК1.1 ПК1.2 ОК2, ОК4
<b>ВСЕГО:</b>		<b>18</b>	

## **ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 18**

### **ИЗУЧЕНИЕ ПРИНЦИПОВ ВЫДЕЛЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ОБЪЕКТОВ ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

#### **Цель работы:**

1. Изучить факторы и критерии, влияющие на выделение эксплуатационных объектов.
2. Изучить принципы выделения эксплуатационных объектов при разработке нефтяных и газовых месторождений.
3. Установить факторы, влияющие на объединение двух продуктивных горизонтов в один.

#### **Порядок работы:**

1. Изучить общие сведения.
2. Составить опорный конспект, выписать факторы, влияющие на выделение и объединение эксплуатационных объектов.
3. Сделать вывод по работе.

#### **Формируемые компетенции: ОК1, ОК2; ПК1.1, ПК1.2.**

#### **Краткие теоретические сведения:**

Эксплуатационный объект выделяют на основе геологического, технологического и экономического анализа в период проектирования и при выделении эксплуатационных объектов следует учитывать:

1. геолого-физические свойства пород-коллекторов;

2. физико-химические свойства нефти, воды и газа;
3. фазовое состояние углеводородов и режим пластов;
4. технику и технологию эксплуатации скважин.

Эксплуатационные объекты выделяют на основе геологического, технологического и экономического анализов в период проектирования разработки.

В большинстве случаев дебит скважин  $q$ , осуществляющих совместную разработку  $m > 1$  пластов, оказывается меньше суммы дебитов скважин, каждая из которых эксплуатирует только один из  $m$  пластов:

$$q < q_1 + q_2 + \dots + q_m.$$

Пласты, существенно отличающиеся по проницаемости эффективной толщине и неоднородности, во многих случаях целесообразно выделять в один ЭО, так как они могут значительно отличаться по продуктивности, способам эксплуатации скважин, скорости выработанности запасов и изменению обводненности продукции. Для различной по площади неоднородности могут быть выбраны разные сетки скважин.

При решении вопросов выделения эксплуатационных объектов используются следующие критерии:

1. Диапазон нефтегазоносности по разрезу (толщину продуктивного разреза);
2. Число продуктивных пластов в разрезе;
3. Глубину залегания продуктивных пластов;
4. Толщину промежуточных непродуктивных пластов и наличие зон слияния продуктивных пластов;
5. Положение водонефтяных контактов по пластам;
6. Литологическую характеристику продуктивных пластов;
7. Коллекторские свойства (особенно проницаемость и эффективную толщину), диапазон их изменения;
8. Различие типов залежей по пластам; режимы залежей и возможное их изменение;
9. Свойства нефти в пластовых и поверхностных условиях;
10. Запасы нефти по пластам.

Если эти условия не препятствуют совмещению пластов в единый объект, то проводят гидродинамические расчеты по определению технологических показателей с учетом способов регулирования баланса пластовой энергии, контроля и регулирования процесса разработки, а также технических средств добычи нефти. Затем определяют экономическую эффективность различных вариантов сочетания отдельных пластов в эксплуатационные объекты. Научно обоснованное выделение эксплуатационных объектов служит важным фактором экономии и повышения эффективности разработки.

Нецелесообразно в один объект объединять два продуктивных гори-

зонта, когда:

- а) одна из залежей чисто нефтяная, а вторая нефтегазовая;
- б) обе залежи нефтяные, но одна из них водоплавающая;
- в) проницаемость пластов различается в 2 и более раза;
- г) у пластов разные пластовые давления, особенно, когда давление в одном из них близко к давлению насыщения;
- д) нефть в пластах различается по вязкости более чем в 4 раза.

**Контрольные вопросы:**

1. Что необходимо учитывать при выделении эксплуатационных объектов?
2. Какие критерии используются при решении вопросов выделения объектов?
3. Что такое гидродинамические расчеты и когда они проводятся?
4. В каких случаях нецелесообразно объединять два продуктивных горизонта в один объект?

## **ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 19**

### **ИЗУЧЕНИЕ СИСТЕМ ОДНОВРЕМЕННОЙ, ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОЙ И РАЦИОНАЛЬНОЙ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.**

**Цель работы:**

1. Изучить системы одновременной разработки нефтяных и газовых месторождений.
2. Изучить системы последовательной разработки нефтяных и газовых месторождений.
3. Изучить системы рациональной разработки нефтяных и газовых месторождений

**Порядок работы:**

1. Изучить общие сведения.
2. Составить опорный конспект, выписать определения раздельной и совместной разработки; определения разработки сверху вниз и снизу вверх.
3. Выписать основные критерии рациональной системы разработки.
4. Сделать вывод по работе.

**Формируемые компетенции: ОК2, ОК3; ПК1.1, ПК1.2.**

**Краткие теоретические сведения:**

***Система одновременной разработки.***

Преимущество систем одновременной разработки объектов — это возможность использования запасов всех объектов после их разбуривания. Реализовать эти системы можно по одному из вариантов:

1. *Раздельная разработка*, когда каждый объект эксплуатируется самостоятельной сеткой скважин. Требуется большое число скважин, что приводит к значительным капитальным вложениям. Может применяться



при наличии высокопродуктивных объектов и возможности быстрого их разбуривания. Ее преимущество — обеспечение надежного контроля за процессом разработки и его регулирования.

2. *Совместная разработка*, при которой два или более пластов в виде единого эксплуатационного объекта разрабатываются единой сеткой добывающих и нагнетательных скважин. Возможны ее подварианты: с увеличением числа добывающих скважин на малопродуктивные объекты и с увеличением числа нагнетательных скважин на малопродуктивные объекты.

3. *Совместно-раздельная разработка*, при которой добывающие скважины оборудуют установками для одновременно-раздельной эксплуатации, нагнетательные скважины — установками для одновременно-раздельной закачки воды. Она позволяет преодолеть недостатки первых двух вариантов, сохраняя при этом их преимущества.

### ***Система последовательной разработки.***

Системы последовательной разработки объектов можно реализовать по следующим основным вариантам.

1. *Разработка сверху вниз*, при которой каждый нижележащий объект эксплуатируется после вышележащего. Она применялась в первый период развития нефтяной промышленности и в настоящее время признана в основном нерациональной, так как задерживает разведку и разработку нижележащих объектов, увеличивает объем бурения и расход металла на обсадные трубы, повышает опасность нарушения правил охраны недр вышележащих объектов при разбуривании нижележащих объектов.

2. *Разработка снизу вверх*, при которой начинают разрабатывать объекты с нижнего, так называемого опорного объекта, а затем переходят на возвратные объекты. При наличии многих объектов в качестве опорных также выбирают наиболее изученные и высокопродуктивные объекты с достаточно большими запасами нефти, а в качестве возвратных - остальные объекты. Тогда приступают к разработке опорных объектов, тем самым не задерживают эксплуатацию вышележащих продуктивных объектов с большими запасами.

### ***Рациональная система разработки.***

В качестве критериев рациональной системы разработки принимаются следующие основные положения.

1. Рациональная система разработки должна обеспечить наименьшую степень взаимодействия между скважинами.

2. Рациональная система должна обеспечить наибольший коэффициент нефтеотдачи.

3. Рациональная система разработки должна обеспечить минимальную себестоимость нефти.

В связи с этим, понятие ***рациональной системы разработки*** в окончательном виде формулируется так: *рациональная система разработки должна обеспечить заданную добычу нефти при минимальных затратах и возможно больших коэффициентах нефтеотдачи.*

Внедрение рациональной системы разработки позволяет добиться высоких технико-экономических показателей при разработке месторождений.

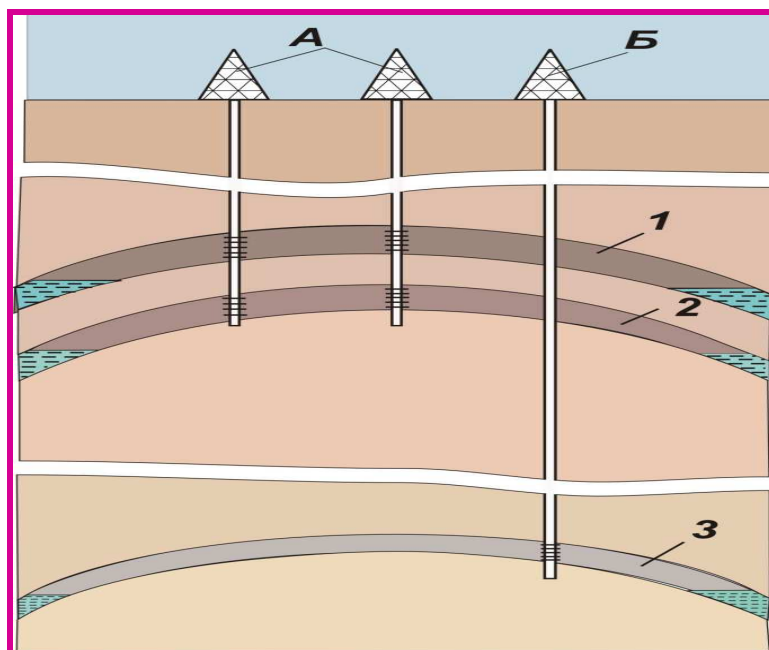


Рисунок 19.1 – Системы одновременной и последовательной разработки пласты 1 и 2 объединяются в один объект разработки (А); пласт 3 разрабатывается своей группой скважин (Б)

**Контрольные вопросы:**

1. Какие существуют варианты системы одновременной разработки?
2. В чем различие совместной и раздельной разработки?
3. Расскажите сущность совместно-раздельной разработки.
4. Какие существуют варианты системы последовательной разработки?
5. Основные критерии и определение рациональной системы разработки.

## ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА № 20

### РАСЧЕТ ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТИ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖИ НЕФТИ

**Цель работы:**

1. Научиться рассчитывать запасы нефти, извлекаемые из залежи на каждом этапе ее разработки
2. Оценивать эффективность использования пластовой энергии.

**Порядок работы:**

1. Изучить общие сведения.
2. Составить опорный конспект, выписать данные геолого-промысловых материалов.
3. Рассчитать запасы нефти и суммарный дебит скважин по этапам

разработки.

4. Сделать вывод по работе.

**Формируемые компетенции: ОК1, ОК4; ПК1.1, ПК1.2.**

**Краткие теоретические сведения:**

Составление технологической схемы или проекта разработки базируется на следующих *геолого-промысловых материалах*, полученных в результате геолого-разведочных работ и опытной эксплуатации:

1. В результате геолого-поисковых разведочных работ должны быть построены детальные структурные карты по кровле и подошве нефтяного пласта с показом тектонических нарушений, линий выклинивания и замещения продуктивных отложений на непродуктивные.

2. Должно быть установлено положение внутреннего и внешнего контуров нефтеносности вода — нефть (ВНК) и нефть — газ (ГНК).

3. Подлежат исследованию в лабораториях свойства нефти, газа и воды в пластовых и поверхностных условиях. Среди свойств пластовой нефти с особой тщательностью должны быть исследованы такие параметры, как давление насыщения нефти газом и зависимость вязкости, объемного коэффициента пластовой нефти от давления насыщения.

4. Коллекторские свойства пласта (пористость, проницаемость, карбонатность и другие) должны быть изучены как по данным пластового керна, так и с помощью промыслово-геофизических и гидродинамических исследований. Обработку первичных материалов исследований коллекторских свойств пласта необходимо проводить с привлечением математической статистики.

5. На стадии опытной эксплуатации скважин должны быть тщательно измерены начальные пластовые давления и установлена динамика изменения давления во времени. В пробуренных скважинах должны быть определены коэффициенты продуктивности, пьезопроводности при установившихся режимах фильтрации. Если в объект разработки включаются неоднородные пласты с выделением отдельных пропластков, то в скважинах следует проводить исследования скважинными дебитомерами.

6. Несвоевременное изучение этих вопросов может привести к тому, что полученная в результате гидродинамических расчетов величина отбора нефти не будет достигнута при фактической эксплуатации скважин, и потребуются дополнительные исследования с последующим пересчетом технологических показателей разработки.

7. На стадии опытной эксплуатации месторождения должны быть намечены и проведены исследования и наблюдения по изучению проявлений естественного режима залежей нефти. Значение естественного режима во многом предопределяет подход к проектированию системы разработки и установлению вариантов проектных решений.

**Методические указания к выполнению работы:**

1. Рассчитать запасы нефти, извлекаемые на каждом этапе разработки залежи:

$$V_i = \pi(R_n^2 - R_i^2) \cdot h \cdot m, [M^3] \quad (20.1)$$

$$V_3 = \pi(R_3^2 - r_c^2) \cdot h \cdot m, [M^3] \quad (20.2)$$

где **R<sub>n</sub>** – радиус контура нефтеносности, м;  
**R<sub>i</sub>** – радиус эксплуатационных рядов, м;  
**h** – мощность пласта, м;  
**m** – пористость пласта, д.ед.

2. Рассчитать число скважин в каждом ряду:

$$n_i = \frac{2\pi R_i}{2\sigma} \quad (20.3)$$

где **2σ** – расстояние между скважинами в рядах, принимаем 300м.

3. Рассчитать суммарный дебит ряда:

$$Q_i = q \cdot n_i, [M^3/сут] \quad (20.4)$$

где **q** – дебит скважины, м<sup>3</sup>/сут.

4. Определить суммарный дебит всех скважин по этапам разработки:

$$1 \text{ этап: } Q_{p1} = q(n_1 + n_2 + n_3 + 1), [M^3/сут] \quad (20.5)$$

$$2 \text{ этап: } Q_{p2} = q(n_2 + n_3 + 1), [M^3/сут] \quad (20.6)$$

$$3 \text{ этап: } Q_{p3} = q(n_3 + 1), [M^3/сут] \quad (20.7)$$

5. Подсчитать общие запасы нефти:

$$V_{\text{общ}} = V_1 + V_2 + V_3, M^3 \quad (20.8)$$

6. Определить продолжительность этапов разработки:

$$t_i = V_i / Q_{pi}, [сут] \quad (20.9)$$

где **V<sub>i</sub>** – запас нефти, извлекаемый на каждом этапе разработки, м<sup>3</sup>;  
**Q<sub>pi</sub>** – суммарный дебит всех скважин на каждом этапе разработке, м<sup>3</sup>/сут.

7. Определить общую продолжительность разработки:

$$t = t_1 + t_2 + t_3, [сут] \quad (20.10)$$

где **R<sub>n</sub>** – радиус контура нефтеносности, м;  
**R<sub>i</sub>** – радиус эксплуатационных рядов, м;  
**h** – мощность пласта, м;  
**m** – пористость пласта, д.ед.

Исходные данные для расчета

Параметры	Вариант					
	1, 7, 13, 19, 25	2, 8, 14, 20, 26	3, 9, 15, 21, 27	4, 10, 16, 22, 28	5, 11, 17, 23, 29	6, 12, 18, 24, 30
1. Радиус начального контура нефтеносности, $R_n$ , м	3000	3200	3300	2800	3900	3100
2. Радиус эксплуатационных рядов, $R_1, R_2, R_3$ , м	2400 2000 1600	2600 2200 1800	2700 2300 1900	2200 1800 1400	2300 1900 1500	2500 2100 1700
3. Радиус скважины, $r_c$ , м	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
4. Расстояние между скважинами в рядах, $2\sigma$	300	300	300	300	300	300
5. Мощность пласта, $h$ , м	10	12	14	16	18	15
6. Пористость пласта, $m$ , %	12	14	6	18	20	10
7. Дебит скважины, $q$ , $m^3/сут$	50	55	60	45	54	65

**Контрольные вопросы:**

1. На чем базируется составление технологической схемы или проекта разработки?
2. Какие свойства нефти, газа и воды должны быть исследованы?
3. Что должно быть определено в пробуренных скважинах?
4. Какие исследования должны быть проведены на стадии опытной эксплуатации?

**ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА № 21****ИЗУЧЕНИЕ ОСНОВНЫХ СТАДИЙ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ****Цель работы:**

1. Изучить продолжительность основных стадий разработки нефтяных месторождений.
2. Ознакомиться с характеристикой этапов разработки нефтяных месторождений.

**Порядок работы:**

1. Изучить общие сведения.
2. Составить опорный конспект, выписать основные характеристики этапов разработки нефтяных месторождений.
3. Зарисовать график стадий разработки нефтяных месторождений.
4. Сделать вывод по работе.

**Формируемые компетенции: ОК1, ОК2; ПК1.1, ПК1.2.**

### Краткие теоретические сведения:

На основании анализа темпа разработки месторождения выделяется четыре стадии (рисунки 21.1): нарастающего уровня добычи (I), постоянно-го уровня добычи нефти (II), периода падающей добычи нефти (III) и завершающего периода добычи нефти (IV).

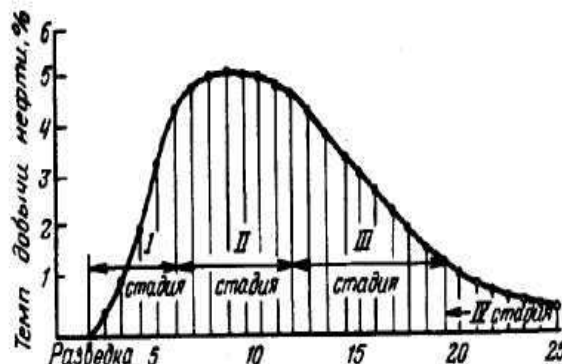


Рисунок 21.1 - Стадии разработки эксплуатационного объекта

Характерная особенность *первого* периода - постепенный рост объемов добычи нефти, обусловленный непрерывным вводом в работу из бурения добывающих скважин. Способ добычи нефти в этот период фонтанный, обводненность отсутствует. Продолжительность этого этапа зависит от многих факторов, главные из которых: величина извлекаемых промышленных запасов; размеры месторождения и величина пластового давления; толщина и число продуктивных горизонтов; свойства продуктивных пород и самой нефти; наличие средств для разработки месторождения и другие. Продолжительность первого периода составляет около 4-6 лет. Себестоимость 1 т нефти в этот период сравнительно высокая в связи со строительством новых скважин, обустройством промысла.

*Второй* этап разработки характеризуется постоянством уровня добычи нефти и минимальной себестоимостью. В этот период фонтанные скважины переводятся на механизированный способ добычи за счет прогрессирующей обводненности скважин. Падение добычи нефти в этот период сдерживается вводом новых добывающих скважин резервного фонда. Продолжительность второго этапа зависит от темпов отбора нефти из месторождения, величины извлекаемых запасов нефти, обводненности продукции скважин и возможности подключения в разработку других горизонтов месторождения. Конец второго этапа характеризуется тем, что увеличение объемов закачиваемой воды для ППД не оказывает ощутимого влияния на объемы добычи нефти и ее уровень начинает снижаться. Обводненность нефти в конце данного периода может достигать 50%. Продолжительность периода составляет около 5-7 лет. Себестоимость добычи нефти в этот период является наиболее низкой.

*Третий* период разработки характеризуется падением уровня добычи нефти и увеличением добычи пластовой воды. Этот этап заканчивается при достижении 80-90 % обводненности. В этот период все скважины ра-

ботаю на механизированных способах добычи, отдельные скважины выводятся из работы в связи с предельной обводненностью. Себестоимость 1 т нефти в этот период начинает возрастать в связи со строительством и вводом в эксплуатацию установок по обезвоживанию и обессоливанию нефти. В этот период проводятся основные мероприятия по увеличению дебитов скважин. Продолжительность данного периода составляет 4-6 лет.

*Четвертый* этап разработки характеризуется большими объемами добычи пластовой воды и малыми объемами добычи нефти. Обводненность продукции достигает 90-95 % и более. Себестоимость добычи нефти в этот период возрастает до пределов рентабельности. Этот период является самым длительным и продолжается 15-20 лет.

В целом можно сделать вывод, что общая продолжительность разработки любого нефтяного месторождения составляет от начала до конечной рентабельности 40-50 лет. Практика разработки нефтяных месторождений в целом подтверждает этот вывод.

**Контрольные вопросы:**

1. Охарактеризуйте первый этап разработки.
2. Дайте характеристику второго этапа разработки.
3. Охарактеризуйте третий период разработки.
4. Дайте описание четвертого этапа разработки и вывод по разработке нефтяного месторождения в целом.

## **ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА № 22**

### **РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ ПРИ УПРУГОМ РЕЖИМЕ ЗАЛЕЖИ**

**Цель работы:**

1. Ознакомиться с технологическими и технико-экономическими показателями разработки.
2. Научиться рассчитывать основные показатели разработки нефтяных месторождений.

**Порядок работы:**

1. Изучить общие сведения.
2. Составить опорный конспект, выписать определение добычи нефти, жидкости и газа.
3. Рассчитать проектный уровень добычи, темп разбуривания и необходимое число добывающих скважин.
4. Сделать вывод по работе.

**Формируемые компетенции: ОК2, ОК4; ПК1.1, ПК1.2.**

**Краткие теоретические сведения:**

Под *технологическими и технико-экономическими показателями* процесса разработки залежи понимают текущую (среднегодовую) и суммарную добычу жидкости (нефти и воды), обводненность добываемой

жидкости (отношение текущей добычи воды к текущей добыче жидкости), текущий и накопленный водонефтяной фактор (отношение добычи воды к добыче нефти), текущую и накопленную закачку воды, компенсацию отбора закачкой (отношение закачанного объема к отобранному при пластовых условиях), коэффициент нефтеотдачи, число скважин (добывающих и нагнетательных), пластовое и забойное давления, текущий газовый фактор, средние дебит добывающих и приемистость нагнетательных скважин, себестоимость продукции, производительность труда, капитальные вложения, эксплуатационные расходы, приведенные затраты, реализацию за вычетом транспортных расходов и налогов, потребность в кредите, плату за кредит, возврат кредита.

*Добыча нефти  $q_n$*  — основной показатель, суммарный по всем добывающим скважинам, пробуренным на объект в единицу времени, и среднесуточная добыча, приходящаяся на одну скважину. Характер изменения во времени этих показателей зависит не только от свойств пласта и насыщающих его жидкостей, но и от технологических операций, осуществляемых на месторождении на различных этапах разработки.

*Добыча жидкости  $q_{ж}$*  — суммарная добыча нефти и воды в единицу времени. Из скважин в чисто нефтеносной части залежи в течение какого-то времени безводного периода эксплуатации скважин добывают чистую нефть. По большинству месторождений рано или поздно продукция их начинает обводняться. С этого момента времени добыча жидкости превышает добычу нефти.

*Добыча газа  $q_g$*  — этот показатель зависит от содержания газа в пластовой нефти, подвижности его относительно подвижности нефти в пласте, отношения пластового давления к давлению насыщения, наличия газовой шапки и системы разработки месторождения. Добычу газа характеризуют с помощью газового фактора, т. е. отношения объема добываемого из скважины за единицу времени газа, приведенного к стандартным условиям, к добыче за ту же единицу времени дегазированной нефти. Средний газовый фактор как технологический показатель разработки определяют по отношению текущей добычи газа к текущей добыче нефти.

#### **Методические указания к решению:**

Имеется нефтяное месторождение, контур нефтеносности которого близок к форме круга с радиусом  $R$ . Месторождение окружено обширной водоносной областью, которую можно считать бесконечной. Начальное пластовое давление в залежи равно начальному давлению на контуре и составляет величину  $P_k$ .

Рассчитать динамику давления на контуре питания залежи в течение периодов нарастающих отборов и максимальной добычи, если продолжительность периода нарастающих отборов —  $T_n$ , а максимальных отборов —  $T_m$ . Проектный уровень добычи нефти составляет  $n$  процентов в год от начальных балансовых запасов  $Q_{бал}$ .

Определить необходимое число добывающих скважин, обеспечиваю-



щих проектный уровень добычи, а также темп разбуривания залежи, если средний дебит одной скважины равен  $q$ . Плотность нефти –  $\rho_n$ . Коэффициент эксплуатации скважин принять 0,9.

Исходные данные по вариантам представлены в таблице 22.1.

Таблица 22.1

Показатель	1, 5, 9, 13, 17, 21, 25	2, 6, 10, 14, 18, 22, 26	3, 7, 11, 15, 19, 23, 27	4, 8, 12, 16, 20, 24, 28
Qбал, млн.т	40,9	152	21,4	36,2
n, % год	3,6	5,3	6	6,4
q, т/сут	15	90	65	39
Tн, год	2	3	4	5
$\rho_n$ , кг/м <sup>3</sup>	840	885	890	920

1. Определить проектный уровень добычи:

$$Q_{n \max} = \frac{Q_{\text{бал}} \cdot n}{100} \text{ [тыс.т/год]} \quad (22.1)$$

2. Определить темп роста годовых отборов:

$$\alpha = \frac{Q_{n \max}}{T_n \cdot \rho_n} \quad (22.2)$$

3. Определить необходимое число добывающих скважин:

$$N = \frac{Q_{n \max}}{q \cdot 0,9 \cdot 365} \quad (22.3)$$

4. Определить темп разбуривания:

$$T_{\text{разб}} = \frac{N}{T_n}, \text{ [скв/год]} \quad (22.4)$$

### Контрольные вопросы:

1. Перечислите основные показатели разработки месторождения.
2. Что такое добыча нефти?
3. Что такое добыча жидкости?
4. Что такое добыча газа?

## ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА № 23

### РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ МЕТОДОМ МАТЕРИАЛЬНОГО БАЛАНСА

#### Цель работы:

1. Сформировать знания, понятия о показателях разработки нефтяных месторождений

2. Рассчитать основные показатели разработки нефтегазовых месторождений методом материального баланса.

**Порядок работы:**

1. Изучить краткие теоретические сведения.
2. Записать в виде опорного конспекта:
  - 2.1. Определение разработки нефтегазового месторождения.
  - 2.2. Информация, необходимая для составления проектов
3. Произвести расчет показателей разработки нефтегазового месторождения методом материального баланса. Исходные данные приведены в таблице 6.1.
4. Сделать вывод по работе.

**Формируемые компетенции: ОК1, ОК2, ОК5; ПК1.1, ПК1.2.**

**Краткие теоретические сведения:**

Под *разработкой нефтегазового месторождения* понимается управление процессом движения нефти и газа в пласте к добывающим скважинам при помощи определенной системы размещения установленного числа скважин на площади, порядка и темпа ввода их в эксплуатацию, поддержания намеченного режима их работы, регулирования баланса пластовой энергии.

Основное требование к системе разработки – обеспечение минимума затрат на добычу заданных объемов нефти и газа при заданной степени надежности и соблюдении норм охраны недр. Достижение этих условий осуществляется на стадии проектирования системы разработки оптимальным выбором и учетом всех элементов, основными из которых являются:

- 1) режим разработки залежи;
- 2) схема размещения скважин;
- 3) технологический режим эксплуатации скважин и их конструкция;
- 4) схема сбора и подготовки нефти и газа.

Для составления проектов разработки нефтегазового месторождения требуется следующая информация:

- режим разработки залежи;
- схема размещения скважин;
- технологический режим эксплуатации скважин и их конструкция;
- схема сбора и подготовки газа.
- геологическая характеристика месторождения (стратиграфия, тектоника, литология);
- характеристика продуктивных горизонтов (фильтрационно-емкостные параметры, толщина, протяженность, запасы газа);
- положение ГВК, характеристика водонапорной системы;
- физико-химическая характеристика природного газа и пластовых вод;
- данные о степени сообщаемости продуктивных горизонтов и др.

**Методические указания к решению:**

1. Имеется нефтяное месторождение с газовой шапкой, начальное давление в котором равно давлению насыщения  $P_{нас}$ . Начальный объем

нефтенасыщенной части пласта –  $V_n$ , объем газовой шапки –  $V_g$ . Пористость –  $m$ , насыщенность связанной водой –  $S_{св}$ .

Месторождение литологически и тектонически экранировано, краевые и подошвенные воды отсутствуют.

Показатели свойств нефти и газа:

- объемный коэффициент нефти в начальном состоянии –  $b_n$ ;
- плотность дегазированной нефти –  $\rho_{дег}$ ;
- плотность растворенного газа и газа газовой шапки в стандартных условиях –  $\rho_{г0}$ ;
- кажущаяся плотность газа –  $\rho_{гк}$ ;
- коэффициент растворимости –  $\alpha_{раств}$ .

2. Определяется полная масса дегазированной нефти в пласте:

$$N_{нефти} = \frac{V_n \cdot m \cdot (1 - S_{св}) \cdot \rho_{дег}}{b_n} \quad [\text{кг}] \quad (23.1)$$

3. Самостоятельно вычислите плотность дегазированной нефти  $\rho_{дег}$ , зная массу и объем дегазированной нефти (см. табл.23.1).

4. Определяется масса газа, растворенного в нефти:

$$N_{раств.газа} = \alpha_{раств} \cdot P_{нас} \cdot N_{нефти} \quad [\text{кг}] \quad (23.2)$$

5. Вычислите газовый фактор:

$$G = \frac{V_g}{V_n} \quad [\text{м}^3 / \text{м}^3] \quad (23.3)$$

6. Самостоятельно вычислите коэффициент усадки нефти  $U$ , зная объемный коэффициент нефти (см. табл.23.1).

7. Определяется масса свободного газа в газовой шапке:

$$N_{св.газ} = V_g \cdot m \cdot (1 - S_{св}) \cdot P_{атм} \cdot \rho_{г0} \quad [\text{кг}] \quad (23.4)$$

где  $P_{атм}$  – атмосферное давление, 1,01325 бар.

8. Рассчитывается объем месторождения:

$$V_{мест} = \left( \frac{V_n}{b_n} + V_g \right) \cdot m \cdot (1 - S_{св}) + \frac{N_{раств.газа}}{\rho_{гк}} \quad [\text{м}^3] \quad (23.5)$$

$$\rho_{гк} = \frac{N_{раств.газа}}{V_{газа}} \quad [\text{кг}/\text{м}^3] \quad (23.6)$$

где  $\rho_{гк}$  – кажущаяся плотность газа,  $[\text{кг}/\text{м}^3]$

Исходные данные по вариантам представлены в таблице 23.1.

Таблица 23.1

## Исходные данные для выполнения практической работы

Показатель	1, 5, 9, 13, 17, 21, 25	2, 6, 10, 14, 18, 22, 26	3, 7, 11, 15, 19, 23, 27	4, 8, 12, 16, 20, 24, 28
Давление насыщения $P_{нас}$ , МПа	14	18	11	13
Начальный объем нефте- насыщенной части пласта $V_n$ , $10^6 \text{ м}^3$	80,2	60,3	46,4	86,4
Объем газовой шапки $V_g$ , $10^6 \text{ м}^3$	12	20	20,5	38
Пористость $m$ , %	18,4	20,1	12	17,2
Насыщенность связанной водой $s_{св}$ , %	5	6	7	11
Коэффициент раствори- мости $\alpha_{раст}$ , кг/(кг/МПа)	0,008	0,007	0,012	0,009
Объемный коэффициент нефти в начальном со- стоянии $b_n$	1,02	1,04	1,17	1,24
Масса дегазированной нефти $M_{дег.н.}$ , кг	700	750	777	800
Объем дегазированной нефти $V_{дег.н.}$ , $\text{м}^3$	0,83	0,9	0,87	0,88
Плотность растворенного газа и газа газовой шапки в стандартных условиях $\rho_{го}$ , $\text{кг/м}^3$	0,72	0,84	0,88	0,76

**Контрольные вопросы:**

1. Что такое разработка нефтегазового месторождения?
2. Какое требование предъявляется к системе разработке?
3. Какая информация необходима для составления проектов разра-  
ботки?

**ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 24****ИЗУЧЕНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ РАЗРАБОТКИ ГАЗОВЫХ И  
ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ****Цель работы:**

1. Сформировать знания о разработке газовых и газоконденсатных месторождений.
2. Изучить динамику показателей разработки газовой залежи.

**Порядок работы:**

1. Изучить общие сведения.
2. Записать в виде опорного конспекта описание характеристик пе-  
риодов разработки газового месторождения и особенность разработки га-

зоконденсатного месторождения.

3. Зарисовать график динамики показателей разработки газовой залежи.

4. Сделать вывод.

**Формируемые компетенции: ОК1, ОК4; ПК1.1, ПК1.2.**

**Общие сведения:**

В теории и практике разработки газовых и газоконденсатных месторождений в зависимости от уровня годовых отборов газа принято выделять три периода: нарастающей добычи, постоянной добычи и падающей добычи газа.

По мере ввода в эксплуатацию новых скважин, пунктов внутрипромыслового сбора, компрессорных станций, газопроводов добыча газа из месторождения возрастает. Поэтому период, совпадающий с разбуриванием и обустройством месторождения, называют *периодом нарастающей добычи*.

После ввода в эксплуатацию всех мощностей по добыче газа, которые определены технико-экономической целесообразностью, наступает *период постоянной добычи*. Из крупных месторождений за этот период отбирается 60% запасов газа.

По мере истощения запасов газа и пластовой энергии дебиты скважин снижаются, выводятся из эксплуатации обводненные скважины, добыча газа из месторождения уменьшается. Этот период разработки месторождения называют *периодом падающей добычи*. Он продолжается до снижения отборов газа ниже рентабельного уровня.

Главная особенность разработки *газоконденсатных месторождений* — возможность в результате снижения давления выпадения конденсата в пласте, стволе скважины и наземных сооружениях. В настоящее время газоконденсатные месторождения разрабатываются на истощение (без поддержания пластового давления) как чисто газовые или с поддержанием давления в пласте. Разработка газоконденсатных месторождений на истощение обеспечивает одновременную добычу газа и конденсата, высокий коэффициент газоотдачи при минимальных, по сравнению с другими методами, затратах. Однако конденсатоотдача месторождений оказывается невысокой, так как конденсат, выпадающий в пласте по мере снижения пластового давления, считается безвозвратно потерянным. Разработка газоконденсатного месторождения с поддержанием пластового давления путем закачки сухого газа (сайклинг-процесс) обеспечивает наиболее высокую конденсато- и газоотдачу месторождения. В начальный период разработки месторождения с помощью сайклинг-процесса товарный продукт — конденсат, при этом осушенный (отбензиненный) газ возвращается в за-

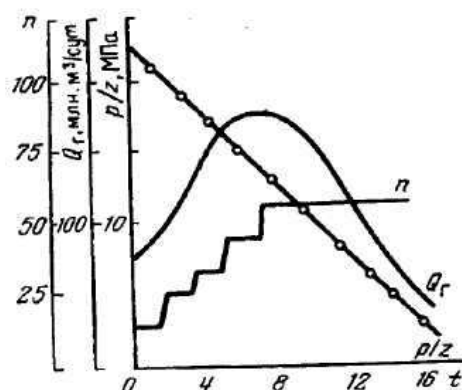


Рисунок 24.1 - Динамика показателей разработки газовой залежи

лежь. После извлечения основного количества конденсата месторождение разрабатывается как чисто газовая залежь на истощение. Применяют процессы различных видов — полный сайклинг (с закачкой всего добываемого газа), неполный сайклинг (с возвращением в пласт части добываемого газа), канадский сайклинг (газ закачивается в летний период, а отбирается в период наибольшего потребления).

**Контрольные вопросы:**

1. Что характерно для периода нарастающей добычи разработки газового месторождения?
2. Чем характеризуется стадия постоянной добычи разработки газового месторождения?
3. Опишите период падающей добычи разработки газового месторождения?
4. Расскажите особенности разработки газоконденсатного месторождения.

## **ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 25**

### **ИЗУЧЕНИЕ МЕТОДОВ РЕГУЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССА РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

**Цель работы:**

1. Изучить основные методы регулирования процесса разработки нефтегазовых месторождений.
2. Сформировать представление о карте разработки и карте изобар.

**Порядок работы:**

1. Изучить общие сведения.
2. Записать в виде опорного конспекта определение регулирования разработки нефтяных месторождений, характеристики карты разработки и карты изобар.
3. Зарисовать карту разработки залежи нефти и карту изобар.
4. Сделать вывод.

**Формируемые компетенции: ОК1, ОК3; ПК1.1, ПК1.2.**

**Краткие теоретические сведения:**

Под *регулированием разработки* нефтяных месторождений понимают целенаправленное поддержание и изменение условий эксплуатации залежей в рамках ранее принятых технологических решений (при проектировании и анализах разработки) с целью достижения возможно высоких технологических (коэффициент нефтеотдачи, темп отбора нефти) и экономических показателей разработки.

По признаку изменения системы воздействия методы регулирования можно разделить на две группы: без изменения системы воздействия и добурирования новых скважин; частичное или полное изменение системы воздействия, добурирование новых добывающих и нагнетательных скважин.

Регулирование разработки осуществляется в течение всего периода продолжительности эксплуатации месторождения. На *первой стадии* может возникнуть необходимость увеличения гидродинамического совершенства и продуктивности скважин, выравнивания и расширения профиля притока нефти. На *второй стадии* разработки одна из главных задач регулирования — обеспечение возможно длительного периода стабильной добычи нефти. На *третьей стадии* основные задачи регулирования заключаются в замедлении темпов падения добычи нефти и обеспечении заданной ее добычи при возможно меньших объемах добываемой воды. Задача регулирования на *четвертой завершающей стадии* — дренирование невыработанных пропластков и участков залежи, что можно достичь изменением направления фильтрационных потоков, организацией очагового заводнения, применением форсированного отбора жидкости, добуриванием скважин и др.

Основными материалами, на которых основываются предложения по регулированию разработки месторождения являются карты разработки и карта изобар.

*Карта разработки* показывает изменение дебитов нефти и воды скважин по площади месторождения. Их строят на основании текущего дебита нефти и воды скважин, непосредственно на карте значение дебита выражается радиусом круга, вычерчиваемого на плане расположения скважин. Радиус круга рассчитывают из условий:

$$R = \sqrt{q/\pi} \quad (25.1)$$

где  $q$  — дебит скважин, м<sup>3</sup>/сут.

Долю нефти в продукции скважин показывают разделением круга на два сектора, которые на карте закрашиваются в два цвета. Соотношение длин дуг секторов определяет доли нефти и воды в продукции скважин.

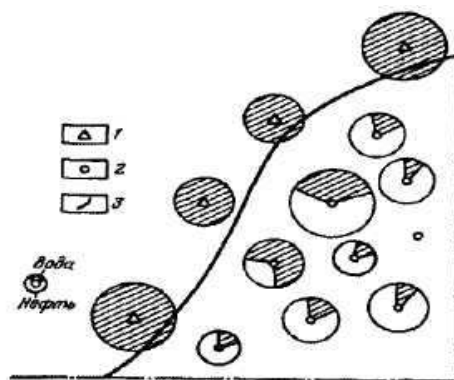


Рисунок 25.1 - Карта разработки залежи нефти.  
1 - нагнетательная скважина; 2 - добывающая скважина; 3 - контур нефтеностности

Не менее важна для регулирования процесса разработки *карта изобар*, которую строят на основании результатов измерения пластового давления в добывающих и нагнетательных скважинах после их остановки. А так как истинное (измеренное) давление еще не определяет направление фильтрации жидкости в пласте, то истинные давления пересчитывают в

приведенные, после чего соединением одинаковых значений давления между скважинами плавной кривой получают карту изобар (рис. 25.2).

#### Контрольные вопросы:

1. Что такое регулирование разработки?
2. Охарактеризуйте, как проходит регулирование во время всех периодов разработки?
3. Что такое карта разработки?
4. Что такое карта изобар?

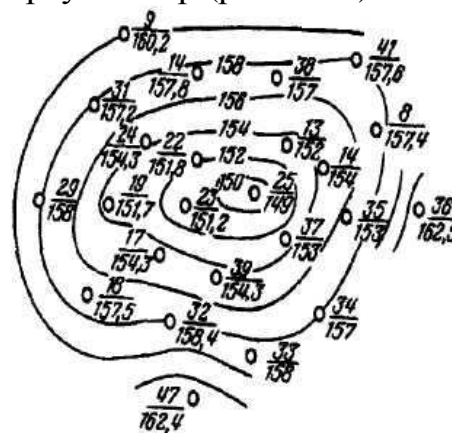


Рисунок 25.2 - Карта изобар

## ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 26

### ИЗУЧЕНИЕ СХЕМАТИЗАЦИИ КОНТУРА НЕФТЕНОСНОСТИ

#### Цель работы:

1. Сформировать знания о контуре нефтеносности.
2. Изучить схематизацию контура нефтеносности и возникновение обводненности в продукции нефтегазовых месторождений.

#### Порядок работы:

1. Изучить общие сведения.
2. Записать в виде опорного конспекта условия перемещения контура нефтеносности и механизм возникновения обводненности продукции.
3. Зарисовать схему контура нефтеносности.
4. Сделать вывод.

#### Формируемые компетенции: ОК2, ОК4; ПК1.1, ПК1.2.

#### Краткие теоретические сведения:

Для определения продолжительности работы скважины необходимо следить за перемещением *контура нефтеносности*. Начало обводнения произойдет при подходе к скважинам внутреннего контура нефтеносности, а полное обводнение скважин - при подходе внешнего контура нефтеносности.

В условиях непрерывного пласта нецелесообразно эксплуатировать скважины внешних рядов до полного их обводнения, так как они экранируют передачу пластовой энергии внутренним рядам, находящимся в данное время в чисто нефтяной зоне пласта, а обводненность продукции скважины будет весьма большой. При отключении обводненных скважин дебиты скважин внутренних рядов увеличатся и содержание воды в добываемой продукции уменьшится, а нефть, оставшаяся перед остановленным рядом, можно будет отобрать скважинами последующих рядов. Только



осевой ряд или центральная группа скважин в условиях непрерывного пласта будет работать до максимального обводнения, величину которого устанавливают, исходя из экономических соображений. На рис. 26.1 приведен расчетный контур нефтеносности, находящийся между внутренними  $a'$ ,  $b'$ ,  $c'$  и внешними  $a$ ,  $b$ ,  $c$  контурами.

Местоположение расчетного контура нефтеносности устанавливается путем геометрического построения после определения соотношения мощностей нефтеносной  $h_n$  водоносной  $h_v$  частей пласта в момент остановки скважин внешнего ряда с заданным процентом обводнения:

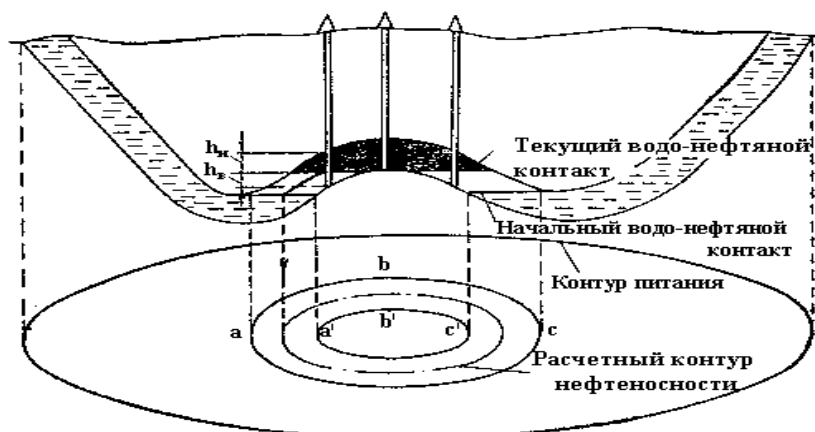
$$\frac{h_n}{h_v} = \frac{\Delta_n}{\Delta_v} * \frac{K_v}{K} * \frac{\mu_n}{\mu_v}, \quad (26.1)$$

где  $\Delta_n, \Delta_v$  - доля нефти и воды в общем дебите скважины, при которых они отключаются (определяются из экономических и геологических соображений);

$K_v$  - фазовая проницаемость для воды в зоне замещения нефти водой;

$K$  - проницаемость пласта;

$\mu_n, \mu_v$  - вязкость нефти и воды в пластовых условиях.



Расчетный контур нефтеносности

Рисунок 26.1 – Схема расчетного контура нефтеносности

В условиях непрерывного пласта для определения продолжительности работы рядов скважин достаточно проследить за перемещением расчетного контура. После остановки скважин 1-го ряда внешними работающими становятся скважины второго ряда.

Обычно пласты неоднородны, расчленены и содержат пропластки, не прослеживающиеся по всей залежи.

В условиях неоднородного пласта нефть, не отобранная скважинами остановленного ряда, не будет извлечена из пласта. Для получения наибольшей нефтеотдачи из такого пласта скважины каждого ряда следует эксплуатировать до обводнения, степень которого устанавливают экономическими расчетами.

Наблюдение за перемещением расчетного контура дает лишь ориентировочное представление об обводненности. Точное представление можно получить при наблюдении за движением жидкости по линиям тока и за изменением угла обводнения.

**Контрольные вопросы:**

1. Расскажите про перемещение контура нефтеносности.
2. Как рассчитывается местоположение контура нефтеносности?
3. Расскажите про механизм возникновения обводненности в продукции нефтегазовых месторождений.

## **КРИТЕРИИ ОЦЕНИВАНИЯ ПРАКТИЧЕСКИХ ЗАНЯТИЙ**

Оценка	Описание оценок
5	<b>Отлично- «5»</b> - содержание материала освоено полностью, без пробелов, необходимые практические навыки работы с освоенным материалом сформированы, все предусмотренные программой обучения учебные задания выполнены, качество выполнения большинства из них оценено числом баллов, близким к максимальному.
4	<b>Хорошо-«4»</b> - содержание материала освоено полностью, без пробелов, некоторые практические навыки работы с освоенным материалом сформированы недостаточно, все предусмотренные программой обучения учебные задания выполнены, качество выполнения ни одного из них не оценено минимальным числом баллов, некоторые виды заданий выполнены с ошибками.
3	<b>Удовлетворительно-«3»</b> - содержание материала освоено частично, но пробелы не носят существенного характера, необходимые практические навыки работы с освоенным материалом в основном сформированы, большинство предусмотренных программой обучения учебных заданий выполнено, некоторые из выполненных заданий, содержат ошибки.
2	<b>Неудовлетворительно- «2»</b> - содержание материала освоено частично, необходимые практические навыки работы не сформированы, большинство предусмотренных программой обучения учебных заданий не выполнено, либо качество их выполнения оценено числом баллов, близким к минимальному; при дополнительной самостоятельной работе над материалом курса возможно повышение качества выполнения учебных заданий.

## ПЕРЕЧЕНЬ РЕКОМЕНДУЕМЫХ УЧЕБНЫХ ИЗДАНИЙ, ИНТЕРНЕТ-РЕСУРСОВ

- *основная литература:*

1. Покрепин Б.В. «Разработка нефтяных и газовых месторождений». Ростов-на-Дону «Феникс», 2015 г.

- *дополнительная литература:*

2. Покрепин Б.В. «Оператор по добыче нефти и газа». Волгоград «Ин-Фолио», 2011 г.

- *информационные ресурсы:*

1. <http://neft-i-gaz.ru/>

2. <http://nglib.ru>

3. <http://geokniga.org>

## СОДЕРЖАНИЕ

<b>ВВЕДЕНИЕ .....</b>	<b>3</b>
<b>ПЕРЕЧЕНЬ ПРАКТИЧЕСКИХ ЗАНЯТИЙ .....</b>	<b>5</b>
<b>ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №18.....</b>	<b>6</b>
<b>ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №19.....</b>	<b>8</b>
<b>ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №20.....</b>	<b>10</b>
<b>ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №21.....</b>	<b>13</b>
<b>ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №22.....</b>	<b>15</b>
<b>ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №23.....</b>	<b>17</b>
<b>ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №24.....</b>	<b>20</b>
<b>ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №25.....</b>	<b>22</b>
<b>ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №26.....</b>	<b>24</b>
<b>КРИТЕРИИ ОЦЕНИВАНИЯ ПРАКТИЧЕСКИХ ЗАНЯТИЙ.....</b>	<b>26</b>
<b>ПЕРЕЧЕНЬ РЕКОМЕНДУЕМЫХ УЧЕБНЫХ ИЗДАНИЙ, ИН-ТЕРНЕТ-РЕСУРСОВ.....</b>	<b>27</b>

# **МДК.01.01 РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

## **21.00.00 ПРИКЛАДНАЯ ГЕОЛОГИЯ, ГОРНОЕ ДЕЛО, НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО И ГЕОДЕЗИЯ**

специальность 21.02.01

Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

**Методические указания к выполнению практических занятий  
для обучающихся 2 курса очной формы обучения  
образовательных учреждений  
среднего профессионального образования**

Методические указания к выполнению практических занятий  
разработал преподаватель: Качуро Альбина Даниловна

Подписано к печати *25.05.2017 г.*

Формат 60x84/16

Тираж

Объем *1,7* п.л.

Заказ

*50 экз.*

---

### **МИНОБРНАУКИ РОССИИ**

**Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования**

**«Югорский государственный университет»**

**НИЖНЕВАРТОВСКИЙ НЕФТЯНОЙ ТЕХНИКУМ (филиал)**

**федерального государственного бюджетного образовательного учреждения  
высшего образования**

**«Югорский государственный университет»**

628615 Тюменская обл., Ханты-Мансийский автономный округ,

г. Нижневартовск, ул. Мира, 37.