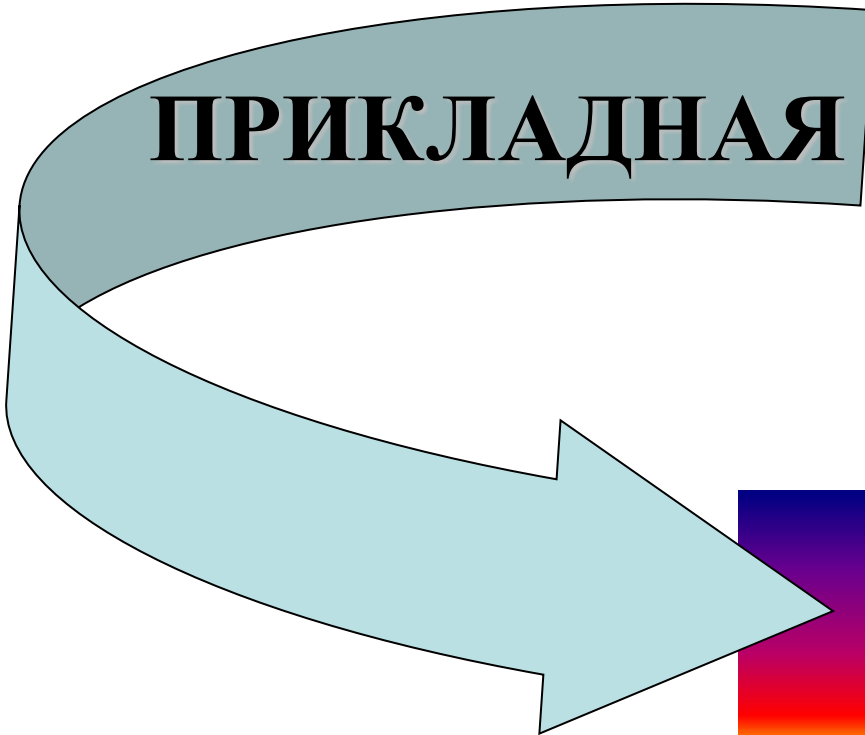




ПРИКЛАДНАЯ ТЕПЛОФИЗИКА

ГЕОТЕРМИЯ

ГЕОТЕРМИЯ

- ЭТО НАУКА О ТЕПЛОВОМ ПОЛЕ ЗЕМЛИ И ЕЕ ГЕОСФЕР

Задачи:

- теоретические
- аппаратурно-методические
- региональные
- прикладные исследования



ПРИРОДНАЯ ТЕРМОДИНАМИЧЕСКАЯ СИСТЕМА

ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ:

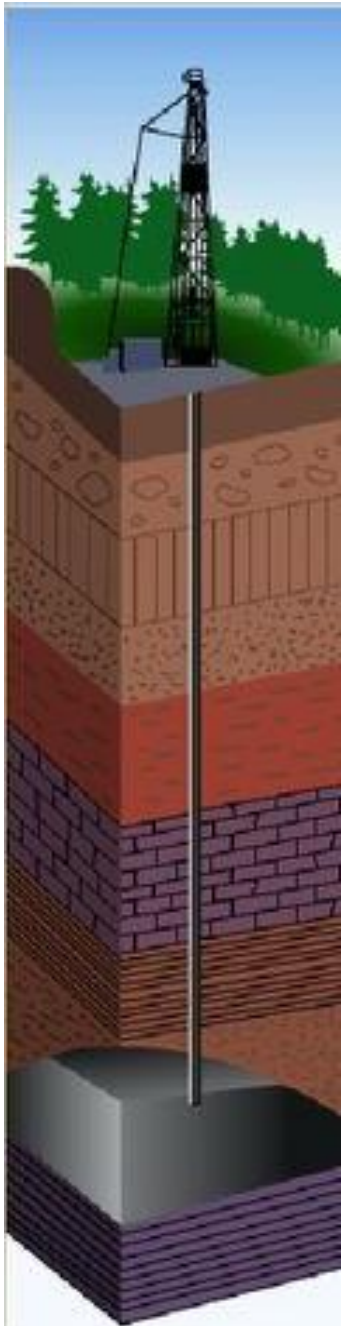
ГЕОТЕРМИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ:

ТЕПЛОФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ПОРОД:

СПОСОБЫ ПЕРЕДАЧИ ТЕПЛА:



ПРИРОДНАЯ ТЕРМОДИНАМИЧЕСКАЯ СИСТЕМА



**ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИЕ
ПАРАМЕТРЫ:**

интенсивные – T, P, μ

экстенсивные –

**U, H, S – функции состояния системы;
 G, V (удельный V_u , молярный V_μ)**

**ГЕОТЕРМИЧЕСКИЕ
ПАРАМЕТРЫ:**

температура (T)

геотермический градиент ($G.g$)

плотность теплового потока (q)

**ТЕПЛОФИЗИЧЕСКИЕ
СВОЙСТВА ПОРОД:**

теплопроводность (λ)

температуропроводность (a)

**теплоёмкость ($C_{p, \lambda}$ удельная,
 C_p молярная, C' объёмная)**

**СПОСОБЫ
ПЕРЕДАЧИ ТЕПЛА:**

кондуктивный (теплопроводность)

конвективный

тепловое излучение

ПЛАСТОВАЯ ЭНЕРГИЯ

Пластовая энергия – совокупность тех видов механической и тепловой энергии флюида и горной породы, которые могут быть практически использованы при отборе нефти и газа.

Главные из них:

1. Энергия напора законтурных вод залежей нефти и газа.
2. Энергия упругого сжатия горной породы и флюида, в том числе газа, выделившегося в свободную фазу из растворенного состояния при снижении давления.
3. Часть гравитационной энергии вышележащих толщ, расходуемая на пластические деформации коллектора, вызванные снижением пластового давления в коллекторе в результате отбора флюида.
4. Тепло флюида, выносимое им на поверхность при эксплуатации скважин. Практически значима не вся энергия пласта, а лишь та ее часть, которая может быть использована с достаточной эффективностью при эксплуатации скважин.

ДАВЛЕНИЕ ПЛАСТОВОЕ И ГИДРОСТАТИЧЕСКОЕ

Пластовое давление – внутреннее давление жидкости и газа, заполняющих поровое пространство породы, которое проявляется при вскрытии нефтеносных, газоносных и водоносных пластов.

Образование пластового давления определяется комплексом природных факторов региона: **геостатическим**, **геотектоническим** и **гидростатическим** давлениями, степенью сообщаемости между пластами, химическим взаимодействием жидкости и породы, вторичными явлениями цементации коллекторов и т.п. Значения пластового аномально высокого давления могут существенно различаться в разных регионах.

Для большей части месторождений пластовое давление равно гидростатическому.

Гидростатическое давление (Па) – давление столба жидкости на некоторой глубине $P_{\Gamma} = g \cdot \rho_{\text{ж}} \cdot H$,

где $\rho_{\text{ж}}$ – плотность столба жидкости, кг/м³; H – высота столба жидкости, м.

ДЕПРЕССИЯ СКВАЖИН

До вскрытия пласта скважинами жидкость и газ находятся в статическом состоянии и располагаются по вертикали соответственно своим плотностям. Каждая залежь обладает запасом естественной пластовой энергии, количество которой определяется величиной пластового давления и общим объемом всей системы.

С началом эксплуатации равновесие в пласте нарушается. Пластовая энергия способствует перемещению флюидов по пласту и работает на преодоление сопротивлений, возникающих при этом перемещении. Флюиды перемещаются в зоны пониженного давления, ближе к забою, вследствие перепада пластового (начального) давления ($P_{пл}$) и давления у забоев скважин ($P_{пл} - P_{заб}$).

Разность между $P_{пл}$ и $P_{заб}$ называют **депрессией** скважины.

Чем выше депрессия, тем больше приток нефти на забой скважины.

ТЕРМОМЕТРИЯ СКВАЖИН

При бурении скважин нарушается температурное равновесие, которое зависит от *времени и способа бурения, условий циркуляции промывочной жидкости или продуваемого воздуха во время бурения.*

В среднем время восстановления температуры до начальных значений **превышает 10-кратное время бурения скважины.**

Поэтому термические измерения проводят после установления температур, т.е. через несколько месяцев после бурения глубоких скважин и через несколько дней (часов) после бурения скважин (шпуров) в горных выработках.

МАНОМЕТР-ТЕРМОМЕТР ГЛУБИННЫЙ



ТЕРМОМЕТРИЯ СКВАЖИН

Основные задачи диагностики пластов и скважин, решаемые методом термометрии:

Определение эксплуатационных характеристик продуктивного пласта:

- определение интервалов притока и поглощения жидкости;
- определение мест притока нефти, воды и газа;
- определение продуктивности пласта и расхода флюида.

Контроль технического состояния скважины:

- определение мест нарушения герметичности обсадной колонны и забоя скважины;
- выявление межпластовых заколонных перетоков;
- исследование интервалов перфорации обсадных колонн.

Контроль за работой насосного оборудования:

- определение статического и динамического уровней жидкости и нефтеводораздела (НВР) в межтрубном пространстве;
- определение мест положения и режима работы глубинного насоса;
- определение герметичности НКТ.

ТЕРМОМЕТРИЯ СКВАЖИН

Теоретической основой термометрии является *термодинамика нефтяных пластов*, рассматривающая закономерности неизотермической многофазной фильтрации при наличии таких эффектов как:

ТЕПЛОПРОВОДНОСТЬ (перенос тепла от более нагретых частей тела к менее нагретым);

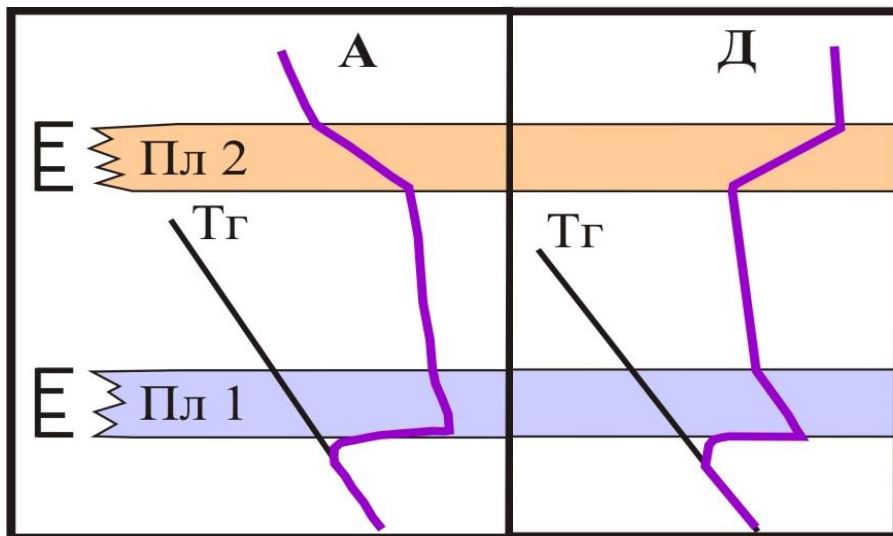
ДРОССЕЛЬНЫЙ (изменение температуры флюида при движении под действием разности давлений через среду, обладающую гидродинамическим сопротивлением);

КАЛОРИМЕТРИЧЕСКИЙ (изменение температуры смеси при смешивании жидкостей с различной температурой);

КОНВЕКТИВНЫЙ теплоперенос (перенос тепла жидкостью, движущейся по пластам, в стволе скважины и в пространстве за колонной);

РАЗГАЗИРОВАНИЕ (охлаждение жидкости в процессе выделения из нее газа при снижении давления ниже давления насыщения).

ТЕРМОМЕТРИЯ СКВАЖИН



А. Дроссельная аномалия против нижнего пласта, **калориметрическое смешивание** против верхнего пласта

ТГ – базисная температурная кривая (*геотерма*), замеренная в простаивающей скважине, находящейся в режиме теплового равновесия с окружающими породами

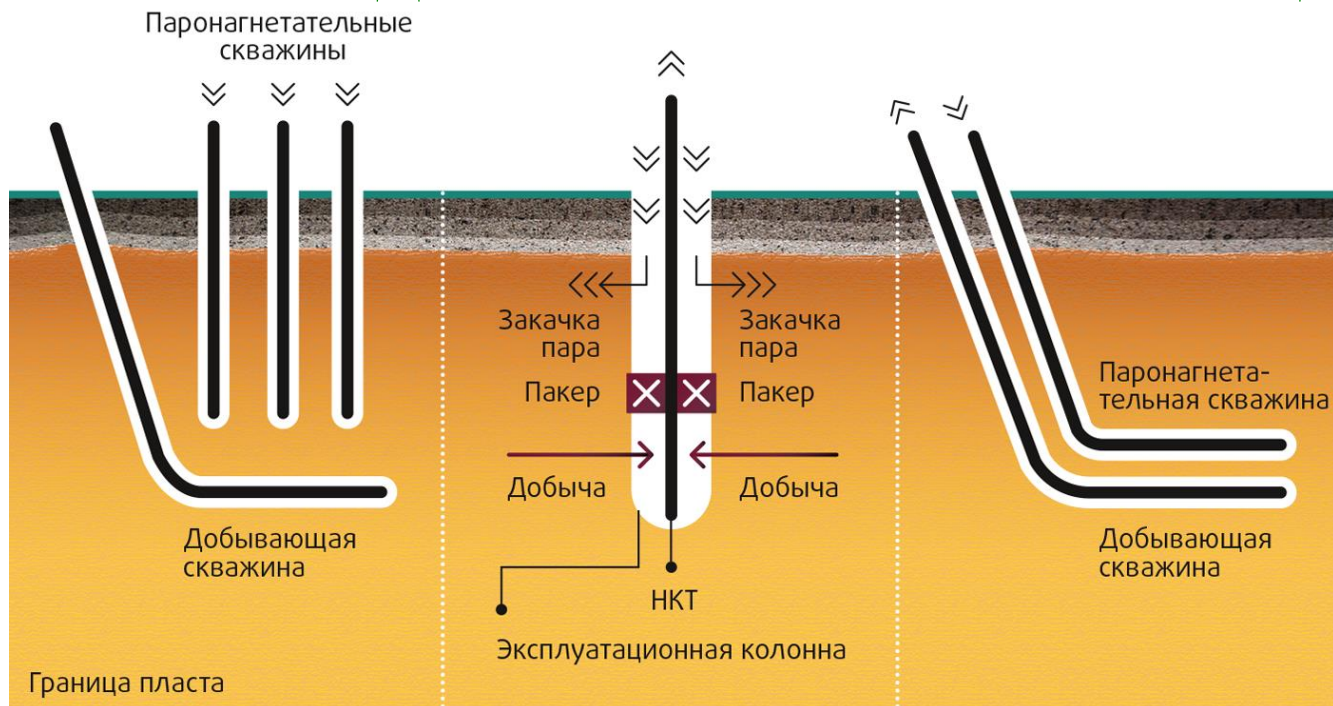
Д. Аномалия дросселирования против нижнего пласта, **положительная аномалия калориметрического смешивания** против верхнего пласта;

Несжимаемая жидкость, перемещаясь в пористой среде, преодолевает гидравлическое сопротивление только за счет работы внешних сил. При постоянной скорости фильтрации вся работа заключается в преодолении сил трения и целиком превращается в тепловую энергию, что приводит к повышению температуры жидкости по пути движения.

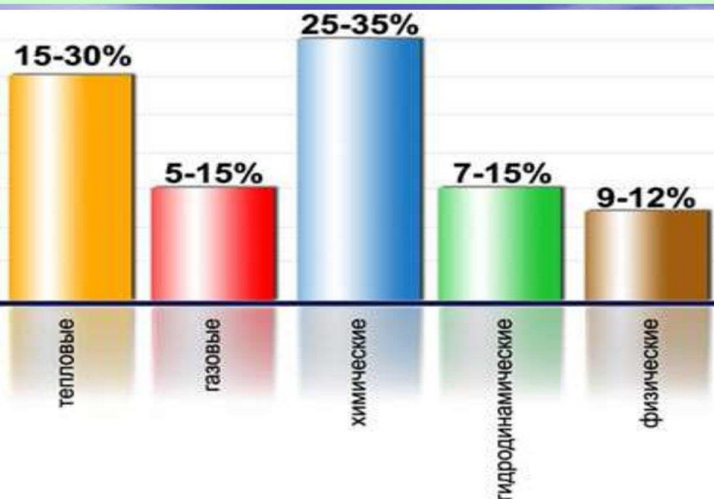
ТЕРМОМЕТРИЯ СКВАЖИН

Различают естественную и вынужденную тепловую конвекцию. **Естественная конвекция** заключается во влиянии гравитационного воздействия на плотностные различия, возникающие из-за различий в температуре. Более нагретые и, следовательно, более легкие жидкости стремятся двигаться вверх, холодные и плотные движутся вниз. Естественная тепловая конвекция возникает при градиенте температуры, больше критического, величина которого зависит от радиуса скважины, вязкости и коэффициента термического расширения жидкости. **Вынужденная конвекция** возникает за счет перепада давлений. Интенсивность конвективного переноса зависит от разности температур между слоями жидкости, теплоёмкости, плотности среды и скорости её движения.

ТЕПЛОВЫЕ МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ



Потенциальные возможности увеличения нефтеотдачи пластов различными методами



- паротепловое воздействие на пласт
- внутрипластовое горение
- вытеснение нефти горячей водой
- пароциклические обработки скважин

ТЕПЛОВЫЕ МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

Паротепловое воздействие на пласт отличается следующими свойствами:

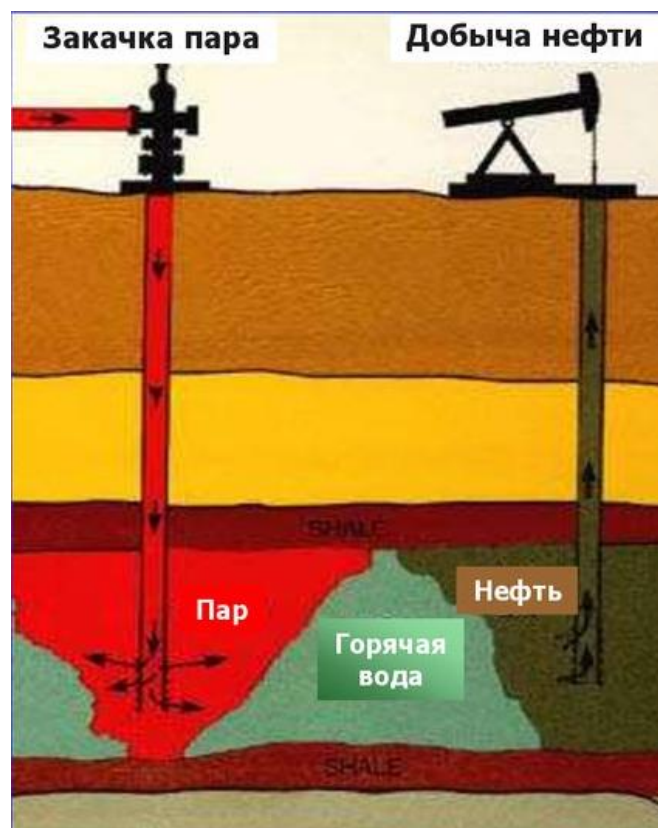
1. Высокая энтальпия благодаря скрытой теплоте парообразования. При степени сухости пара 0,8 (80 % пара и 20 % воды) в пласт можно ввести значительно больше тепла (в расчете на единицу массы закачиваемого объекта), чем во время нагнетания горячей воды (в 3–3,5 раза).
2. Объём пара может быть в 25–40 раз больше, чем объём воды. Пар в состоянии вытеснить почти до 90 % нефти из пористой среды.

Пар нагнетают с поверхности в пласты с низкой температурой и высокой вязкостью нефти через специальные паронагнетательные скважины, расположенные внутри контура нефтеносности. В пласте образуются три зоны, различающиеся по температуре, насыщению и характеру вытеснения:

1. Зона пара вокруг нагнетательной скважины с температурой, изменяющейся от температуры начала конденсации (400-200 °С), в которой происходят экстракция из нефти легких фракций (дистилляция нефти) и перенос (вытеснение) их по пласту.
2. Зона горячего конденсата, в которой температура изменяется от температуры начала конденсации (200 °С) до пластовой, а горячий конденсат (вода) в неизотермических условиях вытесняет легкие фракции нефти.
3. Зона с начальной пластовой температурой, не охваченная тепловым воздействием, в которой происходит вытеснение нефти пластовой водой.

ТЕПЛОВЫЕ МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

Зоны пара и горячего конденсата по мере продолжения процесса расширяются, а третья зона с начальной пластовой температурой сокращается. В конечном счете, зона горячего конденсата, а затем и зона пара могут достигнуть добывающих скважин. Тогда горячая вода и пар прорываются в скважины и извлекаются с нефтью на поверхность. После этого продолжение процесса нагнетания пара практически нецелесообразно.



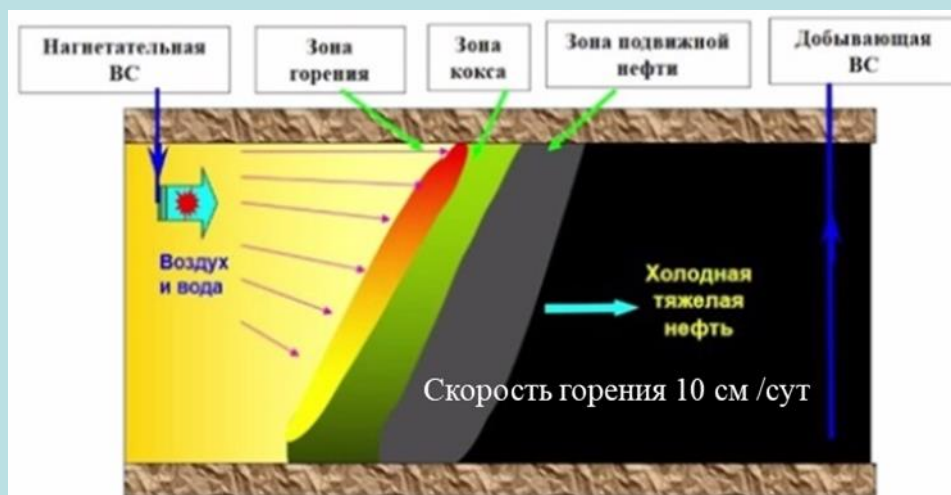
Недостатки метода вытеснения нефти паром:

- необходимость **применения высококачественной чистой воды для парогенераторов**;
- обработка воды химическими реагентами, умягчение, удаление газов, обессоливание **требуют больших расходов**, иногда достигающих 30–35% от общих расходов на производство пара;
- вытеснение нефти паром из песчаных пластов после прогрева и подхода фронта пара к добывающим скважинам **сопровождается выносом песка**, а из глинистых пластов – снижением их проницаемости, что создает дополнительные трудности;
- отношение подвижностей пара и нефти хуже, чем отношение подвижностей воды и нефти, поэтому охват пласта вытеснением паром **ниже**, чем при заводнении, особенно в случае вязкостей нефти более 800–1000 мПа·с;
- основное ограничение на применение метода – глубина не более 800–1000 м.

ТЕПЛОВЫЕ МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

Внутрипластовое горение осуществляется частичным сжиганием нефти (тяжелых ее составляющих) в пласте. Очаг горения, инициируемый различными глубинными нагревательными устройствами (электрическими, химическими и т.п.), продвигается по пласту за счёт подачи в пласт воздуха. Благодаря экзотермическому окислению, в пласте, в зоне горения температура достигает 500-700 °С.

Метод рекомендуется применять для залежей глубиной до **1500 м**. Для внутрипластового горения наиболее **благоприятны** продуктивные пласты толщиной **3-25 м**.



Остаточная нефтенасыщенность должна составлять 50-60 %, а первоначальная обводненность не более 40%.

Вязкость и плотность нефти могут варьироваться в широких пределах.

Пористость пласта существенно влияет на скорость продвижения фронта горения и потребное давление для окислителя.

Проницаемость более 0,1 мкм².

ТЕПЛОВЫЕ МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

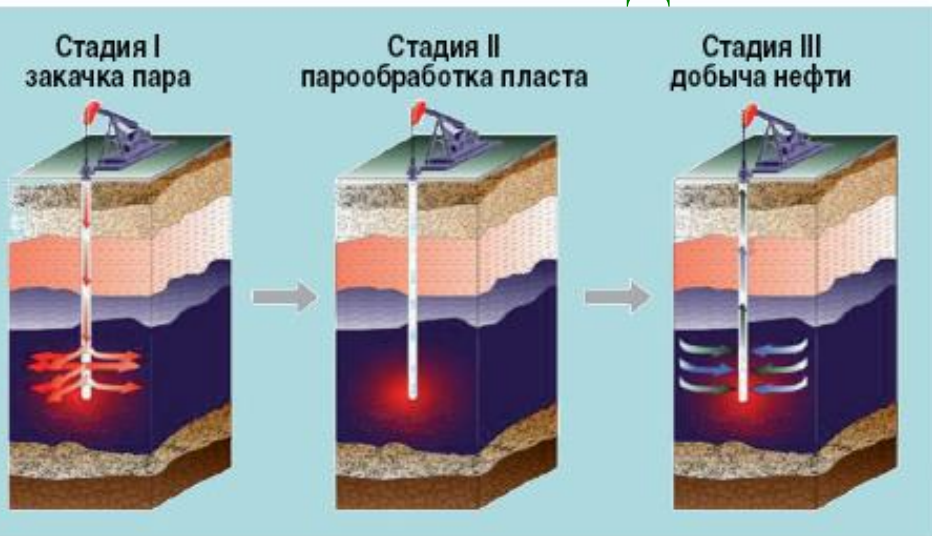
Вытеснение нефти горячей водой проводят с ростом глубин залегания пластов. Технологически и экономически целесообразно нагнетать в пласт высокотемпературную воду (до 200 °С), не доводя её до кипения, так как при высоких давлениях (25 МПа) энтальпия пара, горячей воды или пароводяной смеси практически не различается.

Закачка горячей воды в пласт **обязательна** при внутриконтурном заводнении месторождений, нефти которых высокопарафинистые и пластовая температура близка к температуре начала кристаллизации парафина. После предварительного разогрева призабойной зоны пласта и вытеснения нефти на расстояние нескольких десятков метров от скважины можно переходить на закачку холодной воды.

Размеры зон прогрева и последующего охлаждения **определяются термогидродинамическими расчетами** в зависимости от темпа нагнетания горячей и холодной воды, температур пласта и теплоносителя, а также теплофизических характеристик пласта и теплоносителя.

Доказана высокая эффективность от нагнетания высокотемпературной горячей воды при различных геолого-физических условиях. В процессе нагнетания в пласт с маловязкой нефтью воды при давлении 20 МПа и температуре 300-310 °С нефть растворяется в воде и практически полностью вытесняется из пористой среды.

ТЕПЛОВЫЕ МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ



Паротепловая обработка скважины **(ПТОС)** в условиях высокой неоднородности коллектора активизирует процессы капиллярного впитывания конденсата в поры нефтенасыщенных малопроницаемых блоков.

Технология **пароциклического воздействия** на пласт заключается в последовательной реализации трёх этапов:

I. В добывающую скважину в течение 2-3 недель закачивают пар в объёме 30–100 т на один метр эффективной нефтенасыщенной толщины пласта. Объём закачиваемого пара должен быть тем больше, чем больше вязкость нефти в пластовых условиях и чем меньше давление в пласте.

II. Скважину закрывают на "паропропитку" и выдерживают для конденсации пара и перераспределения насыщенности в пласте. В это время система приходит в равновесие. При снижении давления от призабойной зоны в зону конденсации устремляется ставшая более подвижной нефть.

III. После выдержки скважину пускают на режим отбора продукции.

Эти этапы составляют 1 цикл. Фазы каждого цикла и объёмы закачки пара могут меняться от цикла к циклу для получения максимального эффекта.

ФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ

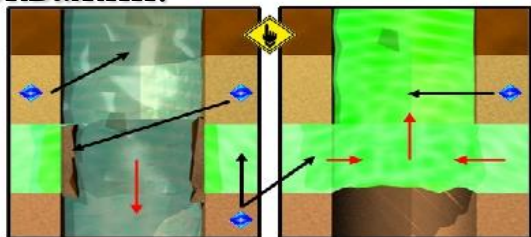
Электромагнитное воздействие. Метод основан на внутренних источниках тепла, возникающих при воздействии на пласт высокочастотного электромагнитного поля. Зона воздействия определяется способом создания напряжения и частоты электромагнитного поля, а также электрическими свойствами пласта. Помимо тепловых эффектов электромагнитное воздействие приводит к деэмульсации нефти, снижению температуры начала кристаллизации парафина и появлению дополнительных градиентов давления за счет силового воздействия электромагнитного поля на пластовую жидкость.

Волновое воздействие на пласт. Основная цель технологии – ввести в разработку низкопроницаемые изолированные зоны продуктивного пласта, путём воздействия на них упругими волнами, затухающими в высокопроницаемых участках пласта, но распространяющимися на значительное расстояние и с достаточной интенсивностью, чтобы возбуждать низкопроницаемые участки пласта.

Торпедированием называется воздействие взрывом на призабойную зону пласта. Для этого в скважине напротив продуктивного пласта помещают соответствующий заряд взрывчатого вещества (тротила, гексогена, динамита, нитроглицерина) и подрывают его. При взрыве торпеды образуется мощная ударная волна, которая проходит через скважинную жидкость, достигает стенок эксплуатационной колонны, наносит сильный удар и вызывает растрескивание отложений (солей, парафина и др.).

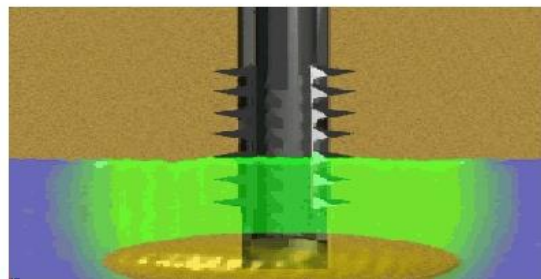
ТЕРМОФИЗИЧЕСКОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ

Призабойная зона скважины (ПЗ) – участок пласта, непосредственно прилегающий к забою. Здесь скорость движения жидкости, перепады давления, потери энергии, фильтрационные сопротивления максимальны. Даже небольшое загрязнение ПЗ существенно снижает продуктивность добывающих и приемистость нагнетательных скважин.



В скважине и призабойной зоне устанавливается термодинамический режим, способствующий снижению вязкости нефти и замедляющий отложение асфальтосмолистых и парафиновых фракций.

Прогрев призабойной зоны в целях расплавления и удаления из неё парафиносмолистых и асфальтеновых отложений



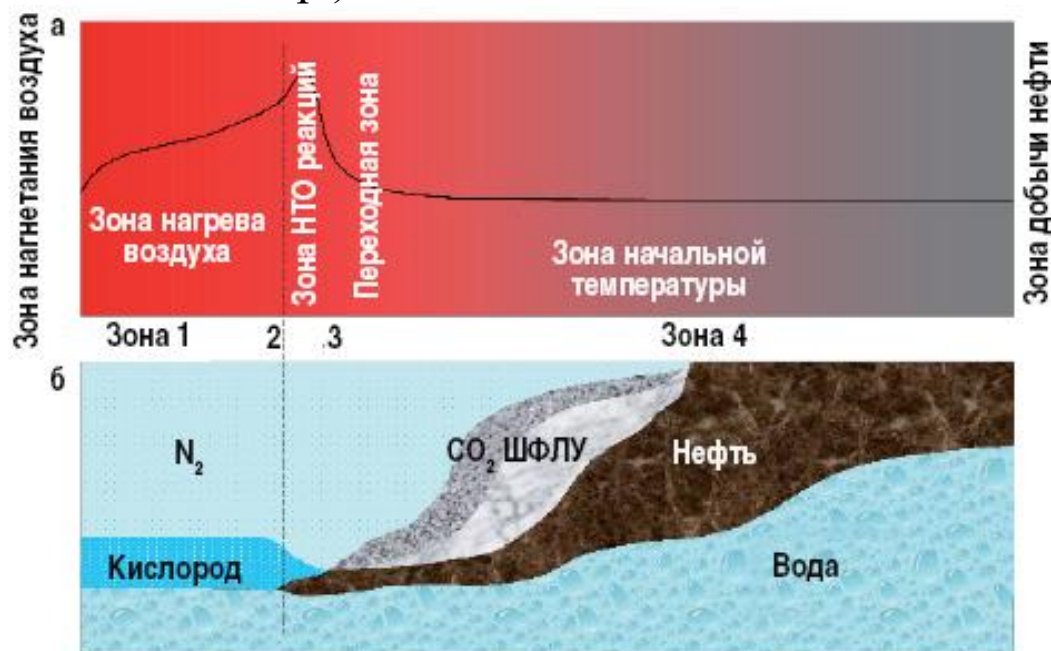
Динамическая вязкость – свойство газов и жидкостей оказывать сопротивление необратимому перемещению одной их части относительно другой при сдвиге, растяжении и других видах деформации.

Вязкость нефтяного газа при давлении 0,1 МПа и температуре 0 °С обычно не превышает 0,01 мПа·с. С повышением давления и температуры она незначительно увеличивается. Однако при давлениях **выше 3 МПа** увеличение температуры вызывает понижение вязкости газа, причем газы, содержащие более тяжелые углеводороды, как правило, имеют большую вязкость.

ТЕРМОГАЗОВЫЙ МЕТОД ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

Принципиальные особенности:

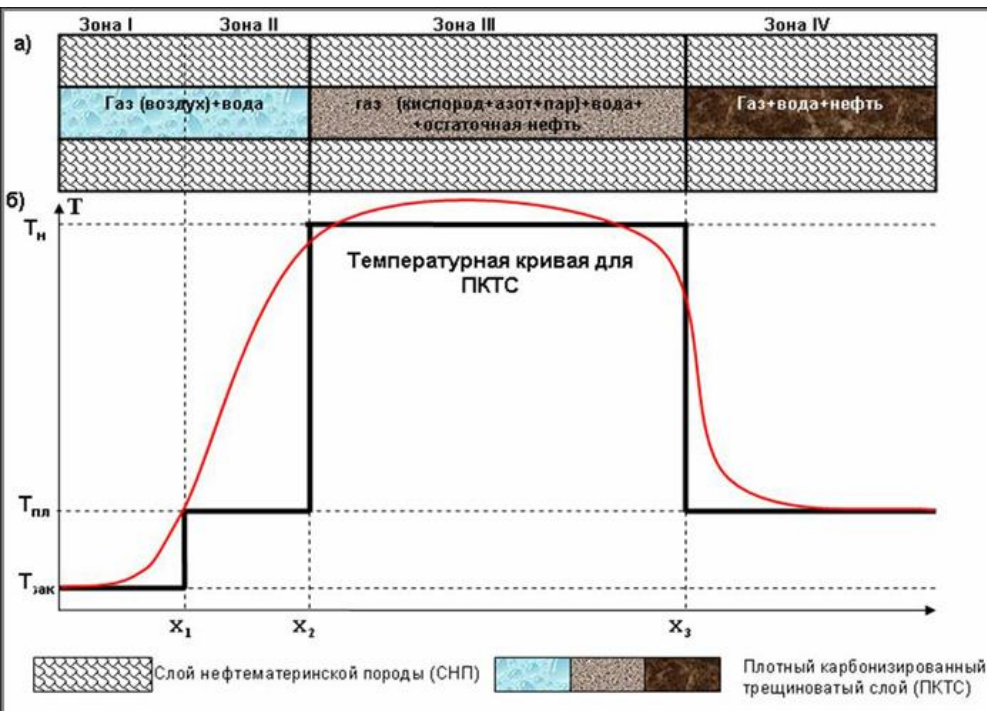
- закачка воздуха и его трансформация в эффективные вытесняющие агенты (углекислый газ, легкие углеводороды) за счет **внутрипластовых окислительных и термодинамических процессов**;
- использование **природной энергетики пласта** – повышенной пластовой температуры (свыше 60-70°C) для самопроизвольного инициирования внутрипластовых окислительных процессов и формирования высокоэффективного вытесняющего агента;
- активные **самопроизвольные окислительные процессы** могут идти при более низких температурах, так как реальные пласты содержат катализаторы (CuO, MnO₂, Cr₂O₃, NiO, CoO и др.).



*НТО –
низкотемпературное
окисление*

ШФЛУ - широкая фракция
легких углеводородов

ТЕРМОГАЗОВЫЙ МЕТОД ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ



Баженовская свита (БС) представлена нефтематеринской породой, в которой еще не завершены процессы преобразования органического вещества – керогена в углеводороды.

Строение БС:

а) – схема, полученная по результатам лабораторных экспериментов;

б) - схематизация температурного процесса, происходящего в пласте БС при закачке водовоздушной смеси

литолого-физическая характеристика пород БС и вмещающих ее отложений

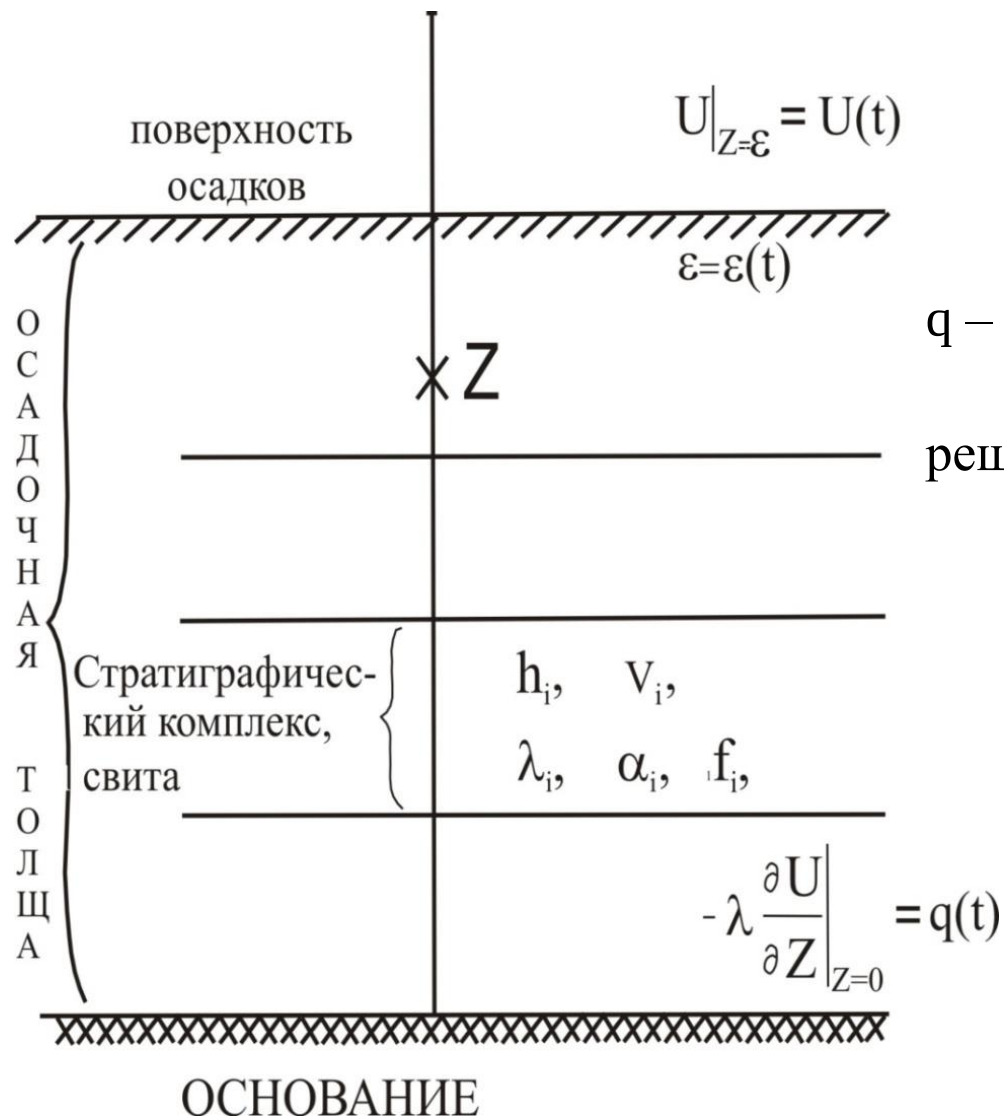
Территория ее распространения – Западно-Сибирская низменность – это более 1 млн км².
Глубина залегания породы – 2500-3000 м. Толщина – 10-40 м.
Температура пласта – 80-134°С.
Геологические запасы нефти – 100-170 млрд. т.
Порода имеет сложные ФЕС, а нефтеотдача пласта при работе традиционными способами не превышает 3-5%.

Характеристика и номер литотипа	Содержание керогена, % (объемные)
I Глинистый	10
II Керогено-глинистый	20
III Глинисто-керогено-кремнистый	30
IV Глинисто-кремнисто-керогеновый	40
V Глинисто-керогено-карбонатный	22
VI Керогено-глинисто-карбонатный	15
VII Карбонатный	4

ГДИС

Гидродинамические методы исследования скважин основаны на изучении параметров притока жидкости или газа к скважине *при установившихся* (позволяют исключить влияние изменений свойств пласта в *прискважинной* зоне) или *при неуставившихся* (позволяют определить эффективные фильтрационные характеристики его *на значительном удалении* от оси скважины) **режимах ее работы**. К числу таких параметров относятся **дебит** (или его изменение) и **давление** (или его изменение). Поскольку при гидродинамических методах исследования процессом охватывается вся зона дренирования, то результаты, получаемые при обработке этих данных, становятся характерными для радиусов, в сотни раз превышающих радиусы охвата при геофизических методах.

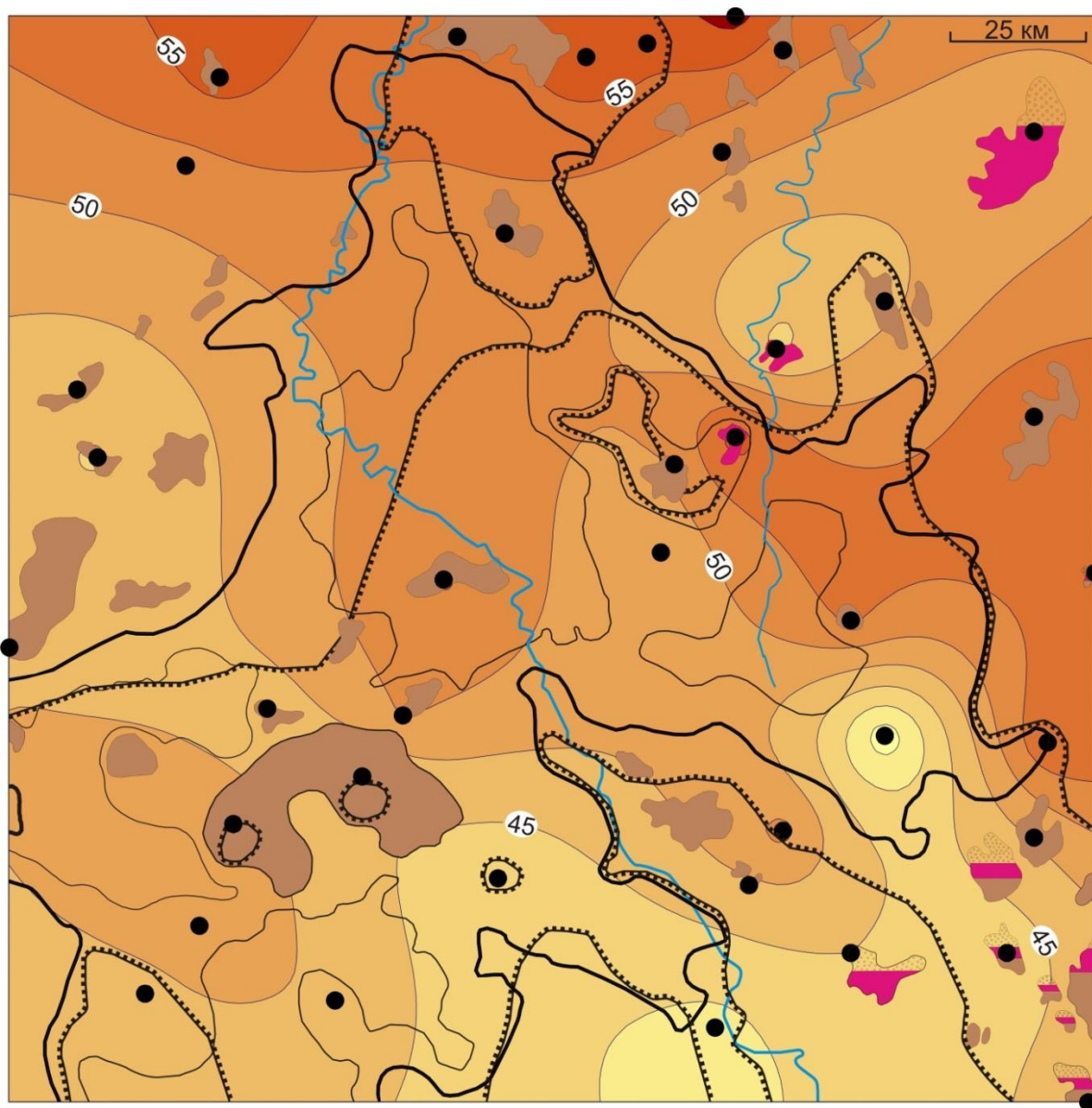
МОДЕЛИРОВАНИЕ



q – решением обратной задачи,

решением прямых задач геотермии – определяются температуры в заданной точке геологического разреза в заданный момент геологического времени.

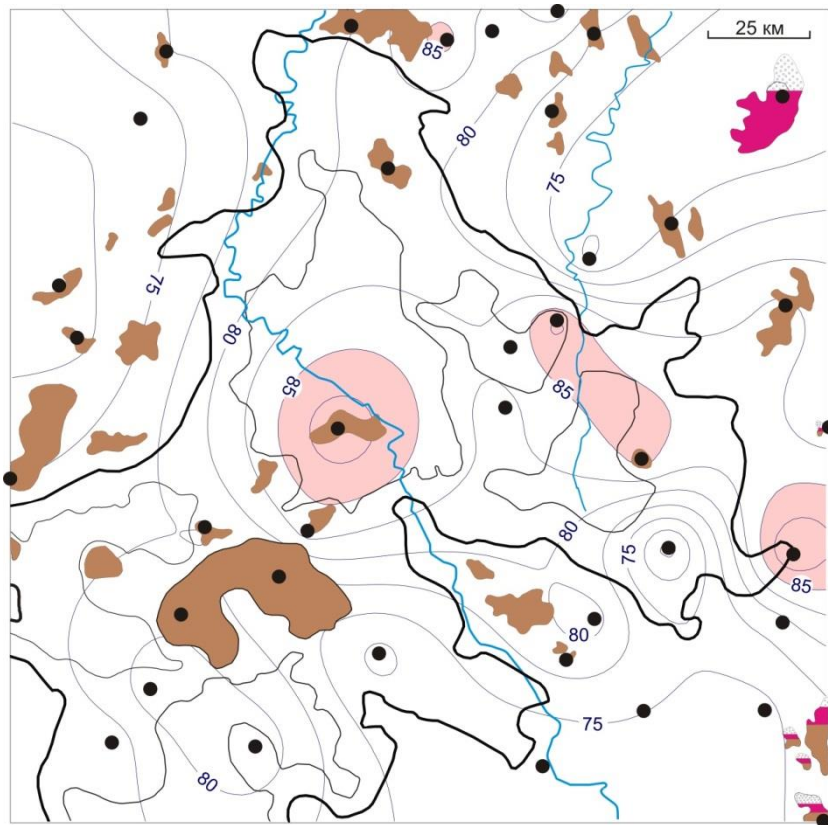
МОДЕЛИРОВАНИЕ



Схематическая карта
распределения
расчетных значений
плотности теплового
потока из основания
для Нюрольской
мегавпадины

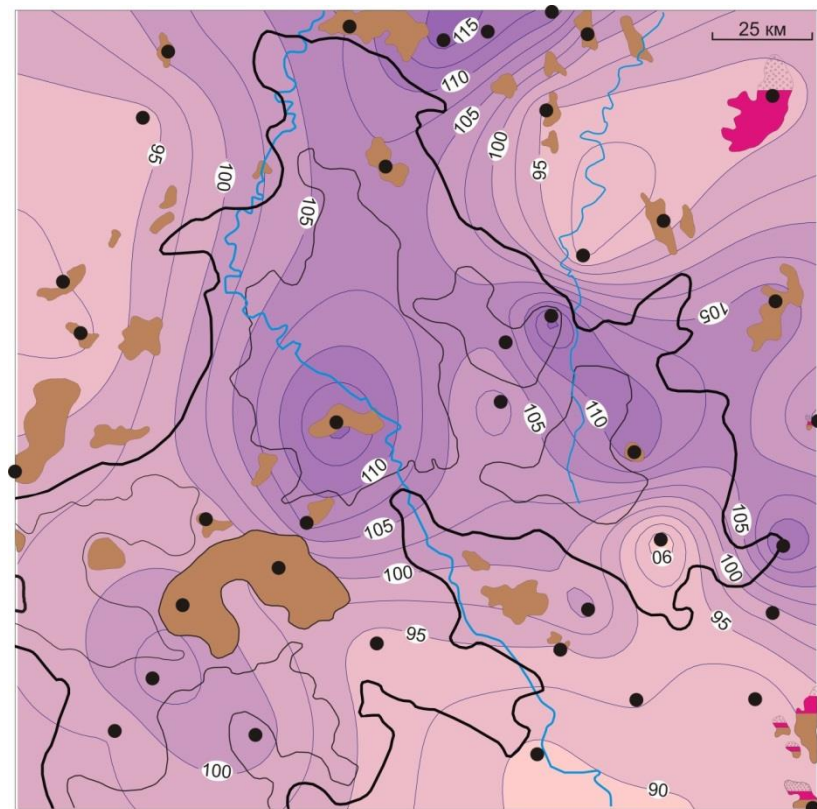
значения изолиний в мВт/м^2

МОДЕЛИРОВАНИЕ



91,6 млн. лет назад
(конец формирования
покурской свиты)

Схематические карты
распределения геотемператур и
положения очагов генерации
баженовских нефтей



37,6 млн. лет назад
время максимального прогрева
осадочной толщи

БЛАГОДАРЮ ЗА ВНИМАНИЕ