

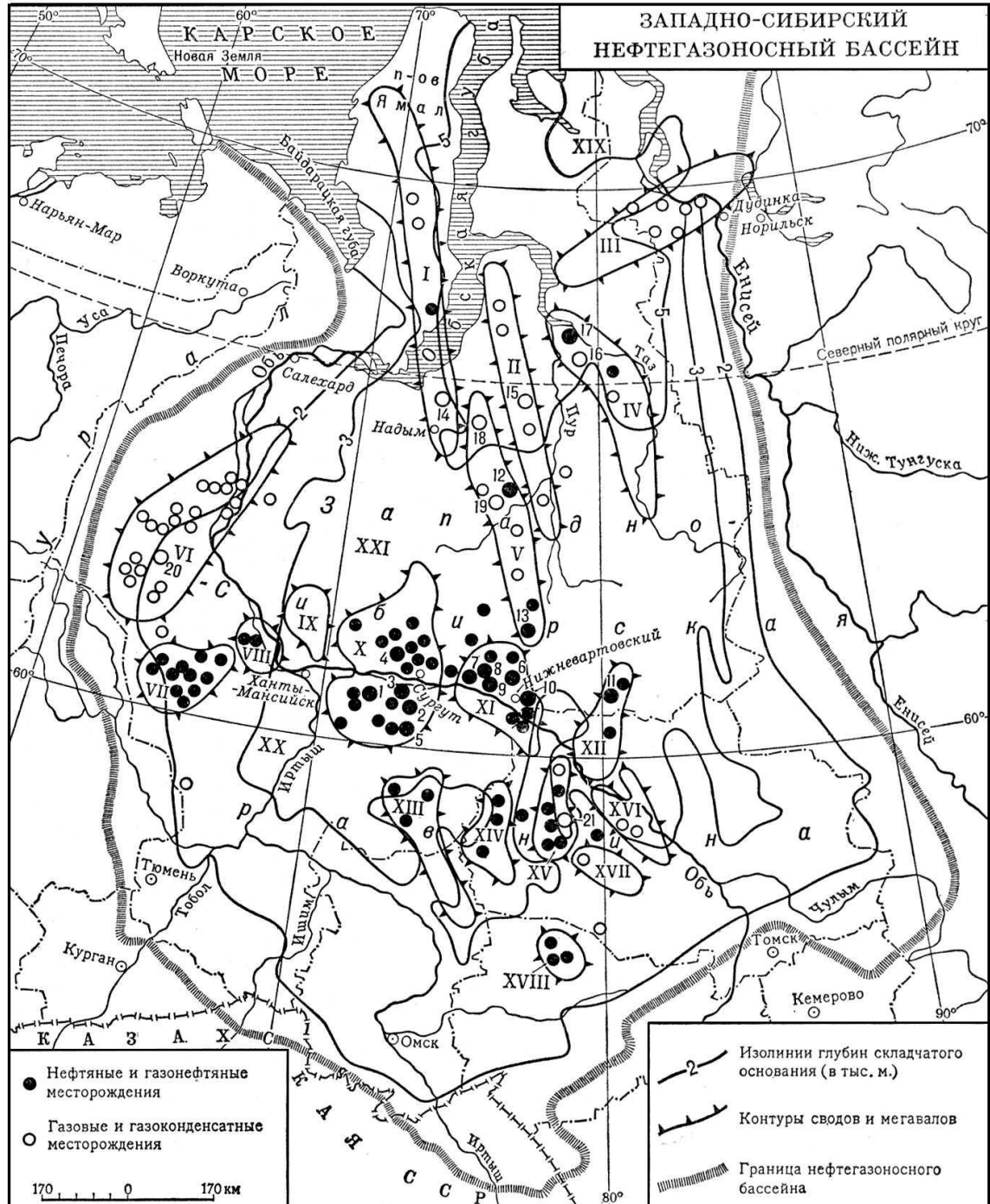
**Федеральное агентство по образованию
Государственное образовательное учреждение высшего профессионального
образования**

**“ТЮМЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ
УНИВЕРСИТЕТ”**

филиал в г. Нижневартовске

**Геология и разработка
месторождений
нефти и газа Западной
Сибири**

преподаватель: Сахипов Дамир Мидхатович



1. Геотектоническое районирование Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции

ЗСНГП приурочена к одноименной плите Центрально-Евразийской платформы.

ЗСНГП ограничена:

- с запада – Уральской складчатой системой;**
- с юго-запада – Казахским щитом;**
- с востока – Сибирской платформой;**
- с северо-востока – Енисейско-Хатангским прогибом.**

Географически ЗСНГП расположена на Тюменской, Омской и Томской областях. ЗСНГП содержит в себе (разделена на) 10 нефтегазоносных областей (НГО), которые в свою очередь разделены на 18 нефтегазоносных района (НГР, ГР, ГНР, НР):

А(1) – Южно-Ямальская НГО (Нурминский НГР);

Б(2) – Гыданская ГО (Ямбургский ГР);

В(3) – Надым-Пурская ГНО (Надымский ГР, Уренгойский ГНР, Губкинский ГНР);

Г(4) – Пур-Тазовская ГНО (Тазовский ГНР);

Д(5) – Приуральская НГО (Березовский ГР, Шаимский НГР);

Е(6) – Фроловская НГО (Красноленинский НГР);

Ж(7) – Среднеобская НГО (Салымский НР, Южно-Сургутский НГР, Вартовский НР);

З(8) – Каймысовская НГО (Каймысовский НР, Межовский НГР);

И(9) – Васюганская НГО (Вахский НГР, Васюганский ГНР, Пудинский ГНР);

К(10) – Пайдугинская НГО (Сильгинский ГНР).



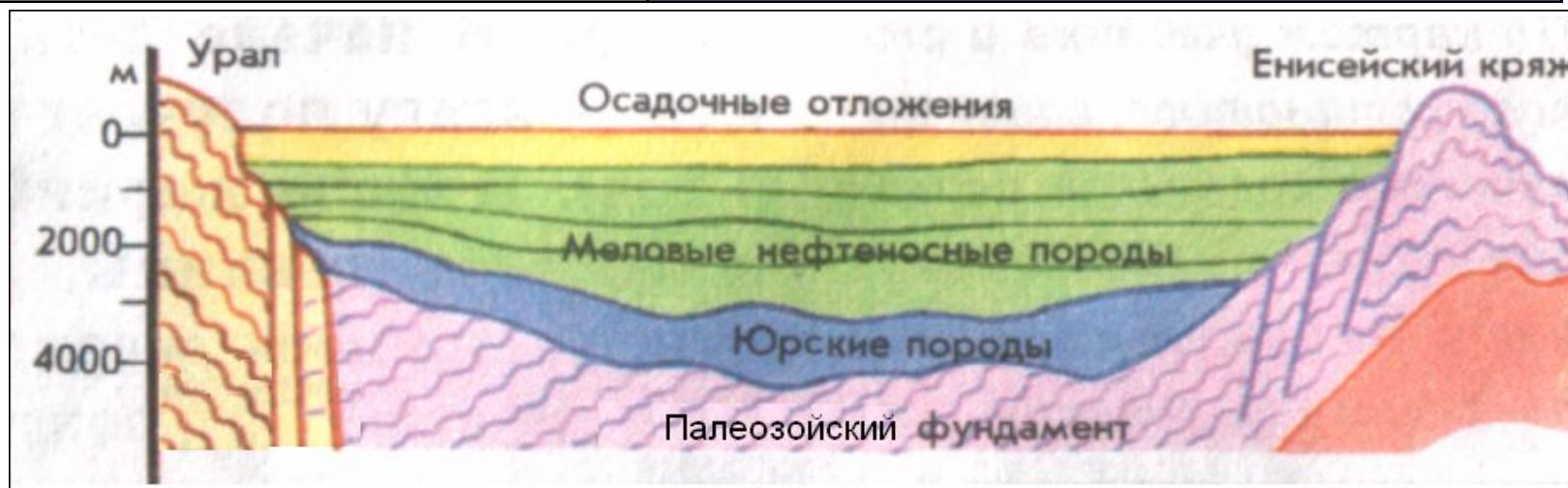
Выбери на карте регион или город

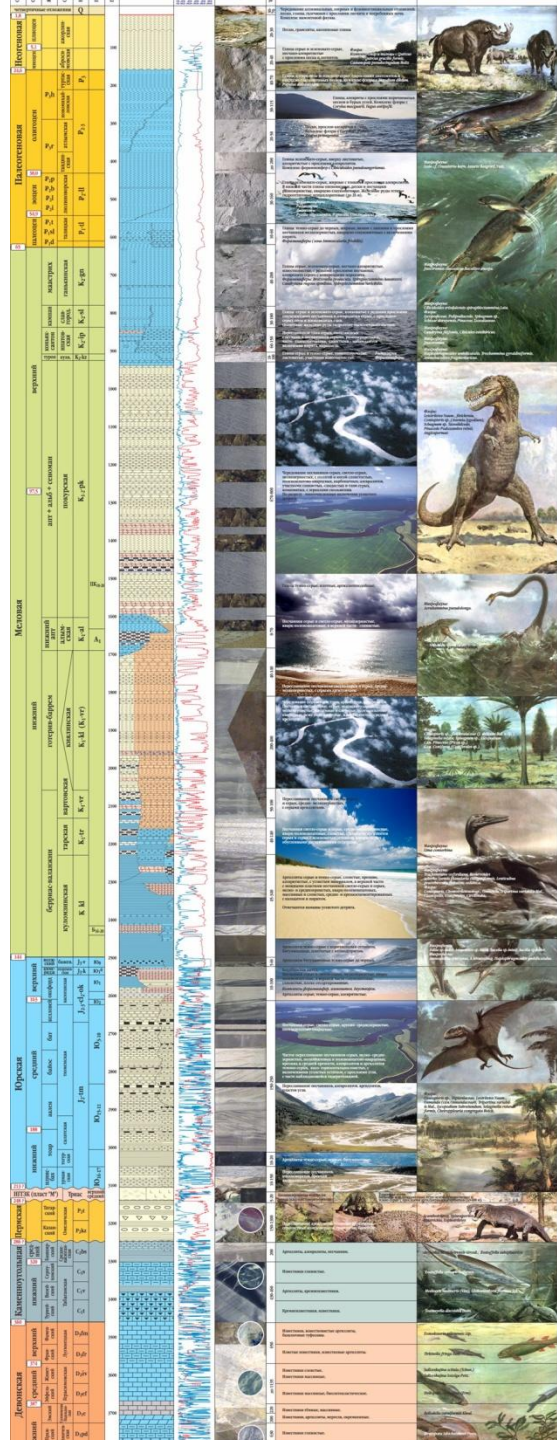
2. Расчленение осадочного чехла ЗСНГП

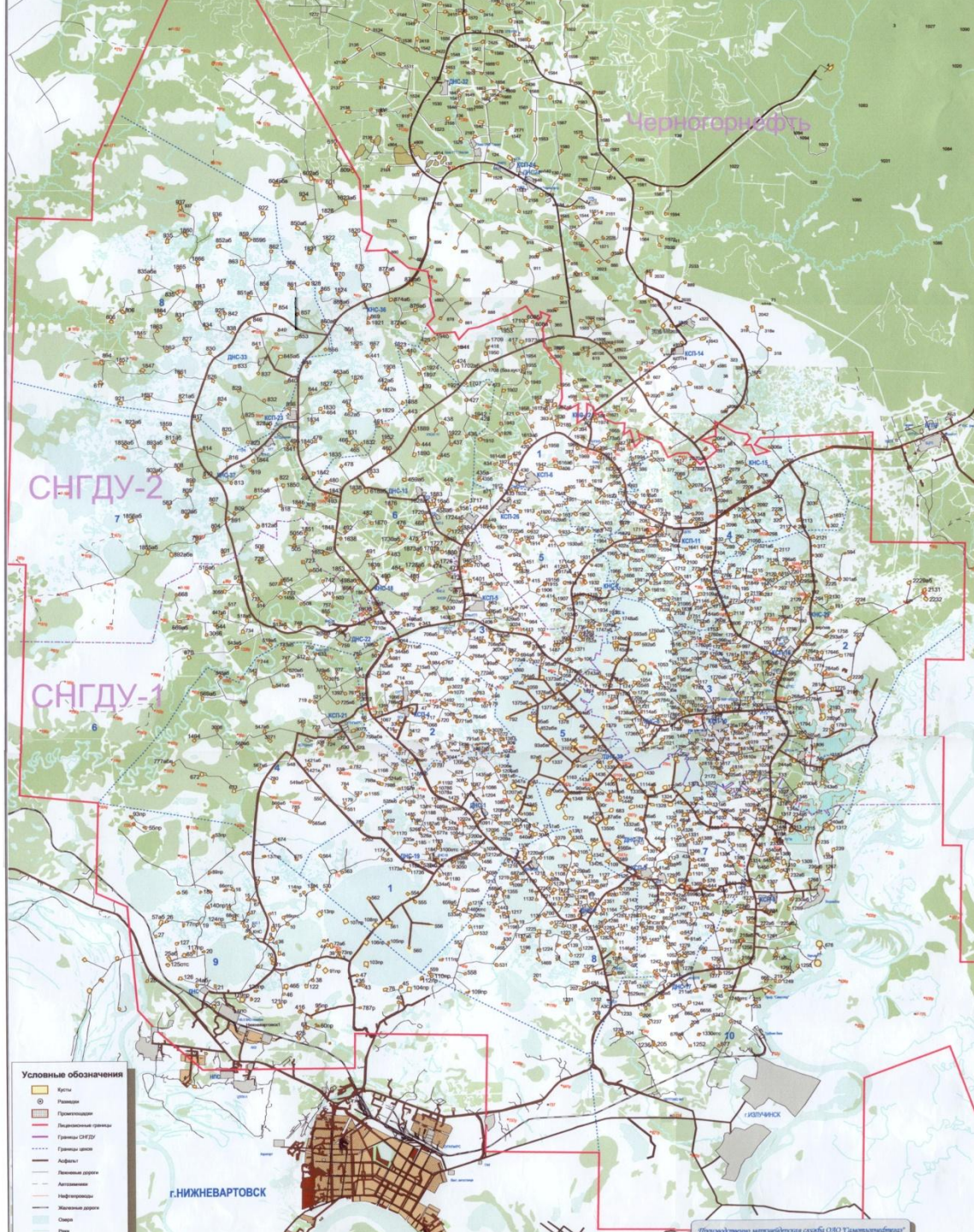
В ЗСНГП вскрыты толщи пород, относящиеся к *кайнозойским, мезозойским* и *верхним слоям палеозойской эры*.

Нефтегазоносность отложений в ЗСНГП выявлена от *пород палеозойского фундамента* (пермской системы) до *апт-сеноманских отложений верхнего мела*. Этаж нефтеносности 2000 – 2200 м. Степень нефтенасыщенности разреза различно в различных областях ЗСНГП. С запада, юга и юго-востока в сторону центральных областей нефтенасыщенность увеличивается.

Эра	Период
Кайнозойская	Неогеновый период (25 млн. лет)
	Палеогеновый период (41 млн. лет)
Мезозойская	Меловой (66 млн. лет)
	Юрский (53 млн. лет)







- Условные обозначения**
- Котлы
 - Рельефы
 - Промышленные
 - Ландшафтные границы
 - Границы СНТ/ДП
 - Границы земель
 - Асфальт
 - Лесовые дороги
 - Автомобили
 - Нефтяные
 - Железные дороги
 - Озера

КРАТКАЯ ИСТОРИЯ ОТКРЫТИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

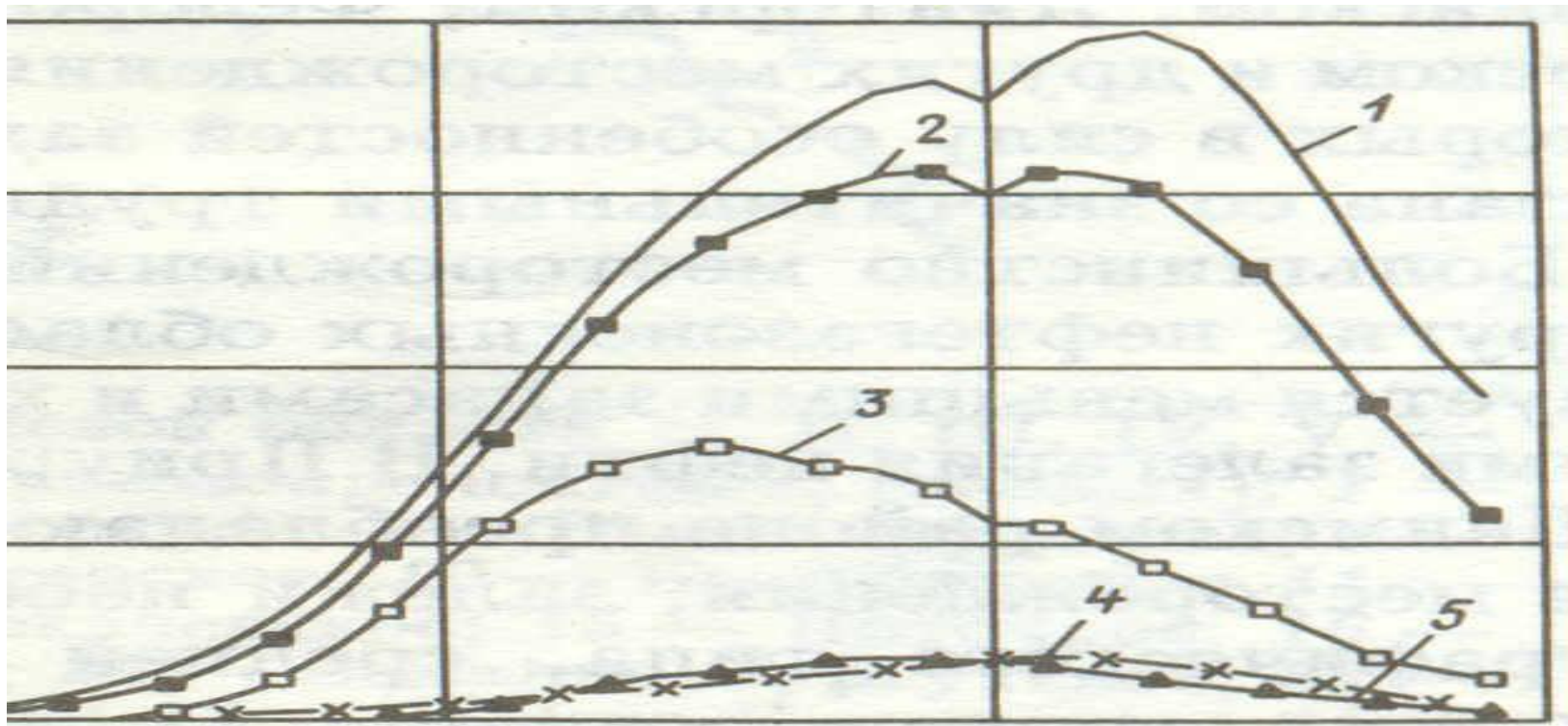
- Геологические исследования на территории Западной Сибири велись с 1934 г., поисковое бурение - с 1947 г. В 1953 г. На Березовской площади в Приуралье из отложений верхней юры был получен первый в регионе газ, а в 1960 г. в Шаимском районе было открыто первое нефтяное месторождение - Трехозерное. Основанием для широкого развертывания поисково-разведочных работ и начала организации добычи нефти в Тюменской области, послужило открытие в 1961 г. двух месторождений в Среднем Приобье: Мегионского и Усть-Балыкского.
- 1 этап проведения поисково-разведочных работ, продолжавшийся до середины 70 годов , характеризуется высокими темпами наращивания объемов поискового и разведочного бурения в основном в Среднеобской ГНО.
- Открыты такие крупные месторождения, как Самотлорское, Мамонтовское, Западно-Сургутское, Правдинское, Лянторское, Аганское, Ватинское и др. Средняя величина запасов нефти месторождений порядка 126 млн т.
- 2 этап - с середины 70 годов до 1991 года. Расширение разведочного бурения за пределы Среднеобской ГНО. Уменьшение запасов нефти в вновь открываемых месторождениях до 17 млн.тонн. Крупнейшие Суторминское, Приобское и т.д.
- 3 этап - с 1991 по сегодняшний день, разведка и эксплуатация в рыночных условиях.

КРАТКАЯ ИСТОРИЯ ОТКРЫТИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

- Геологические исследования на территории Западной Сибири велись с 1934 г., поисковое бурение - с 1947 г. В 1953 г. На Березовской площади в Приуралье из отложений верхней юры был получен первый в регионе газ, а в 1960 г. в Шаимском районе было открыто первое нефтяное месторождение - Трехозерное. Основанием для широкого развертывания поисково-разведочных работ и начала организации добычи нефти в Тюменской области, послужило открытие в 1961 г. двух месторождений в Среднем Приобье: Мегионского и Усть-Балыкского.
- 1 этап проведения поисково-разведочных работ, продолжавшийся до середины 70 годов , характеризуется высокими темпами наращивания объемов поискового и разведочного бурения в основном в Среднеобской ГНО.
- Открыты такие крупные месторождения, как Самотлорское, Мамонтовское, Западно-Сургутское, Правдинское, Лянторское, Аганское, Ватинское и др. Средняя величина запасов нефти месторождений порядка 126 млн т.
- 2 этап - с середины 70 годов до 1991 года. Расширение разведочного бурения за пределы Среднеобской ГНО. Уменьшение запасов нефти в вновь открываемых месторождениях до 17 млн.тонн. Крупнейшие Суторминское, Приобское и т.д.
- 3 этап - с 1991 по сегодняшний день, разведка и эксплуатация в рыночных условиях.

ВВОД В РАЗРАБОТКУ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.

- Процесс промышленного освоения месторождений Тюменской области шел параллельно с их разведкой, лишь немного отставая во времени Нефтяные месторождения вводили в разработку через 2-3 года после их открытия, вначале по проектам пробной эксплуатации, а позднее - по технологическим схемам, предусматривающим первоочередной ввод в разработку наиболее изученных и продуктивных участков задолго до полного окончания разведочных работ.
- Динамика добычи нефти в целом по области, по крупным месторождениям и отдельно по Самотлорскому(3), Мамонтовскому(4) и Федоровскому(5) месторождениям показана на графике.



3. Индексация пластов по основным разрезам

- Принцип номенклатуры и индексации пластов были разработаны на совещаниях в пос. Горно-Правдинском (1965 г.) и в г. Сургуте (1968 г.).
- Индексация пластов производится по *нефтегазоносным комплексам или горизонтам* и по *районам*.
- Нефтегазоносный комплекс может охватывать как часть свиты, так и несколько смежных по вертикали свит (например, неокомский – нижний мел).
- Нефтегазовый горизонт охватывает несколько одновозрастных нефтегазоносных комплексов.
- Комплексу (или горизонту) присваивается буквенный индекс по первой или первым двум согласным буквам в *названии комплекса*. Например, Покурская свита – ПК; Новопортовская подсвита – НП.
- Исторически в центральных районах Западно-Сибирской плиты к горизонту, охватывающему *Алымскую, Черкашинскую* (Верхневартовский участок свиты) *свиты*, присвоен индекс *А*. К горизонту, охватывающему отложения *Нижневартовской подсвиты* и *Мегионской свиты* – индекс *Б*.
- Вторая (третья) буква соответствует первой букве *названия района*. Все проницаемые пласты нумеруются по порядку сверху вниз и порядок пласта указывается внизу. Если имеются пропластки, то – сверху. Например, пласт АВ11. Непроницаемые пропластки указываются строчными буквами. Например, ав11.

3. Методика поисково-разведочных работ

- Геологоразведочные работы на нефть и газ подразделяются три этапа:
- **Региональный;**
- **Поисковый;**
- **Разведочный.**
- Региональный этап подразделяется на стадии: прогнозирование нефтегазоносности и оценки зон нефтегазонакопления.
- Поисковый этап – на стадию выявления и подготовки объектов для поискового бурения и стадию поиска месторождений.
- Разведочный этап – на стадию оценки месторождений и стадию подготовки их к разработке.
- В Западной Сибири региональный этап был начат И. М. Губкиным в 1938 году. Особенности поискового бурения для ЗСНГП первоначально заключались в том, что буровое оборудование можно было доставить только по реке в летний период. Второй особенностью проведения работ является то, что основные территории ЗСНГП заболочены и расположены в лесотундре и тундре. Поэтому практически все сейсмические работы производятся в зимний период.
- Основной прирост запасов нефти и газа ЗСНГП был обеспечен открытием месторождений в 60 – 70-ые годы. Основной областью, обеспечивающей прирост запасов нефти, была Среднеобская НГО. На территории этой области были открыты крупнейшие месторождения: Самотлорское, Мамонтовское, Федоровское и ряд других уникальных месторождений с запасами, превышающими 100 млн. тонн.
- В 80-х годах объем поискового бурения не привел к значительному увеличению запасов нефти и газа. А в 90-х годах поисковое бурение практически свелось к нулю.

- **4.1 Подсчет запасов**

- При определении запасов месторождений обязательному подсчету и учету подлежат запасы нефти, газа, конденсата и содержащиеся в них компоненты (метан, этан, пропан, бутан..., кислород, сера, азот, металлы...), целесообразность извлечения которых обоснована технологическими и технико-экономическими расчетами (ТЭО).
- Все запасы подразделяются на две группы, подлежащие раздельному подсчету и учету:
- **Балансовые** – запасы, вовлечение в разработку которых в настоящее время экономически целесообразно.

$$V = S \cdot h_{эф} \cdot m \cdot k_{н.нас.}$$

- **Забалансовые** – запасы, вовлечение в разработку которых в настоящее время экономически нецелесообразно, но которые в дальнейшем могут быть переведены в балансовые.
- **Запасы извлекаемые** – запасы, которые при современном развитии техники и экономики могут быть извлечены из пластов. Коэффициент извлечения нефти:

$$КИН = \frac{V_{извл.}}{V_{баланс.}}$$

- **4.1 Категории запасов и ресурсов**
- По категориям запасов залежи разделяются на:
- **А**- Залежь, разбуренная в соответствии с проектом разработки или тоо же, для части залежи;
- **Б** - Залежь, разбуренная в соответствии с технологической схемой разработки месторождения нефти или проектом опытно-промышленной разработки месторождения газа или то же, по части залежи;
- **С1** - Разведанная залежь, разведанная часть выявленной залежи, участок около первой скважины с промышленным притоком на выявленной ею залежи, неразведанная часть выявленной залежи;
- **С2** - Выявленные залежи в промежуточных и вышезалегающих пройденных бурением неопробованных продуктивных пластах на разведанном или разрабатываемом месторождении залежи в неопробованных пластах отдельных куполов многокупольных месторождений, если доказана их полная аналогия изученным частям данного месторождения;
- **С3; Д1; Д2**

- **4.2 Составление проекта пробной эксплуатации.**
- **Задачи проекта пробной эксплуатации**
- **На месторождениях, разведка которых не завершена, в случае необходимости получения дополнительной информации, требуемой для подсчета запасов и составления технологической схемы разработки, может проводиться пробная эксплуатация залежей (ПЭЗ) или их участков. Под ПЭЗ следует понимать временным сроком не более 3-х лет эксплуатацию разведочных, а при необходимости и специально пробуренных, опережающих добывающих и нагнетательных скважин.**
- **Проект пробной эксплуатации (ППЭ) должен быть составлен и защищен надлежащим образом. Исходная информация для составления проекта ПЭЗ служат данные разведки месторождений, результаты исследования, опробования и испытания отдельных разведочных скважин.**
- **Практически все крупные месторождения Западной Сибири вводились в разработку по технологическим схемам ППЭ залежей. Такое опережающее бурение добывающих и нагнетательных скважин позволило вместе с получением информации по пластам и насыщающих их флюидам, получать опережающую добычу нефти и газа.**

• 5.1 Понятие системы разработки

- Под системой разработки н/г месторождений понимается комплекс мероприятий по извлечению нефти и газа из недр и управлению этим процессом.
- Система разработки определяет количество эксплуатационных объектов, способы воздействия на пласты и темпы отбора нефти из них, размещение и плотность сетки добывающих и нагнетательных скважин, способы режима их эксплуатации, мероприятия по контролю и регулированию процессом разработки, охране недр и окружающей среды.
- **Под эксплуатационным объектом следует понимать продуктивный пласт, часть пласта или группу пластов, выделенных для разработки самостоятельной сеткой скважин.** Пласты, объединенные в один объект разработки, должны иметь близкие литологические характеристики и коллекторские свойства пород продуктивных пластов, физико-химические свойства насыщающих их флюидов и величины начальных приведенных пластовых давлений.
- Система разработки обосновывается в технологических проектных документах, по которым осуществляют пробную, промышленную разработку месторождений и проводят опытно-промышленные работы (ОПР). Такими документами являются проекты пробной эксплуатации, технологические схемы ОПР, технологические схемы разработки, проекты разработки, уточненные проекты разработки и анализы разработки.

- **5.5 Принципы проектирования систем разработки**
- **Существовало 4 этапа разработки месторождений:**
- **1-й этап – до 1945 года. Эксплуатация нефтяных месторождений велась на естественных природных режимах.**
- **2-й этап – с 1946 по 1976 год. Применение законтурного и внутриконтурного заводнения для ППД.**
- **3-й этап – с 1977 по 1991 год. Оптимизация систем разработки с применением новых технологий и новых методов повышения нефтеотдачи пластов (ПНП).**
- **4-й этап – с 1992 года. Разработка в рыночных условиях.**

- **Проектирование рациональной разработки**

- **Из всех возможных систем разработки необходимо выбирать наиболее рациональную, при которой месторождение (залежь) разбуривается минимальным количеством скважин, обеспечивающим заданные планы, темпы отбора нефти и высокий КИН при возможных минимальных капитальных вложениях и эксплуатационных затратах.**

• **5.2 Классификация систем разработки**

- Системы разработки классифицируются по методам интенсификации добычи нефти и способам поддержания пластового давления (ППД):
- ППД искусственным заводнением;
- ППД закачкой газа в газовую шапку;
- В режиме естественного истощения, естественного водонапорного режима.

• **5.3 Система размещения скважин**

- Система размещения скважин должна полностью учитывать особенности геологического строения залежи. Начальное размещение и плотность сетки являются оптимальными, если они обеспечивают ввод в разработку 90 % начальных извлекаемых запасов объекта. Конечная плотность сетки скважин должна обеспечивать ввод в разработку всех запасов объекта.

• **5.4 Выбор систем заводнения (СЗ)**

- СЗ должна обеспечивать высокий охват пластов заводнения. Признано, что на линии нагнетания необходимо поддерживать давление на 10 – 20 % выше начального пластового давления. А добывающие скважины целесообразно эксплуатировать при давлениях близких к давлению насыщения или на 10 – 20 % ниже.

- **5.6 Порядок составления и утверждения проектных документов**
- **Технологические схемы и проекты разработки составляются на базе балансовых запасов нефти и газа, утвержденных в ГКЗ России и технических заданиях на проектирование. В техническом задании указываются:**
 - **1) Год начала ввода месторождения в разработку.**
 - **2) Возможные объемы бурения по годам.**
 - **3) Возможные источники ввода газа и электроснабжения.**
 - **4) Ограничения, влияющие на обоснование способов эксплуатации скважин.**
 - **5) Условия сепарации и подготовки нефти.**
- **Указывается срок подготовки проектного документа и другие возможные ограничения.**

- **5.7 Выбор системы разработки**

- 1. Естественное истощение:
- 2. ППД с помощью нагнетания воды делится на три типа.
- 2.1 Законтурное заводнение – для разработки месторождений с небольшими запасами нефти – 5 – 10 млн. тонн. Скважины располагают в законтурной водоносной части пласта



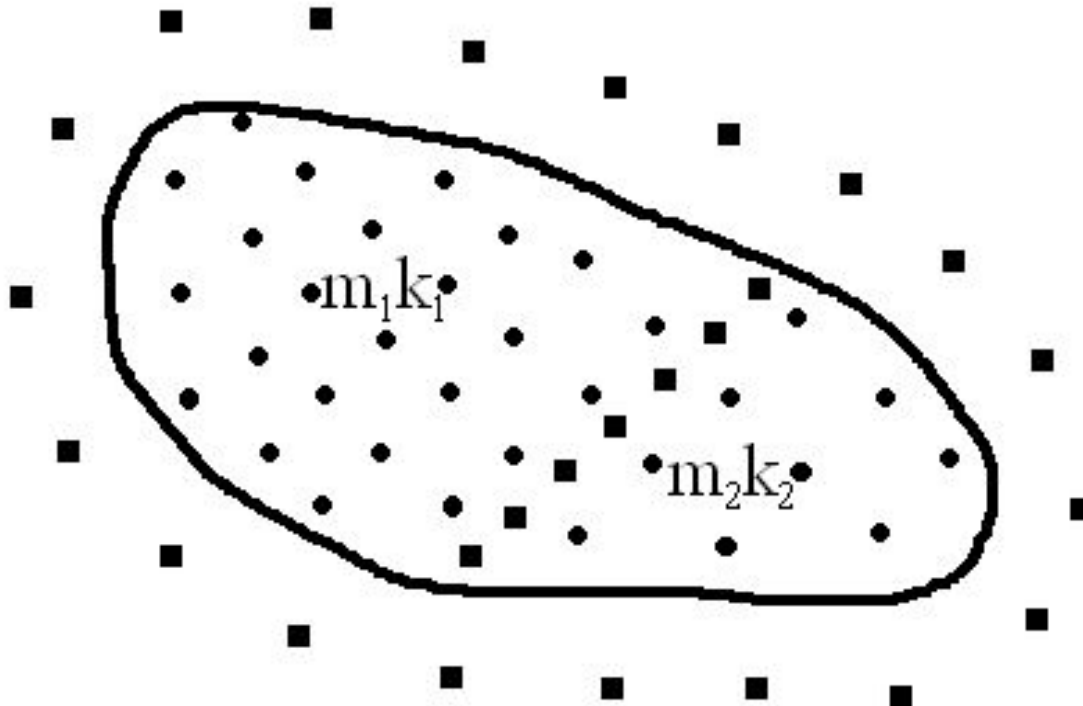
- **5.7 Выбор системы разработки**

- **2.1 Приконтурное заводнение** применяют тогда, когда затруднена гидродинамическая связь нефтяной зоны с законтурной областью.
- Ряд нагнетательных скважин располагается в водонефтяной зоне или непосредствен на краю внутреннего ВНК.



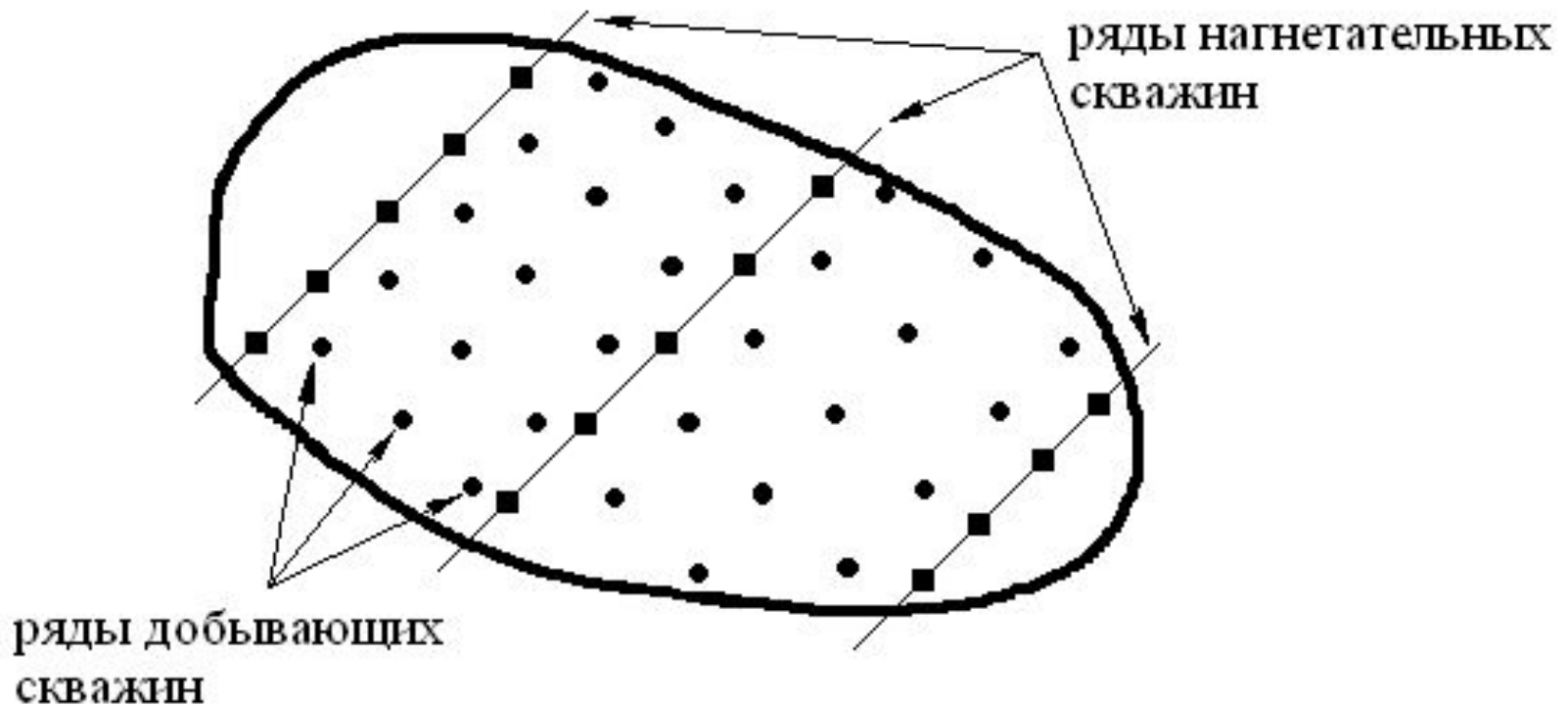
- **5.7 Выбор системы разработки**

- **2.3 Внутриконтурное заводнение** применяют (в основном) при разработке нефтяных залежей с очень большими площадными размерами. Внутриконтурное заводнение в необходимых случаях сочетается с законтурным заводнением. Внутриконтурное заводнение подразделяется на:
 - - **площадное заводнение**, применяемое в сложнопостроенных залежах. Например, на Самотлоре пласт А1.



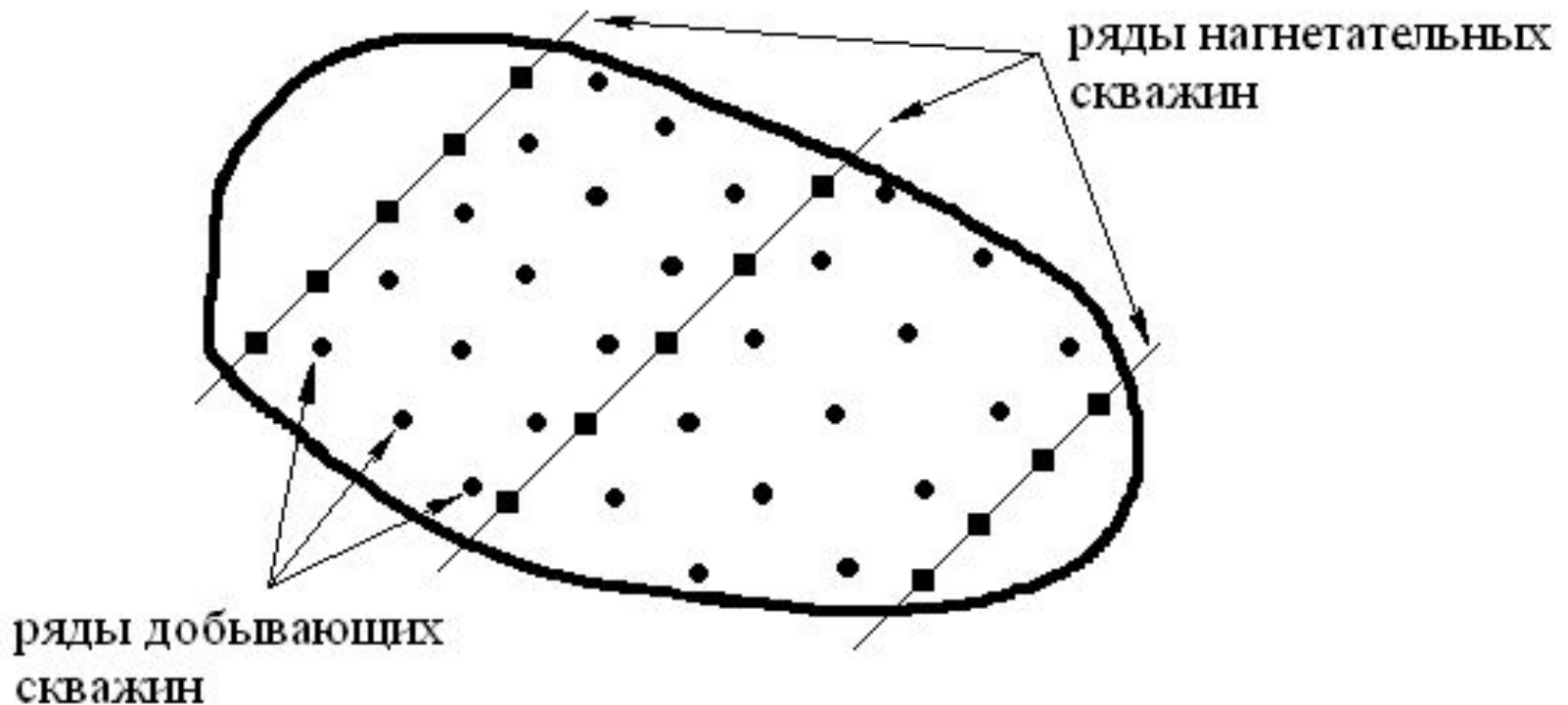
- **5.7 Выбор системы разработки**

- - **блоковую систему заводнения**, используемую для больших залежей с одинаковыми литологическими свойствами и характеристиками пласта.
- При неподвижных контурах нефтеносности, залежь (пласт) разделяется равномерными рядами нагнетания, образующими линии нагнетания. Блоковая система называется столько рядной, сколько рядов добывающих скважин находится между соседними линиями нагнетания. Количество рядов между линиями нагнетаний зависит от свойств пласта (коэффициента проницаемости);



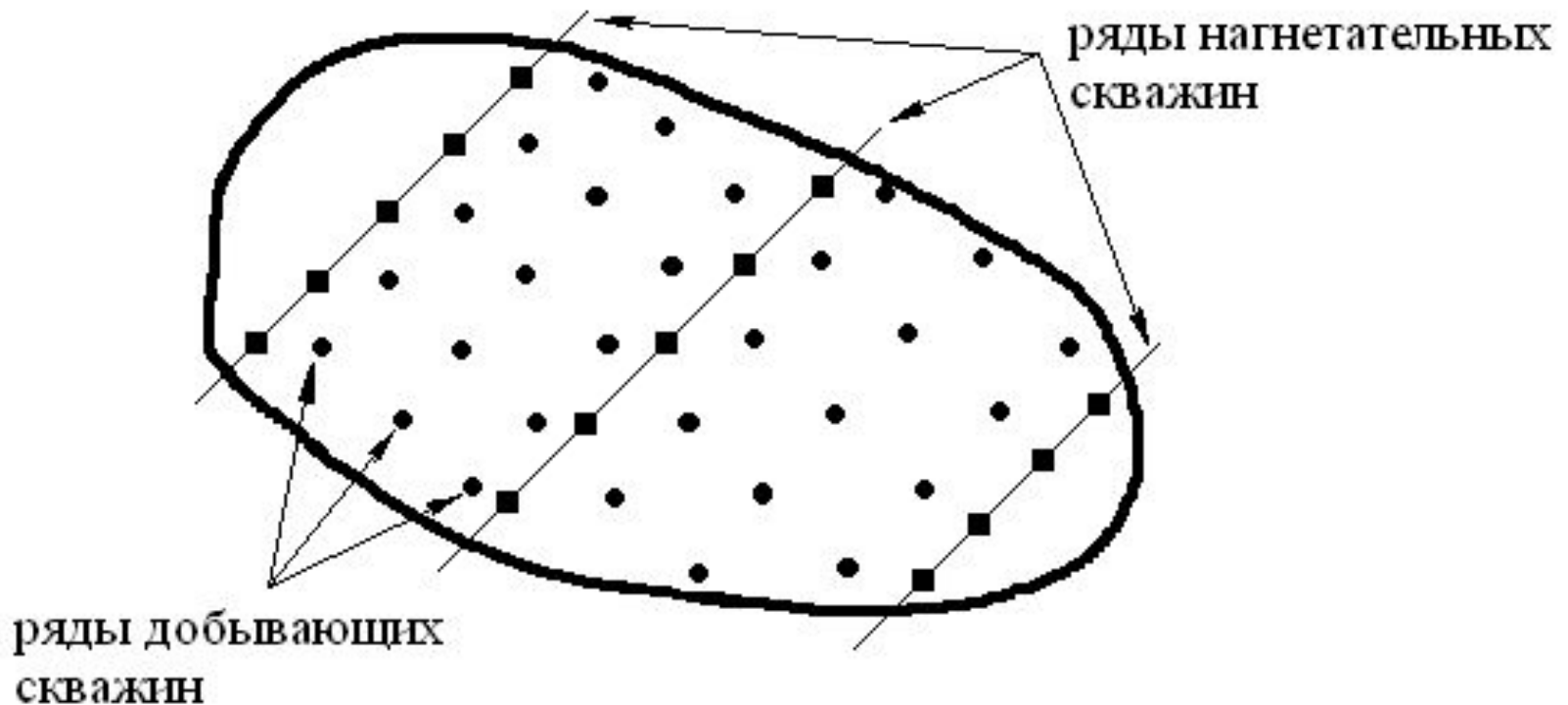
- **5.7 Выбор системы разработки**

- - **блоковую систему заводнения**, используемую для больших залежей с одинаковыми литологическими свойствами и характеристиками пласта.
- При неподвижных контурах нефтеносности, залежь (пласт) разделяется равномерными рядами нагнетания, образующими линии нагнетания. Блоковая система называется столько рядной, сколько рядов добывающих скважин находится между соседними линиями нагнетания. Количество рядов между линиями нагнетаний зависит от свойств пласта (коэффициента проницаемости);



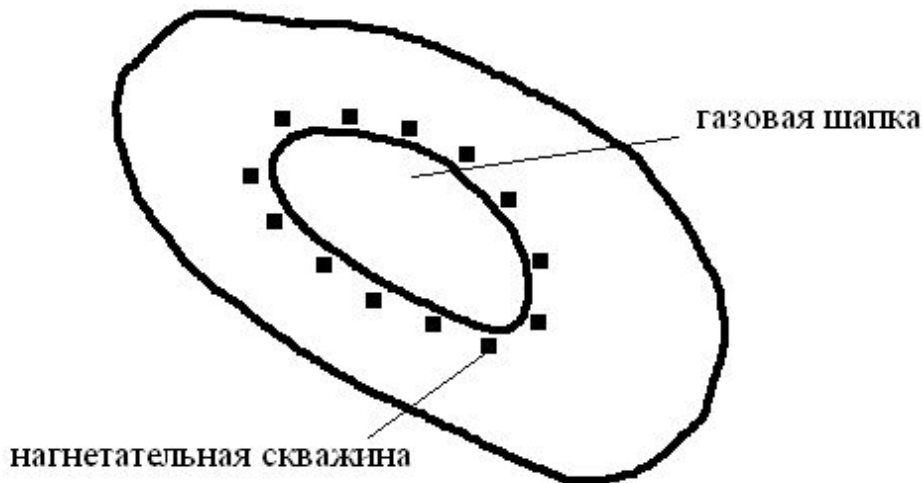
- **5.7 Выбор системы разработки**

- - **блоковую систему заводнения**, используемую для больших залежей с одинаковыми литологическими свойствами и характеристиками пласта.
- При неподвижных контурах нефтеносности, залежь (пласт) разделяется равномерными рядами нагнетания, образующими линии нагнетания. Блоковая система называется столько рядной, сколько рядов добывающих скважин находится между соседними линиями нагнетания. Количество рядов между линиями нагнетаний зависит от свойств пласта (коэффициента проницаемости);



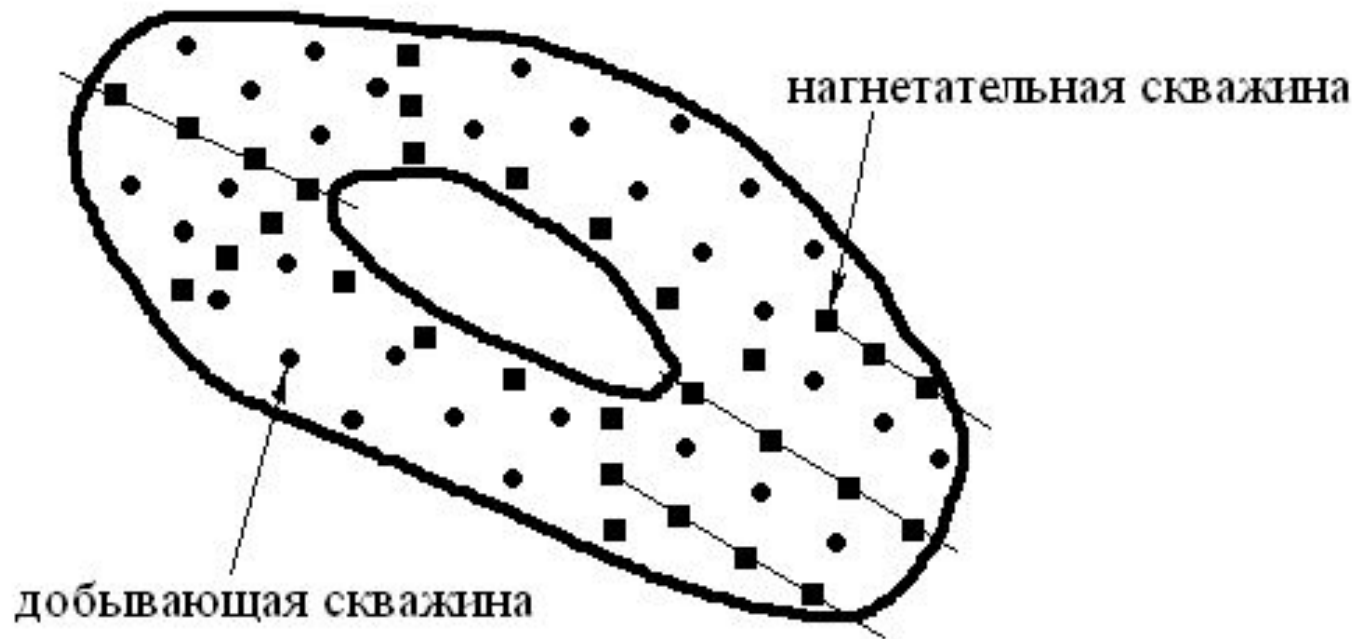
- **5.7 Выбор системы разработки**

- - **очаговое заводнение**, применяемое при наличии в площадном или блоковом заводнении зон, неохваченных воздействием нагнетания на пласт;
- - **барьерное заводнение** в основном используется для отсечения газовой части залежи от нефтяной части (газовая шапка должна быть обширной). Например, Самотлор имеет газовую шапку и барьерный нагнетательный ряд по линии пласта А13.
- - **избирательная система заводнения** применяется на залежах со значительной неоднородностью.



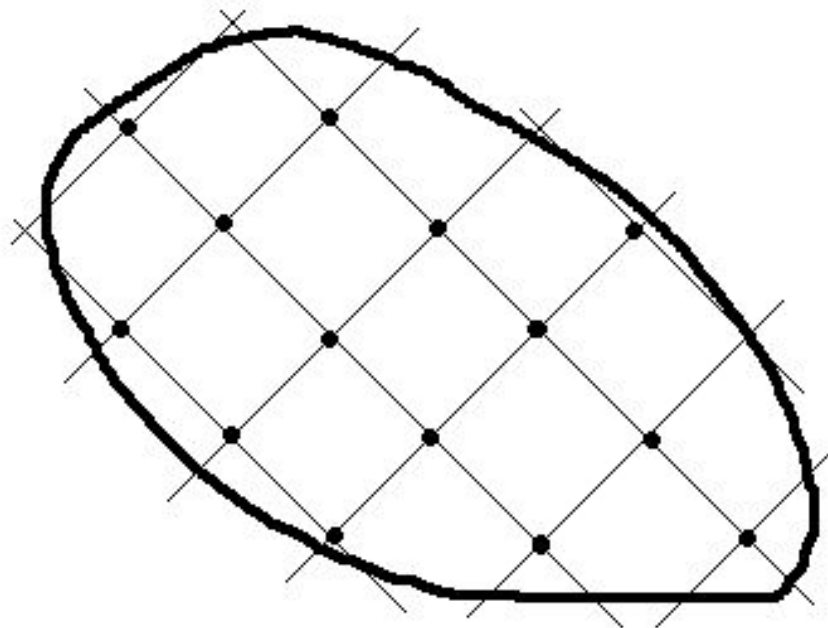
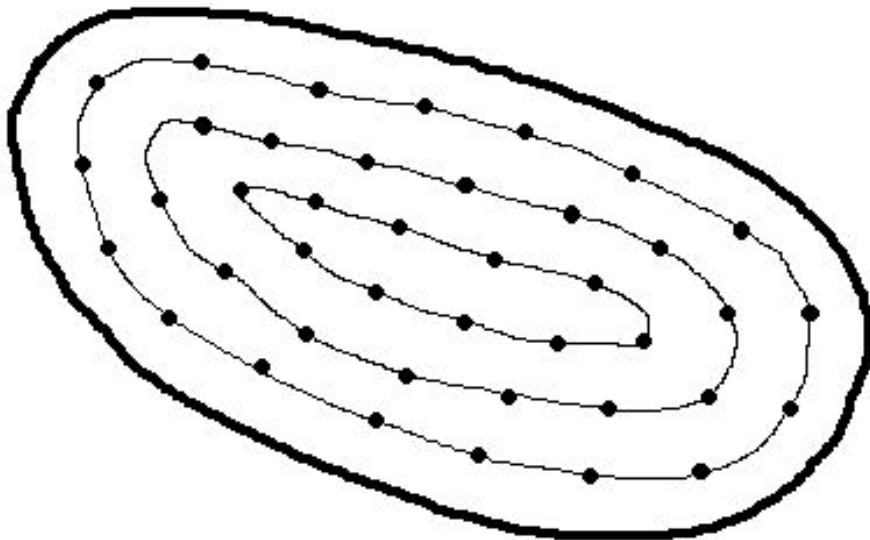
- **5.7 Выбор системы разработки**

- - **избирательная система заводнения** применяется на залежах со значительной неоднородностью.
- **3. Закачка газа в газовую шапку** – нагнетание газа в пласт при давлениях выше пластового на 10 – 20 %. Искусственно создается газонапорный режим работы залежи. В настоящее время этот метод применяют редко в связи с дороговизной процесса.



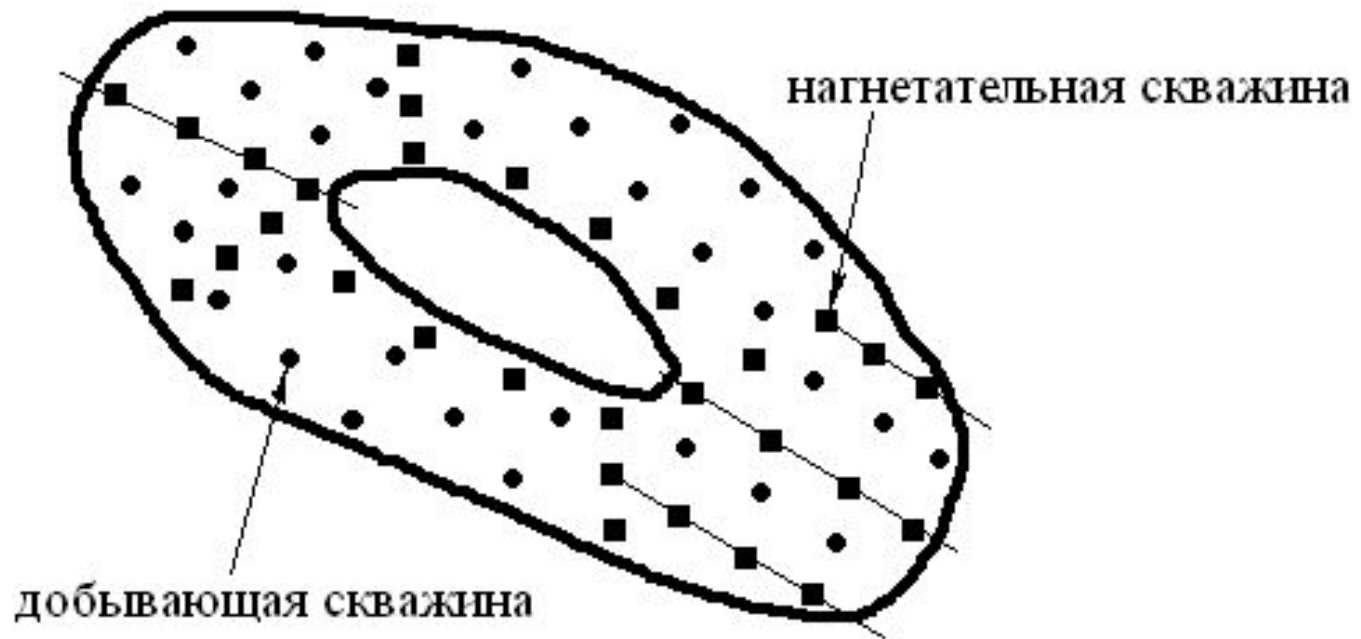
• 5.8 Система расположения добывающих скважин

- Добывающие скважины располагаются:
- - **параллельно контурам нефтеносности** при перемещающихся контурах нефтеносности;
- - **равномерной сеткой скважин**. Залежь разбурируется равномерно, и в узлах сетки размещаются скважины. 300 x 300 м; 400 x 400 м; 500 x 500 м; 600 x 600 м
- Система расположения зависит от: свойств пласта; от экономических факторов.
- Необходимо, чтобы не существовало интерференции отбора между скважинами.
- **В ЗСНГП практически все месторождения и залежи разбурены равномерной сеткой скважин**. Наиболее применяемая сетка 500x500 м, с последующем уплотнением до 250м, в зонах с трудно вырабатываемыми запасами.



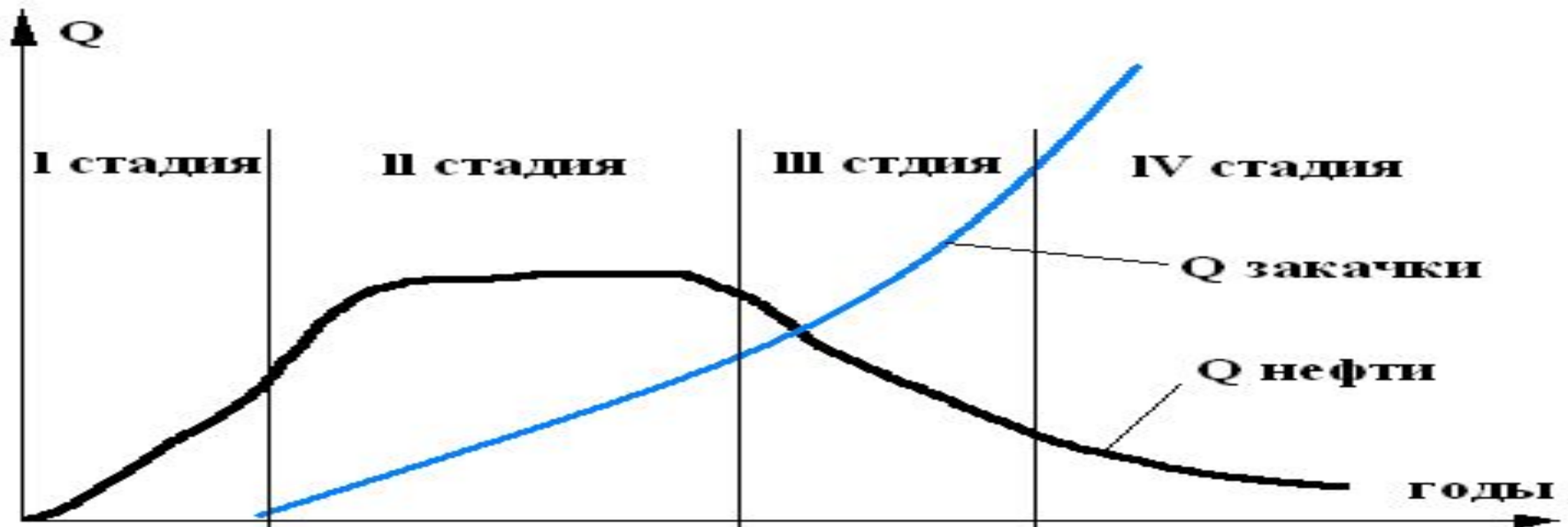
- **5.7 Выбор системы разработки**

- - **избирательная система заводнения** применяется на залежах со значительной неоднородностью.
- **3. Закачка газа в газовую шапку** – нагнетание газа в пласт при давлениях выше пластового на 10 – 20 %. Искусственно создается газонапорный режим работы залежи. В настоящее время этот метод применяют редко в связи с дороговизной процесса.



7. Стадии разработки месторождения

- Определяются по годовой добыче нефти и построенным по этим значениям графику.
- **I – стадия растущей добычи нефти.**
- **II – стадия стабилизации.**
- **III – стадия падающей добычи.**
- **IV – стадия поздней эксплуатации скважин.**
- Добыча нефти поддерживается:
- **I – ввод новых скважин при больших начальных пластовых давлениях.**
- **II – ввод нагнетательных скважин, бурение уплотняющих добывающих скважин, ГТМ.**
- **III – добыча нефти поддерживается благодаря ГТМ (ГРП, КРС, ПНП).**
- **IV – остаточная добыча, применение новых методов и технологий.**



• 8. Методы увеличения нефтеотдачи

- На первом этапе добыча нефти обеспечивается высоким пластовым давлением, упругой энергией газа, нефти, скелета пород, энергией законтурных вод, газовой шапки.
- На втором этапе добыча нефти обеспечивается поддержанием пластового давления нагнетанием воды или газа.
- На третьем этапе эффективность работы залежи обеспечивается применением различных методов увеличения нефтеотдачи пластов – это третичные методы. К ним относятся:
 - **физико-химические методы;**
 - **газовые методы** (закачка УВ газов, CO₂, N₂, дымовых газов);
 - **тепловые методы.** Вытеснение нефти теплоносителями – закачка пара или внутрипластовое горение, воздействие с помощью экзотермических окислительных реакций;
 - **микробиологические** – введение в пласт бактериальной продукции или её образование непосредственно в пласте.

8. Физико-химические методы

- Включают три класса.
- **Первый класс.** Методы основаны на увеличении коэффициента вытеснения нефти (КВН): - отмыв остаточной нефти; - отмыв и создание барьера.
- а) различные ПАВ;
- б) неионогеновые ПАВ (НПАВ);
- в) малорастворимые ПАВ (МПАВ);
- г) композиции Углеводород+ПАВ (СНПХ);
- д) мицеллярные:
- **Второй класс.** Методы, основанные на увеличении коэффициента охвата пласта воздействием (КОПВ):
- полимеры, различные эфиры и целлюлозы, волокнисто-дисперсионные системы (ВДС), гелеобразующие системы (ГОС) на основе алюмосиликатов и силикатов Na, вязкоупругие системы на основе полиакриламид (ПАА) + сшиватели (также полимер-дисперсные системы (ПДС): полимер, бинтонитовая глина+песок + сшиватели).
- **Третий класс.** Методы, основанные на комплексном воздействии на залежь:
- - ПАА + НПАВ;
- - щелочно-полимерные композиции с концентрацией 1% (щелочные стоки производства капрона - ЩСПК). При воздействии щелочи с УВ и H₂O образуются CO₂ + ПАВ.
- - алюмохлориды (ГАЛКА) и ГОКЩСПК.
- **Водогазовое воздействие** включает два метода:
- - закачка газа – воды – газа – воды оторочками;
- - смешивание газа с водой непосредственно на устье скважины и их совместная закачка.

8. Физико-химические методы

- Включают три класса.
- **Первый класс.** Методы основаны на увеличении коэффициента вытеснения нефти (КВН): - отмыв остаточной нефти; - отмыв и создание барьера.
- а) различные ПАВ;
- б) неионогеновые ПАВ (НПАВ);
- в) малорастворимые ПАВ (МПАВ);
- г) композиции Углеводород+ПАВ (СНПХ);
- д) мицеллярные:
- **Второй класс.** Методы, основанные на увеличении коэффициента охвата пласта воздействием (КОПВ):
- полимеры, различные эфиры и целлюлозы, волокнисто-дисперсионные системы (ВДС), гелеобразующие системы (ГОС) на основе алюмосиликатов и силикатов Na, вязкоупругие системы на основе полиакриламид (ПАА) + сшиватели (также полимер-дисперсные системы (ПДС): полимер, бинтонитовая глина+песок + сшиватели).
- **Третий класс.** Методы, основанные на комплексном воздействии на залежь:
- - ПАА + НПАВ;
- - щелочно-полимерные композиции с концентрацией 1% (щелочные стоки производства капрона - ЩСПК). При воздействии щелочи с УВ и H₂O образуются CO₂ + ПАВ.
- - алюмохлориды (ГАЛКА) и ГОКЩСПК.
- **Водогазовое воздействие** включает два метода:
- - закачка газа – воды – газа – воды оторочками;
- - смешивание газа с водой непосредственно на устье скважины и их совместная закачка.

• **9. Контроль за разработкой н/г месторождений**

- **Контроль за разработкой нефтяных залежей осуществляется в целях:**
- **а) оценки эффективности принятой системы разработки залежь в целом и отдельных технологических мероприятий по ее осуществлению;**
- **б) получения информации, необходимой для регулирования процесса разработки и проектирования мероприятий по его совершенствованию.**
- **Обязательные комплексы исследований и измерений по контролю за разработкой должны охватывать равномерно всю площадь объекта разработки, весь фонд наблюдательных скважин. Они должны содержать следующие виды работ:**
- **- замеры пластового давления по контрольным и пьезометрическим скважинам;**
- **- замеры пластового и забойных давлений, дебитов скважин по жидкости, газовых факторов и обводненности продукции по добывающим скважинам;**
- **- замеры устьевых давлений нагнетания и объемов закачки по нагнетательным скважинам;**
- **- исследования по контролю ВНК, ГНК, нефтегазонасыщенности, технического состояния ствола скважины промыслово-геофизическими методами;**
- **- отбор и исследования глубинных проб;**
- **- специальные исследования, предусмотренные проектным техноло-гическим документом на разработку.**
- **Периодичность исследований и измерений должна указываться в проектном документе (Рпл – раз в 3 месяца; Рзаб, дебит и обводненность – 4 раза в месяц, Рустьев, приемистость – 1 раз в месяц).**
- **По всем данным контроля за разработкой ежегодно проводится анализ за состоянием разработки и составляется годовой геологический отчет, где указываются достижения и, что необходимо предпринять, чтобы увеличить эффективность извлечения нефти или привести к проектным данным.**

10. Анализ разработки

- **Анализ разработки осуществляется по разрабатываемым месторождениям с целью углубленной проработки отдельных принципиальных вопросов, направленных на совершенствование систем разработки, повышение их эффективности и увеличение коэффициента нефтеотдачи, а также для обобщения опыта разработки. Вопросы, входящие в анализ:**
 - **Введение.**
 - **Общие сведения о месторождении.**
 - **История разработки, основные проектные документы на разработку месторождения.**
 - **В зависимости от изученности:**
 - **а) Уточнение геологической характеристики месторождения;**
 - **б) Уточнение основных параметров пластов (уточнение расчлененности пластов, толщин и др.);**
 - **в) Уточнение запасов.**
 - **5. Технология разработки месторождения (разбуривание, состояние фонда скважин, характеристика отбора нефти, газа и воды, характеристика закачиваемого агента, характеристика энергетического состояния месторождения и т.д.).**
 - **6. Анализ состояния выработки запасов нефти из пластов и участков месторождения (выработка по блокам заводнения).**
 - **7. Оценка эффективности применяемой системы контроля за процессом разработки и состояние фонда добывающих и нагнетательных скважин.**
 - **8. Эффективность мероприятий по регулированию процесса разработки.**
 - **9. Оценка эффективности процесса разработки.**
 - **10. Обоснование мероприятий по контролю и регулированию процессом разработки.**
 - **11. Основные выводы. Предложения по повышению эффективности разработки месторождения или залежи.**