**Практические работы**

**для студентов Эз27-2**

**Раздел 2 Осуществление системы разработки нефтяной залежи**

**МДК 01.01 Разработка нефтяных и газовых месторождений**

 **ПМ.01Проведение технологических процессов разработки и**

**эксплуатации нефтяных и газовых месторождений**

**21.02.01 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых**

# **месторождений**

# **Практическая работа№1**

**1.Цель работы**

**1.1.** **Приобретение практических навыков расчета время разработки нефтяной залежи**

**Норма времени:** **2 академических часа**

**У10.**  Рассчитать время разработки нефтяной залежи **.**

**Формируемые компетенции:**

ПК 1. Контролировать и соблюдать основные показатели разработки месторождений

**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 6.** Работать в коллективе и в команде, эффективно общаться с коллегами, руководством, потребителями.

**2.Обеспечивающие средства**

2.1.Конспект по данному материалу.

2.2.Калькулятор

**3. Задание**

3.1. Определить общие запасы нефти, текущую нефтеотдачу к концу второго этапа разработки, конечную нефтеотдачу и продолжительность

**4. Требования к отчету**

4.1. Отчет о проделанной работе предоставить в электронном виде.

**5.Исходные данные:**

Однородная по проницаемости и толщине пласта нефтяная залежь, имеющая в плане форму круга, окружена бесконечно простирающейся водоносной областью и разрабатывается при водонапорном режиме. при следующих данных:

|  |
| --- |
| Показатели |
| Радиус начального контура нефтеносности **Rн** [м] | 3200 |
| Радиусы эксплуатационных рядов скважин **R1 [м]** **R 2 [м]** **R 3** [м]  | 240020001600 |
| Радиус скважины в рядах и в центре залежи **rс** [м] | 0.1 |
| Расстояние между скважинами в рядах **2σ** [м] | 300 |
| Мощность пласта **h** [м] | 10 |
| Пористость пласта **m** | 0.12 |
| Насыщенность пласта связанной водой**SСВ** | 0.03 |
| Каждая скважина работает с предельно допустимым дебитом **q** [м3/сут] | 50 |

Кроме того, известно, на четвертом этапе залежь не разрабатывается.

**Ход работы**

1) Запасы нефти, извлекаемые на каждом этапе разработки:

 V1= π⋅(Rн2- R12)⋅h⋅m⋅(1-SСВ) м3;

 V2= π⋅(R12- R22)⋅h⋅m⋅(1-SСВ) м3;

 V3= π⋅(R22- R32)⋅h⋅m⋅(1-SСВ) м3;

 V4= π⋅(R32- rc2)⋅h⋅m⋅(1-SСВ) м3;

 Общие запасы нефти в залежи:

 Vо= V1+ V2+ V3+ V4. м3

2) Суммарный дебит каждого ряда:

 Qi = qni = q2πRi/(2σi) м3/сут; i = 1,..3.

3) Суммарный дебит всех скважин по этапам разработки

 Qp1= Q1+ Q2+ Q3+ q ,м3/сут

 Qp2= Q2+ Q3+ q,м3/сут

 Qp3= Q3+ q ,м3/сут

4) Продолжительность этапов разработки

 ti = Vi /Qpi сут; i = 1,..3.

 Общая продолжительность разработки залежи

 [лет] .

5) Конечная нефтеотдача определяется как отношение количества добытой нефти к концу разработки залежи к первоначальным ее запасам

 

В выводе охарактеризуйте продолжительность разработки, суммарный дебит всех скважин по этапам, суммарный дебит каждого ряда каждого этапа.

# **Практическая работа№2**

**1.Цель работы**

**1.1.** **Приобретение практических навыков расчета время разработки газовой залежи**

**Норма времени:** **2 академических часа**

**У10.**  Рассчитать время разработки газовой залежи **.**

**Формируемые компетенции:**

ПК 1. Контролировать и соблюдать основные показатели разработки месторождений

**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 6.** Работать в коллективе и в команде, эффективно общаться с коллегами, руководством, потребителями.

**2.Обеспечивающие средства**

2.1.Конспект по данному материалу.

2.2.Калькулятор

**3. Задание**

3.1. Рассчитать бескомпрессорный и компрессорный период эксплуатации газовой залежи

**4. Требования к отчету**

4.1. Отчет о проделанной работе предоставить в электронном виде

**5.Исходные данные:**

Промышленная эксплуатация газовой залежи может быть разбита на два периода.

Бескомпрессорный период эксплуатации, когда пластовое давление обеспечивает движение газа из скважины до первой про­межуточной станции газопровода. В этот период нет необходи­мости сооружать головную компрессорную станцию.

Компрессорный период эксплуатации, когда газ из сква­жины движется за счет собственного давления лишь на прием головной компрессорной станции, расположенной вблизи от скважин. От головной компрессорной станции газ уже подается на прием первой промежуточной станции. Сооружение компрес­сорной станции на промысле должно быть завершено к момента окончания первого бескомпрсссорного периода эксплуатации.

При проектировании системы разработки, помимо исходных геолого-физических параметров и заданой суточной добычи N газа из залежи, должны быть установлены необходимые минималь­ные давления: Рсмин.б —для бескомпрессорной эксплуатации, Рс мин. к — для компрессорной эксплуатации.

Эти минимальные забойные давления в скважинах должны обеспечить заданную суточную добычу в конце первого и второго периода. Естественно, что РСмии. б >-Рсмин.

|  |
| --- |
| Показатели |
| Радиус контура области питания **rк** | 450 |
| Мощность пласта **hм** | 30 |
| Пористость , **m, дол.ед** | 0,42 |
| Давление атмосферное,**Рат** ,МПа | 0,1 |
| Начальное даление,**Рн** МПа | 1,71 |
| Среднее давление в залежи в конце бескомпрессорного периода эксплуатации **Рб**, МПа | 0,78 |
| Среднесуточный отбор по залежи **N,тыс.м3** | 15 |
| Средневзвешенное давление в пласте к концу компрессорного периода эксплуатации эксплуатации **Рк**, МПа | 0,3 |

Ход работы:



1. Находим объем перового пространства залежи, заполненной газом.

2. Определяем продолжительность бескомпрессорного периода эксплуатации

где N - среднесуточный отбор по залежи;

; 

3. Определяем продолжительность периода компрессорной эксплуатации.

 

**Вывод**

1..Что обеспечивает движение газа при бескомпрессорной добычи?

2.Что обеспечивает движение газа при компрессорной добычи?

**Практическая работа №3**

**1.Цель работы**

**1.1.** **Приобретение практических навыков расчетов основных показателей процесса закачки воды**

**Норма времени:** **2 академических часа**

**У10.**  Рассчитать основные показатели процесса закачки воды

**Формируемые компетенции:**

ПК 1. Контролировать и соблюдать основные показатели разработки месторождений

**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 6.** Работать в коллективе и в команде, эффективно общаться с коллегами, руководством, потребителями.

**2.Обеспечивающие средства**

2.1.Конспект по данному материалу.

2.2.Калькулятор

**3. Задание**

3.1. Рассчитать основные показатели процесса закачки

**4. Требования к отчету**

4.1. Отчет о проделанной работе предоставить в электронном виде..

**5.Исходные данные:**

Целями воздействия на залежь нефти являются поддержание пластового давления и, что более важно, увеличение конечной нефтеотдачи. В последнем случае методы воздействия могут быть иными, и они часто находят применение на истощенных месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки, хотя пластовое давление может оставаться на уровне первоначального или превышать его.

Часто методы воздействия преследуют обе цели, т. е. поддержание пластового давления и увеличение конечного коэффициента нефтеотдачи.

Масштабы применения методов воздействия на залежи нефти очень велики. Около 85 % нефти добывается из пластов, подвергнутых методам воздействия. Среди них доминирующим методом остается поддержание пластового давления (ППД) закачкой в пласт воды.

Проектирование процесса закачки воды или газа сводится к определению к определению для конкретных условий оптимального давления на устье нагнетательной скважины, давления на забое и необходимого количества воды. Кроме того, рассчитывается число нагнетательных скважин и их приемистость.

Исходные данные:

|  |
| --- |
| Параметры |
| Добыто из залежи нефти, Qн, т/сут | 1150 |
| Добыто из залежи нефти, Qнд, т/сут | 2150 |
| Газовый фактор G0 , м3/м3 | 80,8 |
| Плотность нагнетаемой воды в ,кг/м3 | 1050 |
| Коэффициент растворимости газа в нефти α, м3/м3·МПа | 5 |
| Пластовая температура, К | 303 |
| Пластовое давление,Рпл, МПа | 8,5 |
| Объемный коэффициент нефти,bнпл | 1,2 |
| Плотность дегазированной нефти кг/м3 | 852 |
| Стоимость нагнетательной скважины Сс, руб | 120000 |
| Коэффициент приемистости нагнет. скважины,Кпрм, м3/сут·МПА | 52 |
| Время работы нагнетательной скважины, t , лет | 15 |
| КПД насосного агрегата ,η | 0,6 |
| Глубина скважины,Lс, м | 1500 |
| Коэффициент сверхсжимаемости газа,Z | 0,87 |
| Объемный коэффициент пластовой воды bвпл | 1,01 |
| Забойное давление,Рзаб, МПа | 12 |
| Коэффициент приемистости нагнет.скважины,Кпрм, м3/сут·МПА | 52 |

Ход работы

1)Рассчитываем оптимальное давление на устье нагнетательной скважины:



где- W-энергетические затраты на нагнетание 1 м3 воды при повышении давления на 1 МПа, кВт·час/м3 равно 0,27,

Св- стоимость 1 кВт·час. электроэнергии, руб/ кВт·час, равно 0,015,

Величину Ртр принимаем равной 3 МПа.



2) Рассчитываем объем добываемой из залежи нефти в пластовых условиях:



3) По условию задачи пластовое давление меньше давления насыщения для этого необходимо рассчитать объем свободного газа:



4) 2) Рассчитываем объем добываемой из залежи воды в пластовых условиях:



5)Определяем суточный объем закачиваемой воды:



6.Определяем объем закачки воды в одну нагнетательную скважину:



7.Рассчитываем необходимое число нагнетательных скважин:



Вывод: Какой суточный объем закачки составляет для заданных условий?

Какое количество в данных условиях требуется нагнетательных скважин?

**Практическая работа №4**

**1.Цель работы**

**1.1.** **Приобретение практических навыков расчетов основных показателей процесса тепловой обработки пласта.**

**Норма времени:** **2 академических часа**

**У10.**  Рассчитать **основные показатели процесса тепловой обработки пласта.**

**Формируемые компетенции:**

ПК 1. Контролировать и соблюдать основные показатели разработки месторождений

**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 6.** Работать в коллективе и в команде, эффективно общаться с коллегами, руководством, потребителями.

**2.Обеспечивающие средства**

2.1.Конспект по данному материалу.

2.2.Калькулятор

**3. Задание**

**3.1. Рассчитать основные показатели процесса тепловой обработки пласта.**

**4. Требования к отчету**

4.1. Отчет о проделанной работе предоставить в электронном виде.

**5.Исходные данные:**

При движении теплоносителя в пласте тепло передается породе про­дуктивного пласта и содержащимся в нем флюидам, а также окружающим продуктивные пласты породам. Теплоперенос в пласте осуществляется кон­вективным (потоком фильтрующихся в пласте флюидов) и диффузион­ным (теплопроводным) путем. Нагрев окружающих пласт пород происхо­дит теплопроводным путем. Тепловая эффективность процесса закачки в пласт теплоносителей обычно оценивается отношением количества накоп­ленного в пласте тепла к количеству введенного в него тепла (коэффициент теплоиспользования) либо отношением интегральных потерь тепла в окру­жающие пласт породы к общему количеству введенного в пласт тепла (коэффициент теплопотерь)

. Допол­нительная добыча нефти объясняется действием трех основных факторов:

—снижением вязкости нефти, следствием чего является улучшение соот­ношения подвижностей вытесняющей воды и вытесняемой нефти;

улучшением проявления молекулярно-поверхностных сил в пласте, с которым, в частности, связывают возможные изменения относительных проницаемостей для воды и нефти, приводящие к улучшению соотношения подвижностей вытесняющей воды и вытесняемой нефти и снижению остаточ­ной нефтенасыщенности в пласте;

—тепловое расширение скелета пористой среды и содержащихся в порах жидкостей, особенно нефтей, следствие которого снижение остаточ­ной нефтенасыщенности в пластеВ настоящее время в качестве теплоносителей используются вода и во­дяной пар, так как они характеризуются наибольшим среди известных ра­бочих агентов теплосодержанием и, следовательно, обеспечивают большую эффективность теплового воздействия на пласт. При разработке месторож­дений со сравнительно неглубоко залегающими продуктивными пластами предпочтение отдается пару, поскольку его теплосодержание значительно выше

При движении теплоносителя в пласте тепло передается породе про­дуктивного пласта и содержащимся в нем флюидам, а также окружающим продуктивные пласты породам. Теплоперенос в пласте осуществляется кон­вективным (потоком фильтрующихся в пласте флюидов) и диффузион­ным (теплопроводным) путем. Нагрев окружающих пласт пород происхо­дит теплопроводным путем. Тепловая эффективность процесса закачки в пласт теплоносителей обычно оценивается отношением количества накоп­ленного в пласте тепла к количеству введенного в него тепла (коэффициент теплоиспользования) либо отношением интегральных потерь тепла в окру­жающие пласт породы к общему количеству введенного в пласт тепла (коэффициент теплопотерь)

Механизм вытеснения нефти горячей водой в нефтеотдаче пласта играет важную роль в случае нагнетания как пара, так и горячей воды. Допол­нительная добыча нефти объясняется действием трех основных факторов:

—снижением вязкости нефти, следствием чего является улучшение соот­ношения подвижностей вытесняющей воды и вытесняемой нефти;

улучшением проявления молекулярно-поверхностных сил в пласте, с которым, в частности, связывают возможные изменения относительных проницаемостей для воды и нефти, приводящие к улучшению соотношения подвижностей вытесняющей воды и вытесняемой нефти и снижению остаточ­ной нефтенасыщенности в пласте;

—тепловое расширение скелета пористой среды и содержащихся в порах жидкостей, особенно нефтей, следствие которого снижение остаточ­ной нефтенасыщенности в пласте

Исходные данные:

|  |
| --- |
| Параметры |
| Пористость пласта,**m** | 0,31 |
| Толщина пласта,**h, м** | 5,5 |
| Нефтенасыщенность пласта,**Sн** | 0,7 |
| **ΔТп**-прирост темпера-туры перегретого пара относительно начальной температуры, 0С | 700 |
| Температура сгорания природного газа, **Q**, ккал/кг | 8000 |
| **ΔТв**-прирост тем-пературы холодной воды до т.кипения, 0С | 150 |
| Теплоемкость воды**Св ккал/кг** | 1 |
| Теплота испарения воды , **i,ккал/кг** | 500 |
| Расстояние между добывающими и нагнетательными скважинами, **R** , **м** | 100 |
| Теплоемкость перегретого пара **Сп ккал/м3·с** | 500 |
| Теплоемкость воды**С'в ккал/м3·с** | 1000 |

Ход работы

1)Определяем объем пласта, подвергнутого тепловой обработке:

Vп=π·R2·h, м3,

2)Определяем абсолютные запасы нефти на начало тепловой обработке:

V=Vп·m·Sн ,м3

3)Находим объем призабойной зоны:



4)Определяем количество тепловой энергии необходимого для нагрева объема пласта:

Q1=(-)·i·V0, ккал,

5) Определяем общее количество газа, необходимого для получения тепловой энергии с учетом 25% на тепловые потери:

Vг=1,25Q1·\*Q, м3,

6)Определяем необходимый расход воздуха, если на сгорание 1м3 газа

требуется 9,5 м3 воздуха:

Vв=9,5Vг, м3

7) Рассчитаем объем всей газовоздушной смеси:

Vсм= Vг+ Vв, м3

8)Определяем радиус предварительного обогрева пласта:



9) Определяем общий объем воды необходимый для нагнетания:



Вывод: Охарактеризуйте параметры, которые необходимы для определения объема воды для нагнетания

**Практическая работа №4**

**1.Цель работы**

**1.1.** **Приобретение практических навыков расчетов основных процесса внутрипластового горения**

**Норма времени:** **2 академических часа**

**У10.**  Рассчитать **основные процессы внутрипластового горения**

**Формируемые компетенции:**

ПК 1. Контролировать и соблюдать основные показатели разработки месторождений

**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 6.** Работать в коллективе и в команде, эффективно общаться с коллегами, руководством, потребителями.

**2.Обеспечивающие средства**

2.1.Конспект по данному материалу.

2.2.Калькулятор

**3. Задание**

3.1. Рассчитать основные показатели процесса тепловой обработки пласта**.**

**4. Требования к отчету**

4.1. Отчет о проделанной работе следует выполнять в электорнномвиде.

**5.Исходные данные:**

Термохимический окислительный процесс поддерживается нагнетанием в пласт воздуха. Высокотемпературный вариант процесса (350-4000С)внутрипластовым горением. Условием реализации ВПГ является коксуемость нефти. Фронт горения формируется после того как температура в призабойной зоне скважины достигнет температуры воспламенения коксового остатка. Коксообразный остаток, образующийся на поверхности частиц породы пласта, постепенно выжигается нагнетаемым воздухом. При этом образуется движущийся фронт горения, тепло которого передается горячими продуктами горения последующим зонам нефтяного пласта. В этих зонах происходит такие термохимические превращения, как коксообразование, испарение пластовой воды и легких фракций нефти. В более удаленных от фронта горения зоне происходит обратная конденсация паров. Высокотемпературный конденсат легких углеводородов ,паров пластовой воды и воды, образовавшейся в результате горения коксового остатка, является основным фактором извлечения нефти и повышения коэффициента вытеснения.

|  |
| --- |
| Параметры |
| Пористость пласта**,m** | 0,31 |
| Толщина пласта,**hэ**, м | 5 |
| Нефтенасыщенность пласта,**S**н | 0,7 |
| Плотность воды **в** ,кг/м3 | 1050 |
| Водонасыщенность пласта,Sв | 0,3 |
| Пластовая температура, **Т плК** | 303 |
| Плотность пластовой нефтикг/м3 | 852 |
| Расстояние от нагнетательной додобывающей скважины, а=rо,м | 300 |
| Забойное давление в добывающей скв-не,**Рзабд,** МПа | 10 |
| Забойное давление в нагнетательной скважине,**Рзабн,** МПа | 20 |
| Радиус добывающей скважины, **rс**, м | 0,075 |
| Проницаемость пласта для воздуха,**k**,м2 | 0, 35·10-12 |
| Вязкость воздуха в пластовых условиях **μг**Па·с | 1,8·10-5 |
| Расход топлива, **q**, кг/м3 | 27,0 |
| Удельный расход топлива,кг/м3 | 14,7 |

**Принять:**

Радиус фронта горения в конце первого периода rф=50 м,

Коэффициент охвата пласта по толщине αн=0,9,

Коэффициент нефтеотдачи на участках, не охваченных горением,λ=0,3

Минимальную скорость перемещения фронта горения, зависящую от эффективной толщины пласта и расхода топлива Wmin= 0,019м/сут,

Коэффициент охвата пласта фронтом горения по площади as=0,6

Ход работы.

1)Рассчитаем объем воздуха для выжигания 1 м3 пласта:



2)Определяем предельный темп закачки воздуха



3)Вычисляем скорость продвижения фронта горения:

4) Проверяем выполение следующего условия:Wф>3 Wф min

Если выполняется данное условие, то принятая величина rф=50 м оставляем без изменения. Если условие не выполняется то rф изменяем.

5)Вычисляем коэффициент S1:

6)Вычисляем коэффициент S2,,

где-Qг-удельная теплота сгорания газа =1,0257 МДж/кг, Qн- удельная теплота сгорания нефти=41,9 МДж/кг

7)Определяем коэффициент нефтеотдачи в выжженной зоне:

11) Определяем коэффициент нефтеотдачи элемента:

8)Определяем длительность первого периода горения:

9)Определяем потребное количество воздуха за этот период:

10)Определяем массу воздуха объемом Vп:

Gп=Vп·1,293,кг

11)Определяем массу азота и паров воды:



где -плотность азота, 1,36 кг/м3, -отношение объема воды к объему нагнетаемого воздуха, 2·10-3, -плотность воды, У-коэффициент использования воздуха, 0,9, n-отношение в кокосовом остатке водорода к углероду, 1,2,

12)Определяем радиус фронта горения:



Для расчетов плотность смеси , удельную теплоемкость смеси Ссм=11,23кДж/кг·К. В пластовых условиях указанные параметры равны, Спл=253кДж/кг·К.

13)Определяем площадь выжженной зоны:

при rфп≤50 м

Sг=160rфп, м2,

При rфп≥50 м

Sг=8000+348(rфп-50), м2

14) Определяем объем выжженной зоны: Vг=Sг·αh·hэ м3

15)Определяем суммарное количество воздуха необходимого для выжигания данного объема:



16)Определяем время выжигания:

17)Определяем объем извлекаемой нефти: Vн=2а2·hэ·m·Sн·η, м3

18)Определяем расход воздуха на извлечение 1 м3 нефти:

19)Определяем средний дебит одной добывающей скважины:

Вывод: Охарактеризуйте параметр, который влияет на дебит скважины.

**Практическое задание №6**

**1.Цель работы**

**1.1.** **Приобретение практических навыков по контролю за изменением динамики добычи нефти, нефти, газа, воды по залежи**

**Норма времени:** 2 академических часа

**У10.** Построить график разработки по прилагаемой таблице ,разделить на стадии разработки каждой стадии в электронном виде

**Формируемые компетенции:**

ПК 1. Контролировать и соблюдать основные показатели разработки месторождений

**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 6.** Работать в коллективе и в команде, эффективно общаться с коллегами, руководством, потребителями.

**2.Обеспечивающие средства**

2.1.Методические указания

2.2.Компьютор

2.3.Материалы месторождений

**3. Задание**

3.1.Изучить текст к работе

3.2 Построить график разработки по прилагаемой таблице в электронном виде, распечатать и разделить на стадии разработки (Данные таблицы в приложении).

3.3 Провести текущий анализ на текущую дату (дата последнего года указанного в таблице) Данная глава начинается с приведения всех показателей на анализируемую дату: добычи нефти, жидкости, обводненности, фонда скважин) График и описание прилагается на отдельных листах.

**4. Требования к отчету**

4.1 Описание изменения динамики добычи нефти, газа и воды выполняется на отдельном листе в электронном виде

**5.Технология работы**

Весь процесс разработки с начала эксплуатации и до момента вывода его из эксплуатации условно можно разделить на 4 стадии.

1-ая стадия называется начальной, характеризуется ростом добычи нефти, разбуриванием залежи и обустройством. На первой стадии добывается, как правило, безводная нефть.

2-ая стадия называется стабилизацией добычи нефти, характеризуется достижением максимальной добычи нефти. Соответствует выходу разработки пласта на запроектированные показатели, так как обычно полностью осваивается система поддержания пластового давления (ППД), добуриваются резервные скважины.

3-ая стадия – падающей добычи нефти, характеризуется падением добычи нефти, значительным ростом обводненности при заводнении пластов и неуклонным ее нарастанием, снижением добывающего фонда скважин. Длительность стадии больше всего зависит от темпа обводнения пласта.

4-ая завершающая, конечная стадия разработки. Наблюдается медленное, но стабильное падение добычи нефти и увеличение обводненности. Разработка месторождения ведется до предела рентабельности, что соответствует обводненности 98-99%.

Разбивка на стадии разработки проводится только по 2 показателям: - годовой добыче нефти или темпу отбора (), который показывает процентное отношение годовой добычи нефти к извлекаемым запасам.

Первоначально выделяем вторую стадию разработки, которая характеризуется максимальной добычей нефти и отклонением от нее на 10%.

В результате определяются границы между первой и второй стадией и началом третьей.

Четвертая стадия характеризуется выполаживанием кривой добычи нефти относительно оси абсцисс. Обычно этому соответствует темп отбора нефти ниже 1% и увеличение обводненности выше 90%. Этим показателям соответствует 30 год, начало четвертой стадии разработки, где темп отбора – 0,993, обводненность 91,2%. Таким образом, определилась третья стадия разработки 20- 29 год.

Для некоторых месторождений характерно, что сразу за первой стадией начинается падение добычи нефти.

Такое явление характерно для месторождений с высоковязкими нефтями или когда к концу первой стадии были достигнуты высокие темпы отбора 12-20% более.

**Контрольные вопросы:**

1. По каким признакам разработки залежи проводят разбивку месторождения на стадии

Приложение

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
|   | Добыча нефти,тыс.т | Добыча жидкости,тыс.т | Обводненность% | фонд скважин |
| годовая | годовая |
| 1969 | 30,5 | 30,9 | 1,8 | 2 |
| 1970 | 51,1 | 54,1 | 5,5 | 2 |
| 1971 | 144,2 | 148,6 | 3 | 4 |
| 1972 | 128,2 | 129,9 | 1,3 | 3 |
| 1973 | 97,4 | 97,5 | 0,1 | 4 |
| 1974 | 88,9 | 89 | 0,1 | 4 |
| 1975 | 159,1 | 160 | 0,6 | 6 |
| 1976 | 154,7 | 155,2 | 0,3 | 7 |
| 1977 | 127,4 | 127,4 | 0 | 4 |
| 1978 | 101,3 | 101,3 | 0 | 5 |
| 1979 | 49,8 | 49,8 | 0 | 5 |
| 1980 | 41,7 | 41,7 | 0 | 5 |
| 1981 | 37,4 | 37,4 | 0 | 4 |
| 1982 | 35,9 | 35,9 | 0 | 5 |
| 1983 | 47,3 | 47,3 | 0 | 2 |
| 1984 | 64,8 | 64,8 | 0 | 4 |
| 1985 | 62,5 | 62,5 | 0 | 5 |
| 1986 | 72,2 | 72,2 | 0 | 6 |
| 1987 | 78,3 | 78,4 | 0,1 | 6 |
| 1988 | 113 | 114,19 | 1 | 7 |
| 1989 | 114 | 128,5 | 11,3 | 10 |
| 1990 | 66,2 | 70,9 | 6,6 | 12 |
| 1991 | 60,3 | 67 | 10 | 16 |
| 1992 | 61,2 | 66,7 | 8,2 | 15 |
| 1993 | 59,5 | 84,6 | 29,7 | 15 |
| 1994 | 89,1 | 112,6 | 20,9 | 17 |
| 1995 | 124,9 | 153,2 | 18,5 | 21 |
| 1996 | 128,9 | 184,6 | 30,2 | 22 |
| 1997 | 102,4 | 157,3 | 34,9 | 20 |
| 1998 | 95,8 | 127,2 | 24,7 | 20 |
| 1999 | 88,1 | 111,2 | 20,7 | 16 |
| 2000 | 90,2 | 110,9 | 18,7 | 19 |
| 2001 | 77,1 | 132 | 41,6 | 20 |
| 2002 | 70 | 135,4 | 48,3 | 18 |
| 2003 | 75 | 131,8 | 43,1 | 19 |
| 2004 | 75,8 | 144,7 | 47,6 | 20 |

**Литература**

1.Покрепин Б.В., Разработка нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие для студентов СПО, Ростов-на-Дону: Феникс, 2015.-318с.

2.Мищенко К.Т. Расчеты при добыче нефти. - М.: Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, 2008.-296с., илл.

3. Чебыкина А.С. РНГМ курс лекций-Котово ,2006год -257 с.