

Лекция 8

**Исследование скважин
импульсными методами
Термометрия скважин**

ЭКСПРЕСС-МЕТОДЫ (ИМПУЛЬСНЫЕ МЕТОДЫ) ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН

- методы создания в скважине нестационарных процессов и их регистрация
- Теоретически экспресс - методы не отличаются от исследования скважин на нестационарном режиме (снятие КВД и обработка ее с учетом притока)
- **Отличие - не требуется знание дебита** на установившемся режиме ее работы до исследования Q
- При обработке результатов исследований скважин экспресс-методами используют любой метод обработки КВД с учетом притока, принимая в расчетных зависимостях $Q = 0$

Классификация экспресс-методов исследования

- по способу вызова притока
- по продолжительности (длительные и кратковременные)
- с отбором продукции из скважины или без отбора

Способы вызова притока:

подкачка газа в скважину, мгновенный подлив жидкости, кратковременный пуск скважины в работу

Выбор способа вызова притока зависит

от наличия и состояния оборудования (НКТ, устьевой арматуры, ее герметичности)

от избыточного давления на устье (скважины переливающие или непереливающие)

Подкачка газа

- В скважину закачивается определенный объем компримированного газа, что приводит к повышению забойного давления и поглощению части жидкости пластом (первый цикл). При этом фиксируется изменение забойного давления (глубинными манометрами) и поглощение жидкости (дебитомерами – расходомерами)
- Затем закачанный в скважину газ выпускается, что приводит к снижению забойного давления и изменению дебита, которые также фиксируются (второй цикл)
- Разновидностью способа является выпуск свободного газа, накопившегося в скважине за счет естественной его сепарации (регулируемый выпуск накопившегося газа, регистрация изменения забойного давления и дебита)
- Обработка результатов исследования проводится известным образом (обработка результатов исследования КВД с учетом притока, при $Q = 0$)

Мгновенный подлив жидкости

- В скважину закачивается небольшой объем жидкости, что приводит к росту забойного давления и поглощению части жидкости, находившейся в скважине, пластом
- Фиксируя изменение забойного давления и объем поглощаемой жидкости в функции времени, получают необходимую информацию
- Обработка результатов исследования ведется одним из методов обработки КВД с учетом притока

Исследование скважины на самоизлив

- Простаивающая скважина запускается в работу на самоизлив путем срабатывания давления на устье на величину ΔP и фиксируется изменение забойного давления и дебита во времени. **Предполагается, что в этом случае забойное давление мгновенно снижается на величину ΔP и остается постоянным во времени**
- Постоянство забойного давления определяется и постоянством плотностей смеси $\rho_{см.затр.}$ и $\rho_{см.л.}$, чего на практике не наблюдается
- Истинное газосодержание, дисперсность газовой фазы, температура и другие характеристики продукции скважины изменяются во времени. Таким образом, при изменении давления на устье на ΔP забойное давление может измениться на другую величину, и это требует, чтобы забойное давление при исследовании скважины на самоизлив замерялось на забое
- Обработка результатов исследования на самоизлив аналогична обработке КВД с учетом притока, при $Q = 0$

Термометрия скважин

Контроль за тепловым режимом

предполагает

- **изучение геотермической характеристики объектов**
- **выделение на них сети контрольных скважин**, удовлетворяющих требованиям термометрических исследований (прохождение измерительного прибора по стволу, наличие достаточно глубокого «зумпфа», герметичность устья и т.д.)
- **проведение температурных измерений, обработку и обобщение полученных результатов**
- **накопление информации для постановки теоретических, модельных и экспериментальных задач**
 1. о выравнивании возмущенной температуры в насыщенной пористой среде
 2. о влиянии охлаждения на характер фильтрации пластовых жидкостей
 3. о влиянии изменения температуры пласта на его нефтеотдачу
 4. по оценке тепло-физических характеристик горных пород в условиях их естественного залегания
 5. по оценке величины теплового потока

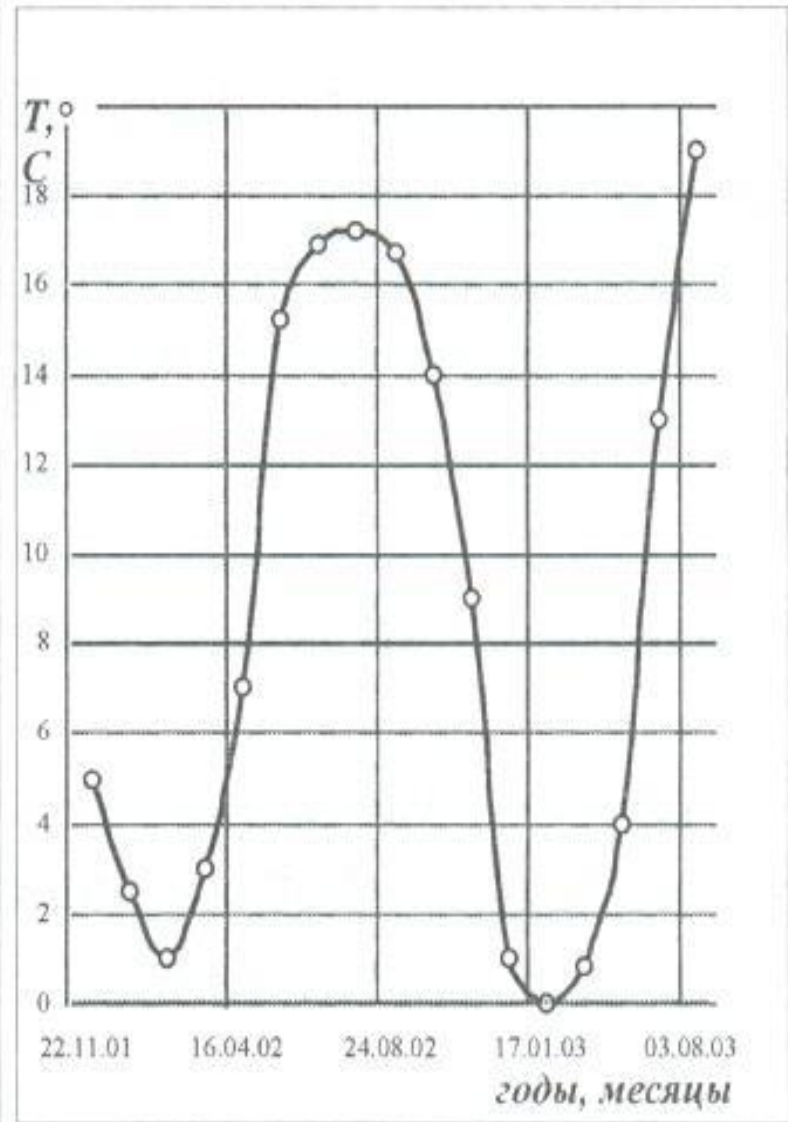
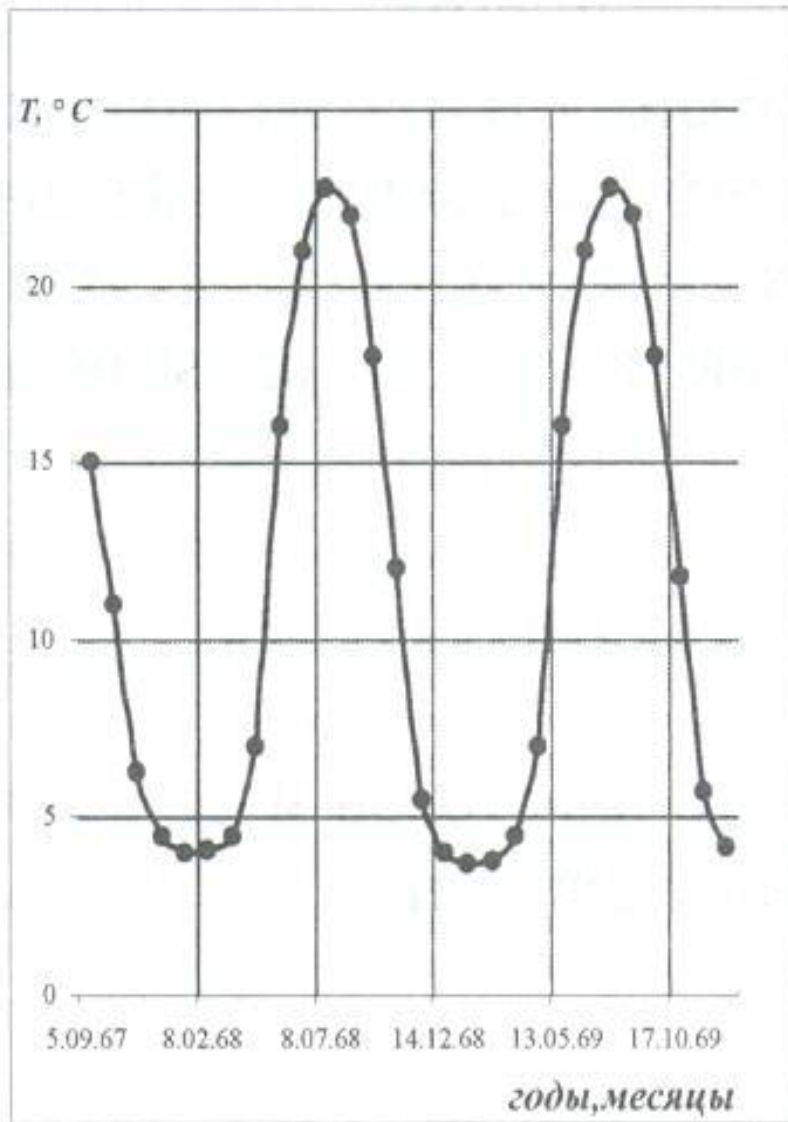
Контроль за температурой закачиваемой в пласт воды

- **РНМ с внутриконтурным заводнением** осуществляется путем закачки в пласт агента, температура которого заведомо ниже начальной пластовой температуры
- В тех случаях, когда агентом является речная вода, ее температура подвержена сезонным колебаниям
- Температура утилизируемой сточной воды в целях поддержания пластового давления также подвержена сезонным колебаниям

Сезонное изменение температуры:

закачиваемой жидкости на устье НС

сточной воды (КНС-135, Ямашинское м.)



Закачка в продуктивный пласт больших объемов воды с температурой ниже начальной пластовой может вызвать значительное его охлаждение

В свою очередь охлаждение продуктивного пласта приведет к изменению реологических характеристик пластового флюида, в том числе и к кристаллизации содержащегося в нем парафина

при высоких вязкостях пластовых нефтей

**среднего и нижнего карбона и их низких
фильтрационных характеристиках,
охлаждение пластов может существенно
повлиять на конечную нефтеотдачу**

**Поэтому организация работ по
плановому и систематическому
контролю за тепловым режимом
разрабатываемых месторождений
является актуальной**

Измерения температуры в скважинах проводились

- **намного раньше, чем измерения давления** (вторая половина 19 века)
- **с целью изучения геологических разрезов скважин и гидрогеологической характеристики региона**

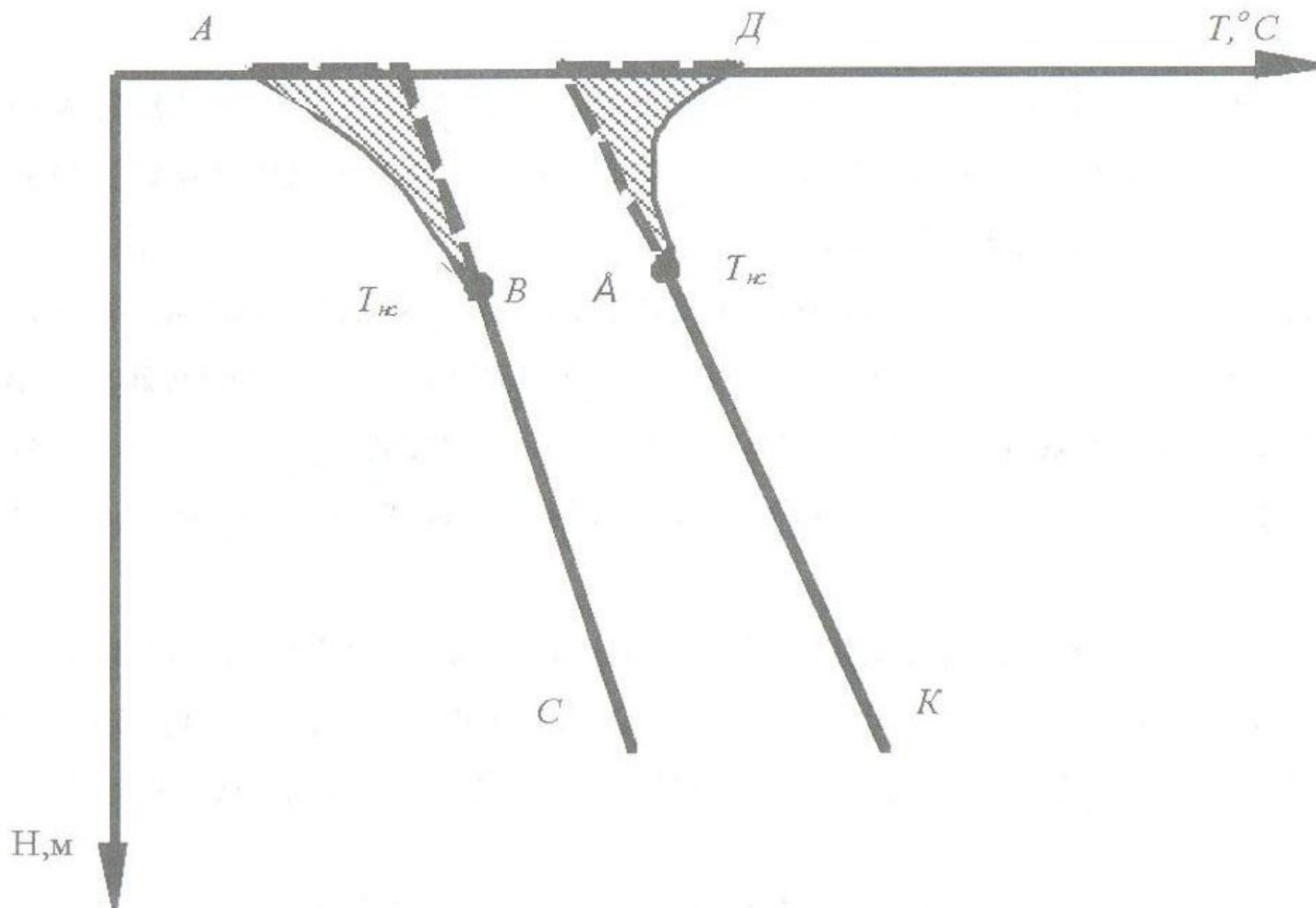
Термометрия основана на

- температурных измерениях по стволу скважины
- дифференциации горных пород по термическим свойствам
- возможности возникновения местных тепловых аномалий, создаваемых ф/х и т/д процессами

Установление закономерностей распределения естественных температур позволяет

- определить геотермическую характеристику разрезов**
- произвести литолого-стратиграфическое расчленение и корреляцию разрезов скважин**
- выявить в разрезах полезные ископаемые**
- уточнить геологическое строение нефтегазоносных районов и изучить их геологическую характеристику**
- выявить нарушения естественного теплового поля, вызываемые искусственными тепловыми источниками**

ГЕОТЕРМЫ, искаженные влиянием сезонных колебаний температур (АВС летнее время, ДАК зимнее время)



Колебания температуры на земной поверхности

- **ВЫЗЫВАЮТ ИЗМЕНЕНИЯ температуры на небольшой глубине, ниже которой расположен **нейтральный слой**, температура в котором положительна и постоянна**

Геотермический градиент

- изменяется в зависимости от географического положения региона, температуры $T_{н.с.}$ и глубины $н.$

$$\Gamma_i = \frac{\partial T}{\partial H}$$

- Ниже Н.С. температура с глубиной постоянно увеличивается в соответствии с величиной Γ_i :

$$T_i = T_{н.с.} + \sum_{i=0}^n \Gamma_i \cdot H_i$$

- T_i – температура i -го слоя толщиной H_i
- $T_{н.с.}$ - температура Н.С.
- Γ_i – градиент i -го слоя

Геотерма

- **изменение температуры в функции изменения глубины**
- **прямая линия с угловым коэффициентом, равным геотермическому градиенту** (для скважины геотерма устанавливается при $Q=0$). В этом случае термограмма отражает естественное невозмущенное тепловое поле Земли

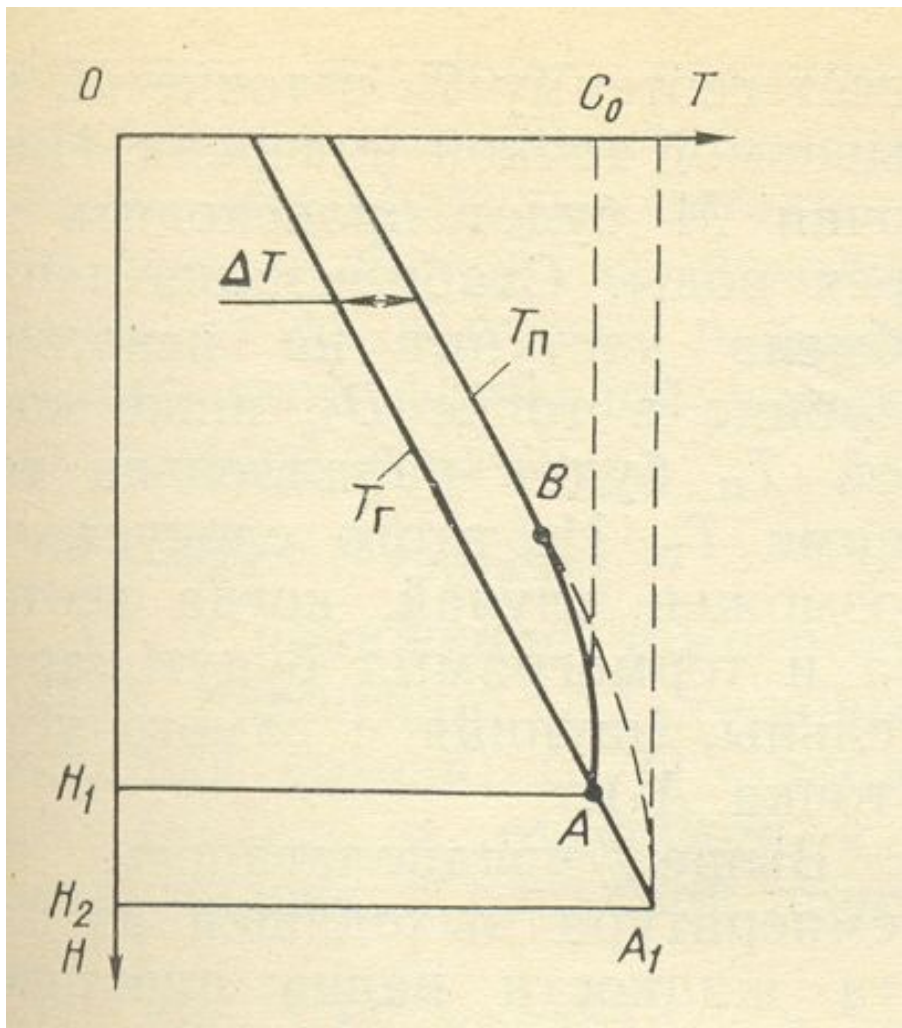
Термограмма

- Термограмма в работающей скважине ($Q > 0$) **отражает все тепловые возмущения**, связанные с течением флюидов в различных элементах системы
- Сравнение геотермы с термограммой в работающей скважине позволяет определять причины их расхождения, выделять продуктивные или поглощающие интервалы, заколонные перетоки. Установившийся тепловой режим работы скважины наступает тогда, когда потери тепла в окружающую среду сравниваются с теплотой, привнесенной восходящим потоком скважинной продукции
- Использование современных скважинных **электротермометров** для регистрации температурных аномалий позволяет оценивать дроссельные эффекты

Геотерма $T(x)$

- В однородной толще осадочных пород - **прямая линия** с наклоном, соответствующим температурному градиенту земли, имеющему различные значения в различных геологических районах земли (в среднем $\Gamma = 0,03^{\circ}\text{C}/\text{м}$).
- При чередовании горизонтальных пластов с различными коэффициентами теплопроводности **геотерма - ломаная линия**, состоящая из прямолинейных отрезков с различными углами наклона.
- **Чем меньше теплопроводность λ , тем больше наклон линии $T(x)$ против данного прослоя.**
- Отклонения от естественной геотермы $T(x)$ связаны с гидро- и термодинамическими процессами, происходящими в пластах и в продуктивном перфорированном интервале.

Распределение температуры по стволу добывающей скважины



- $T_{Г}$ — геотерма, $T_{П}$ — термограмма.

Разница температур прямо

пропорциональна интенсивности притока:

- $\Delta T = T_{П} - T_{Г} = a \cdot C \cdot Q$

a — коэффициент, характеризующий условие теплообмена;

C — теплоемкость жидкости.

Эффект Джоуля — Томсона

- При фильтрации жидкости перепад давлений $\Delta p = P_k - P_c$ расходуется на **преодоление сил трения**, в результате чего температура вытекающей из пласта жидкости увеличивается по сравнению с геотермальной.
- При фильтрации газа его температура падает вследствие сильного **расширения**. Изменение температуры пластовой жидкости ΔT зависит от перепада давления (**эффект Джоуля — Томсона**)

$$\Delta T = -\bar{\varepsilon} \cdot \Delta P$$

- знак минус означает, что падению давления соответствует повышение температуры; $\bar{\varepsilon}$ — интегральный коэффициент Джоуля — Томсона, величина которого и знак зависят от ф/х свойств жидкостей и газов
- для воды $\bar{\varepsilon} = - (0,18 - 0,24) \cdot 10^{-6} \text{ } ^\circ\text{C}/\text{Па}$;
- для нефтей $\bar{\varepsilon} = - (0,40 - 0,60) \cdot 10^{-6} \text{ } ^\circ\text{C}/\text{Па}$,
- для газов $\bar{\varepsilon} = + (2,50 - 4,00) \cdot 10^{-6} \text{ } ^\circ\text{C}/\text{Па}$.
- при депрессиях порядка 10 МПа нефть может иметь температуру на 4—6°С выше геотермальной

В нагнетательных скважинах

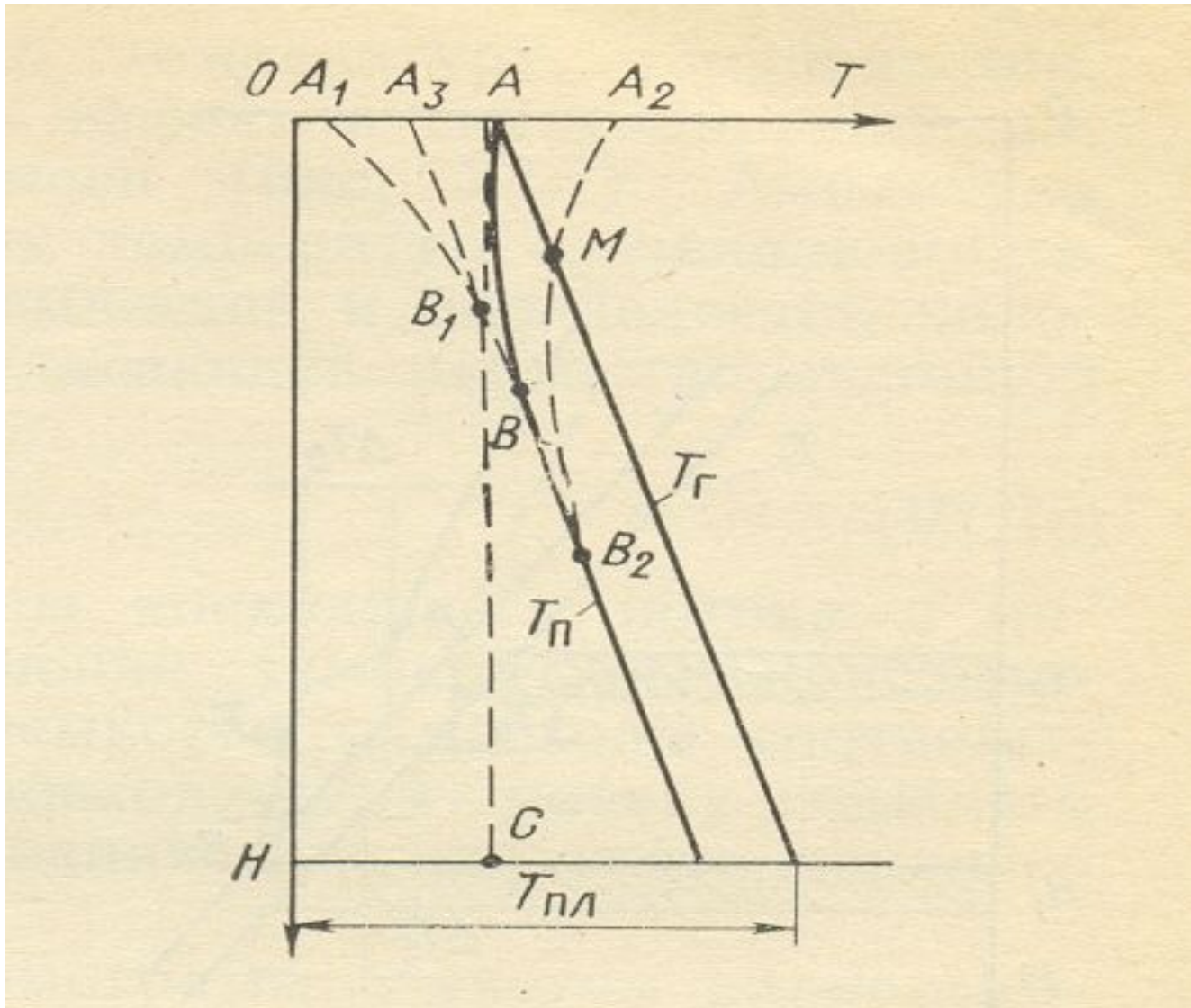
- Эффект Джоуля – Томсона не проявляется
- Отсутствует калориметрический эффект, т.к. нет смешивания потоков с различными температурами
- Характер распределения температуры по стволу НС определяется процессами теплообмена между нагнетаемым потоком и стенками скважины

Термограмма НС

- Если бы нагнетаемый поток сохранял первоначальную температуру, то термограмма имела бы вид вертикальной прямой (AC)
- Вода, закачиваемая в скважину, с определенной глубины оказывается холоднее окружающих пород. Это обуславливает нагревание воды (AB_2), (A_1B_1).
- После стабилизации термограмма параллельна геотерме
- Поскольку температура нагнетаемой воды может отличаться от температуры НС, то начальный участок термограммы может быть выпуклым (A_1B_1), прямым (A_3B_1) или вогнутым (A_2B_2)

Распределение температуры по стволу нагнетательной скважины

- T_{Γ} – геотерма; T_{Π} – термограмма



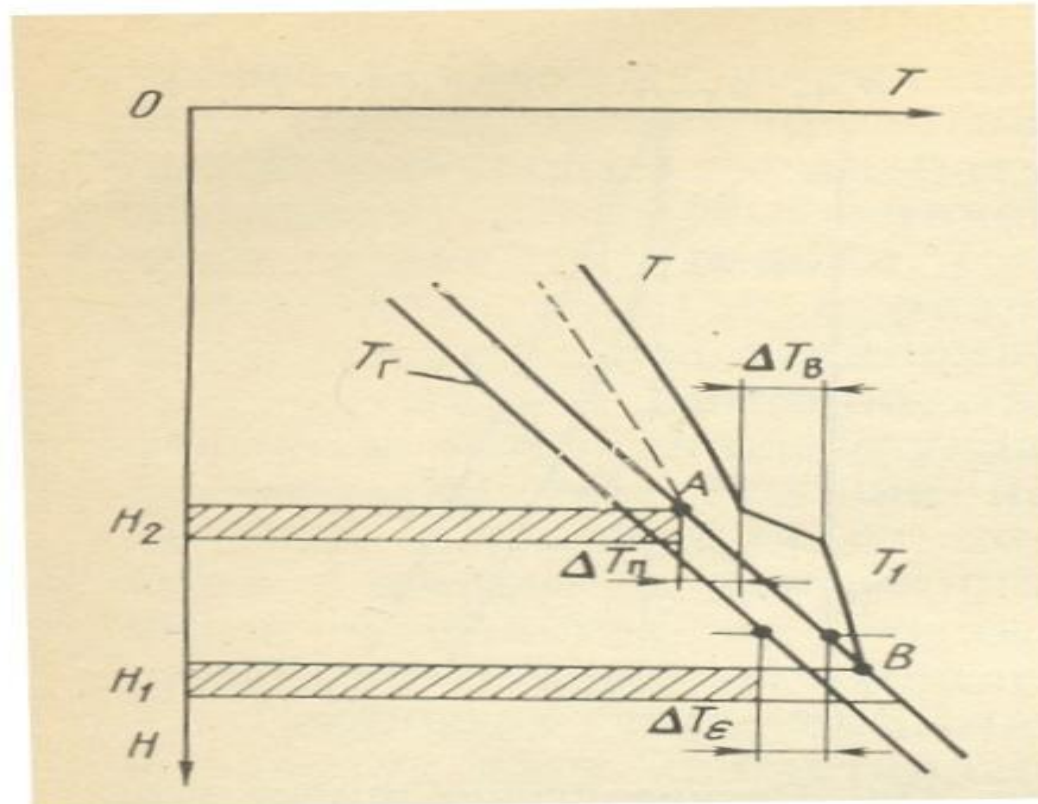
Геотермы за счет эффекта Д-Т

- При **фильтрации жидкости** **сдвигаются вправо**, в сторону увеличения температуры
- При **движении газа – влево**, т.к. произойдет **снижение температуры**, иногда очень существенное (25-40⁰С)

по термограммам можно выделять
продуктивные интервалы

- Температура потока из нижних горизонтов, больше, чем температура попутных потоков из вышележащих пластов
- В стволе скважины потоки смешиваются и происходит **скачок температуры**, амплитуда которого зависит от исходных температур и смешивающихся потоков

Термограммы при смешивании потоков с учетом калориметрического эффекта



- T_g — геотерма без учета нагрева жидкости за счет дроссельного эффекта. ΔT_ϵ — увеличение температур за счет эффекта Джоуля — Томсона. T_1 — термограмма нижнего пласта H_1 с учетом дроссельного эффекта ΔT_ϵ . T — действительная термограмма обоих потоков после смешения.
- A — исходная точка термограммы T_g верхнего пласта H_2 при условии, что нижний не работает. B — исходная точка термограммы T_1 нижнего пласта H_1 с учетом дроссельного эффекта
- $\Delta T_в$ — понижение температуры восходящего потока в зоне смешения.
- ΔT_η — повышение температуры потока, присоединяющегося из верхнего пласта H_2 .

Температурные скачки в зоне смешения зависят от расходов

- При одновременной работе нескольких пластов их продукция, имеющая различную температуру, смешивается, обуславливая **калориметрический эффект** и **скачкообразное изменение температуры потока смеси**. Амплитуда этого скачка зависит от исходных температур смешивающихся потоков, от их расходов и теплоемкостей $\Delta T_B \cdot C_B \cdot Q_B = \Delta T_n \cdot C_n \cdot Q_n$ (количество отданной и полученной теплоты равны)
- ΔT_B — понижение температуры восходящего потока в интервале смешения;
- ΔT_n — повышение температуры присоединяющегося потока; C, Q — теплоемкости и расходы.
- Выше кровли верхнего пласта расход будет равен $Q = Q_n + Q_B$; $Q_B = Q - Q_n$.
-

$$\frac{Q_n}{Q_B} = \frac{\Delta T_B \cdot C_B}{\Delta T_n \cdot C_n} \quad Q_n = Q_B \frac{\Delta T_B C_B}{\Delta T_n C_n}$$
$$Q_n = (Q - Q_n) \cdot \frac{\Delta T_B C_B}{\Delta T_n C_n} \quad Q_n = Q \frac{\Delta T_B C_B}{\Delta T_n C_n + \Delta T_B C_B}$$

Интерпретация термограмм как дебитограмм

- для определения присоединяемого расхода Q_n необходимо измерить Q — расход жидкости в колонне выше кровли присоединяемого пласта;
- ΔT_B — температурный скачок в зоне смешения потоков, т. е. охлаждение восходящего потока против присоединяемого пласта;
- ΔT_n — увеличение температуры потока присоединяемого пласта, измеренное как разность температуры у кровли пласта и условной геотермы, т. е. геотермы, исправленной на дроссельный эффект;
- C_v и C_p — теплоемкости восходящего и присоединяемого потока.