

Лекция 1

Классификация ГДИС.
Исследование скважин при
СР. Форма ИЛ

ГДИС

- мероприятия, направленные на измерение и регистрацию параметров (P, Q, T, t) в скважинах (работающих или остановленных) в зависимости от вида исследований

По результатам ГДИС строят ИЛ, КВД (КПД), кривые реагирования, дебитограммы, термограммы

При этом отбираются пробы продукции, направляемые в специальные исследовательские лаборатории

Цели ГДИС - **получение информации** **об**

- объекте разработки
- изменениях, происходящих в пласте в процессе разработки
- условиях и интенсивности притока флюидов в скважину

**Параметры, получаемые по ГДИС,
используются при**

- **подсчете запасов нефти и газа**
- **выборе и обосновании системы разработки**
- **контроле за процессом РМ**
- **установлении режимов эксплуатации скважин**

ГДИС ПОЗВОЛЯЮТ

- **Определить параметры ПЗС** (проницаемость, неоднородность) и **комплексные параметры**, характеризующие систему «коллектор—флюид»: kh/μ ; $\alpha = k/\mu \cdot \beta^*$
- **Получить сведения о темпе падения пластового давления** (или о его изменении)
- **Оценить необходимость применения искусственного воздействия** на залежь в целом или на ПЗС
- **Определить основные характеристики скважин:** коэффициент продуктивности (приемистости); приведенный радиус скважины; максимально возможный и рациональный дебиты скважины; коэффициенты обобщенного уравнения притока

ПРОМЫСЛОВО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ

Пьезометрические скважины

Добывающие скважины

Нагнетательные скважины

Контрольные скважины (неперфорированные)

Установившийся режим фильтрации

Неустановившийся режим фильтрации

По взаимодействию скважин (гидропрослушивание)

Установившийся режим фильтрации

Неустановившийся режим фильтрации

1. Замер пластового давления $p_{пл}$ ($H_{ст}$)
2. Замер забойного давления $p_{заб}$ ($H_{дкв}$)
3. Дебитометрия
4. Влагометрия
5. Отбор глубинных проб
6. Определение пластовой температуры
7. Снятие индикаторных диаграмм

1. Гидропрослушивание путем создания единичных возмущений
2. Гидропрослушивание путем создания многократных периодических возмущений

1. Замер пластового давления $p_{пл}$ ($H_{ст}$)
2. Замер забойного давления $p_{заб}$ ($H_{дкв}$)
3. Замер буферного давления $p_{буф}$
4. Расходометрия
5. Определение пластовой температуры

Снятие кривой падения давления (КПД)

1. Замер пластового давления $p_{пл}$ ($H_{ст}$)
2. Отбор проб жидкости
3. Термометрия

- Снятие кривой:
1. Восстановления давления (КВД)
 2. Восстановления уровня (КВУ)

1. Термометрия
2. Определение нефтеводонасыщенности пласта геофизическими методами

В нефтяной залежи и в скважине

условия все время изменяются

- **Рост обводнения скважин**
- **Снижение пластового давления**
- **Изменение газового фактора**

Информация о скважинах и пласте

должна постоянно обновляться

- **Это определяет правильность принимаемых решений по ГТМ для повышения отбора нефти**
- **Периодичность исследований определяется требованиями РД**

Категории и виды скважин	Дебит жидкости		Приемистость	Обводненность продукции	Буферное давление	Забойное давление	Пластовое давление	Метод восстановления давления	Метод установившихся отборов	Пластовая температура	Контроль положения ВНК, оценка нефтенасыщ. Профили	притока, интервалы обводнения Профили	поглощения, состояние обсадных колонн	Отбор и анализ глубинных проб нефти	Отбор проб и анализ попутной воды	Отбор проб и анализ закачив. воды
	При наличии авт. системы замеров	Без автомат. системы														
Действующие добывающие:																
Фонтанные	Е	□		□	◐	◐	◐	●				●			◐	
оборудованные УЭЦН и другие (винтовые, диафрагменные, с цепным приводом)	Е	□		□	◐	◐	◐	● ₃							◐	
оборудованные ШСНУ	Е	□		□	◐	◐	◐	● ₃				1			◐	
Действующие нагнетательные:			△		△	◐	◐	● ₂	1				п.3.10.1 -3.10.8			п. 3.7.9.- 3.7.11
Контрольные:							◐									
а) пьезометрические							◐									
б) наблюдательные							◐			◐	◐			●		
Бездействующие и в тех. ограничении							◐									
При проведении ремонта или ГТМ:																
до и после изменения оборудования или режима эксплуатации	+	+	+	+	+	+										
до и после изменения состояния ПЗС	+	+	+	+	+	+	+	+								
до и после изоляции или приобщения пластов	+	+	+	+	+	+	+	+				п.3.4.3	п.3.4.3			

Условные обозначения:

- Е -- не реже одного раза в два дня,
- -- не реже одного раза в неделю,
- △ -- не реже одного раза в месяц,
- ◐ -- не реже одного раза в квартал,
- ◐ -- не реже одного раза в полгода,
- -- не реже одного раза в год,
- ₂ -- не реже одного раза в два года,
- ₃ -- не реже одного раза в три года,
- + -- разовые исследования,
- 1 -- исследования с охватом до 3% фонда в год,
- -- для разведки, начала бурения и ОПЭ,
- ₃ -- для поздней стадии разработки.

Процесс притока флюида в скважину **упрощенно** описывается уравнением Дюпюи

$$Q = \frac{2\pi kh}{\mu \ln \frac{R_k}{r_c}} \Delta P$$

Обобщенное уравнение притока флюида в скважину (**описывает все типы ИЛ**)

$$Q = K_{пр} (P_{пл} - P_{заб})^n$$

K_{пр} - коэффициент продуктивности скважины

n — показатель степени, характеризующий тип и режим фильтрации

Коэффициент продуктивности скважины

- **важный технологический параметр**, который может изменяться во времени при изменении **k, h, μ и R_k**

$$K_{np} = \frac{2\pi kh}{\mu \ln \frac{R_k}{r_c}}$$

коэффициент продуктивности скважины **определяется по ИЛ, КВД**

$\text{м}^3 / (\text{сут} \cdot \text{МПа}),$ $\text{м}^3 / (\text{с} \cdot \text{Па}),$ $\text{т} / (\text{сут} \cdot \text{МПа})$

физический СМЫСЛ $K_{пр}$ – дебит, приходящийся на единицу изменения депрессии на пласт

математический СМЫСЛ $K_{пр}$ – тангенс угла наклона ИЛ к оси дебитов **(для линейной ИЛ)**

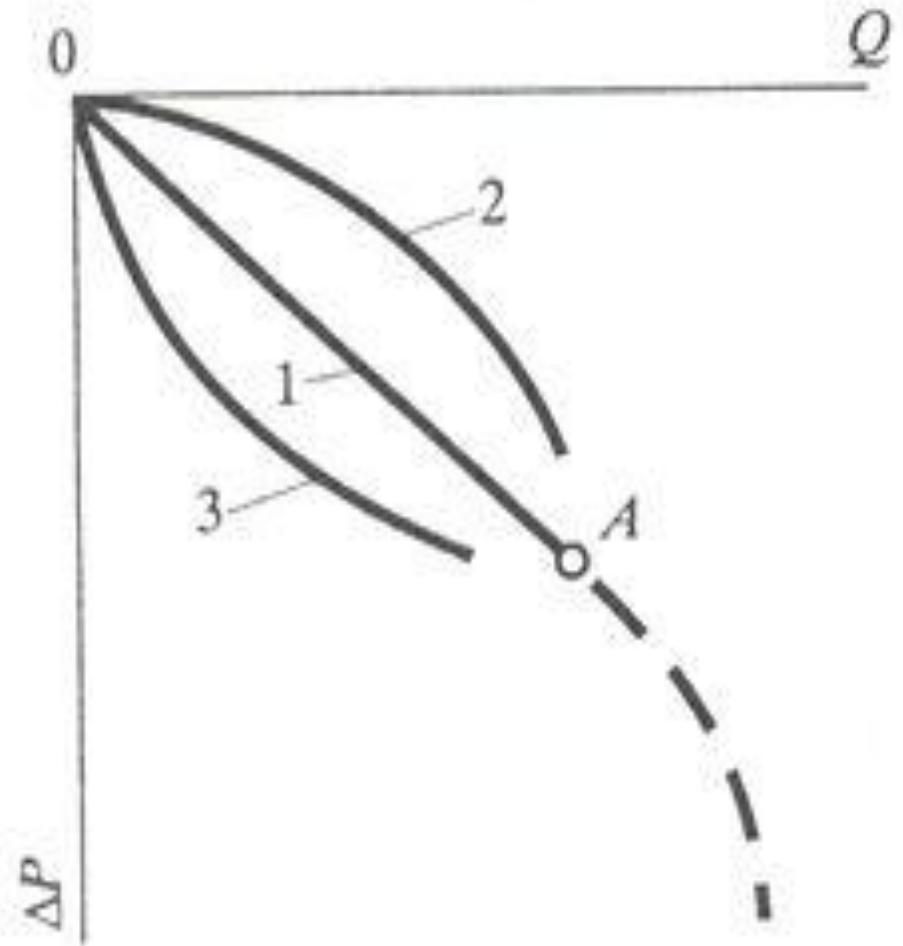
Удельный коэффициент продуктивности

позволяет сравнивать ФЕС ПЗП различных скважин

- Куд показывает продуктивность, приходящуюся на метр толщины пласта
- $K_{уд} = K_{пр}/h = Q / (P_{пл} - P_{заб}) \cdot h$
 $m^3 / (сут \cdot MPa \cdot m)$; $m^3 / (с \cdot Па \cdot м)$; $t / (сут \cdot MPa \cdot м)$

Значения показателя степени в уравнении притока по ИЛ

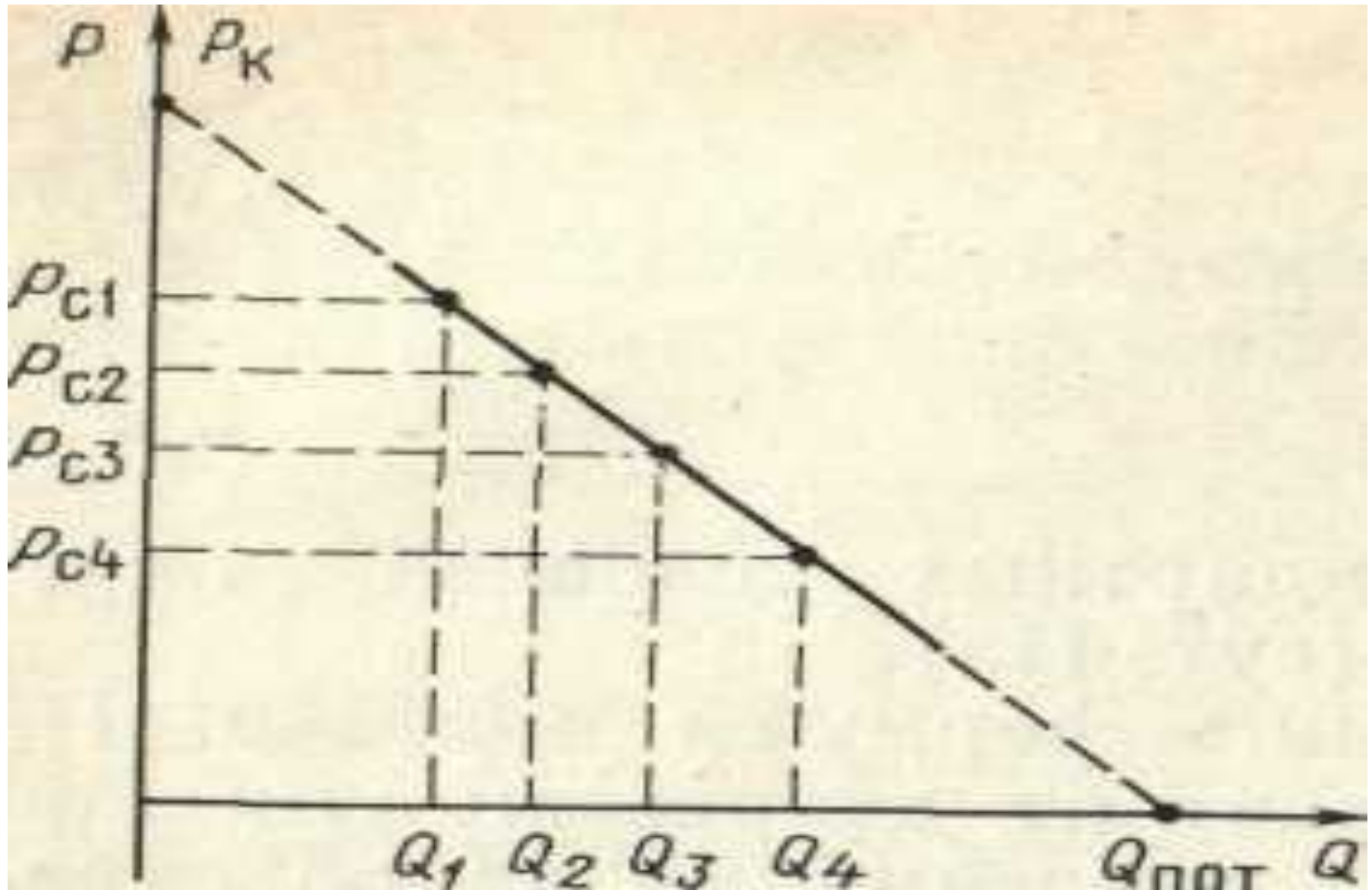
- Для линейной ИЛ— $n = 1$
- Для выпуклой ИЛ (2) $n < 1$
- Для вогнутой ИЛ (3) $n > 1$



ИССЛЕДОВАНИЕ СКВАЖИН НА СР

- проводится **методом установившихся отборов**, которые характеризуются **стационарным режимом работы скважины**, т.е. постоянством во времени забойного $P_{заб}$ и устьевого P_u давлений и дебита скважины Q
- При исследовании **устанавливают режим работы скважины и ожидают его стабилизацию во времени**. При этом измеряют **$P_{заб}$, P_u , дебит скважины $Q_{ж}$, количество механических примесей** и т.д. Все измеренные величины регистрируются
- Затем режим работы скважины **изменяют и ожидают нового стационарного режима работы системы**
- По результатам исследований (3-5 режимов) **строят ИЛ в координатах $Q(\Delta P)$ или $Q(P_{заб})$** . ИЛ интерпретируются с целью определения параметров пластов

Индикаторная линия ИЛ - зависимость $Q = f(P_c)$



Изменение режима работы скважины
зависит от способа эксплуатации

- **на фонтанной скважине** изменяют диаметр штуцера на выкидном манифольде
- **на газлифтной скважине** изменяют режим закачки рабочего агента — давление и (или) расход
- **на скважине, оборудованной ШСНУ,** изменяют длину хода и (или) число качаний
- **на скважине, оборудованной УЭЦН (УВН)** изменяют диаметр штуцера на устье скважины (для высокодебитных скважин с УЭВН), или число оборотов эл. двигателя

Время переходного процесса с одного режима на другой $T_{пер} \sim R^2 / \alpha$

- R — размер фильтрационной области (радиус контура питания, половина расстояния между скважинами), м; α — коэффициент пьезопроводности, м²/с

Время переходного процесса (от нескольких часов до нескольких суток) **определяется:**

- **размерами пласта**
- **расстоянием до контура питания**
- **величиной коэффициента пьезопроводности**
- **степенью изменения давления**

Переходный процесс может быть связан с выделением в ПЗС свободного газа (при $P_{заб.} < P_{нас.}$), а также с реологическими свойствами нефти

- **Время перераспределения давления тем больше, чем больше размеры залежи, чем дальше находится область ПИТАНИЯ,** а также при условии, что в залежи имеется свободный газ или продукция обладает вязкопластичными или вязкоупругими свойствами

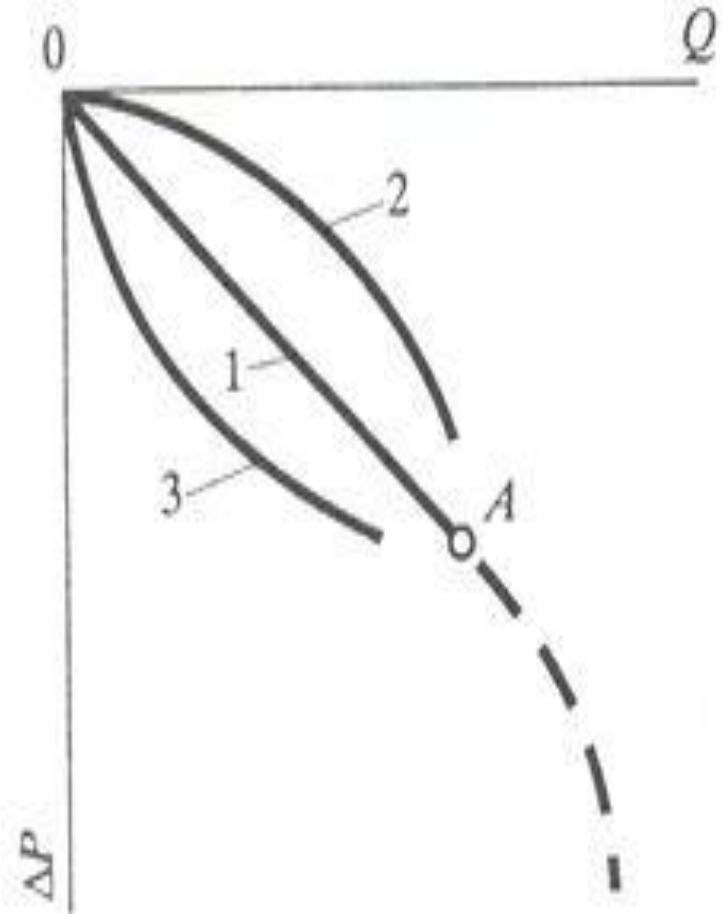
Форма ИЛ зависит от

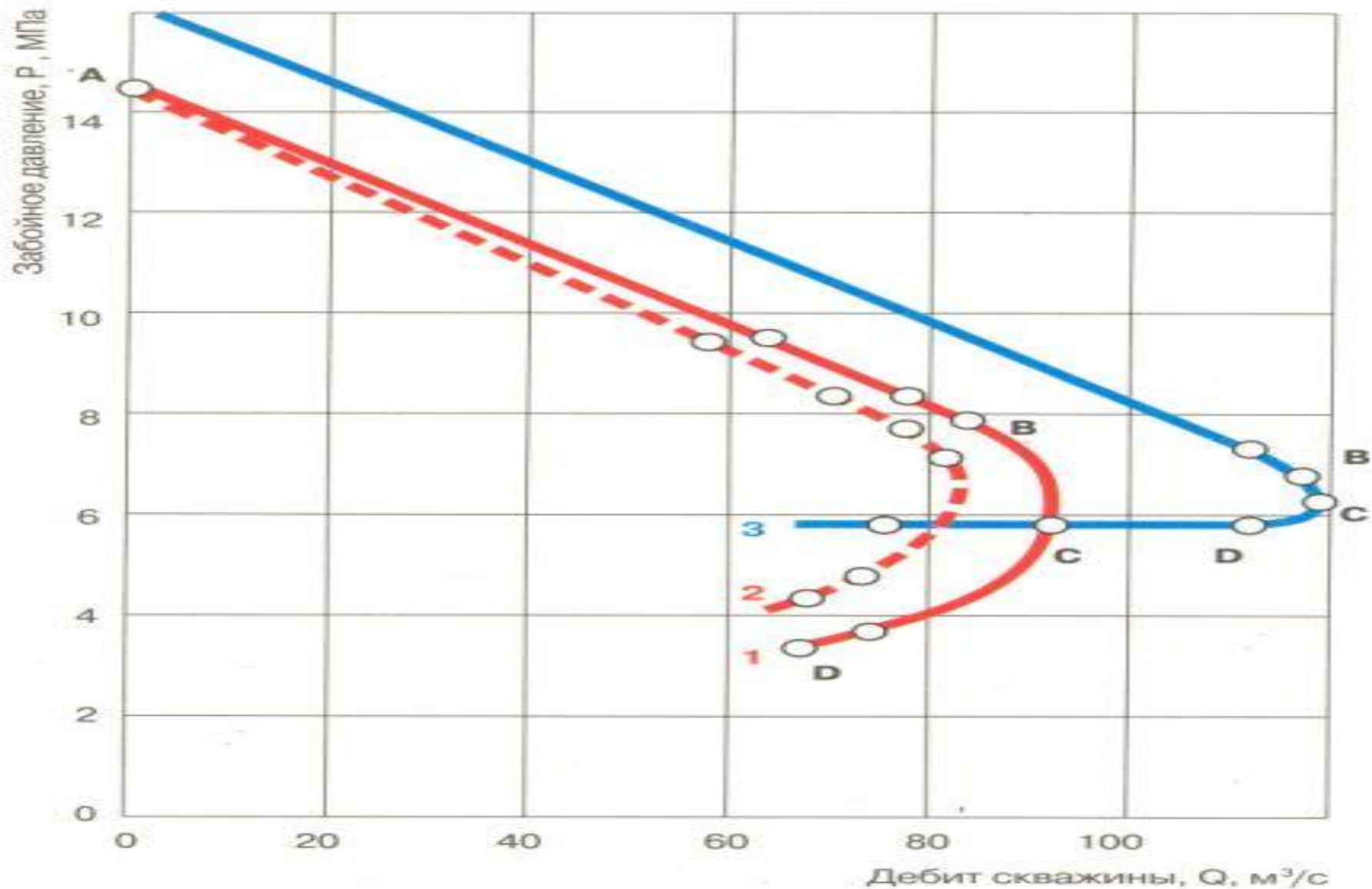
- режима фильтрации и дренирования пласта
- природы флюидов
- наличия переходных неустановившихся процессов в пласте
- фильтрационных сопротивлений
- строения области дренирования (однородный, неоднородный, слоисто-неоднородный пласт)

Типичные ИЛ

- **Линейные ИЛ (1)** получают при движении однофазной жидкости по закону Дарси, т.е. справедливо ур. Дюпюи
- **Выпуклые ИЛ (2)** характерны для режимов истощения. Основная причина такой формы - **двухфазная фильтрация** (нефть + газ)
- **Вогнутые ИЛ (3)** ВОЗМОЖНЫ в случае:

- увеличения притока** при повышении ΔP за счет подключения ранее неработавших пропластков, трещин
- самоочистки призабойной зоны** при увеличении депрессии и снижении фильтрационных сопротивлений, либо формировании новых трещин
- некачественных результатов исследования** (метод установившихся отборов при фактически неустановившемся режиме фильтрации). В этом случае





Индикаторные линии:

- 1 – по жидкости; *Абдрахмановская*
- 2 – по нефти; *площадь*
- 3 – по жидкости; *Варьеганское месторождение (скважина безесдная)*

- A – пластовое давление ($P_{пл}$)
- B – $P_{заб}$ рациональное для эксплуатации скважины
- C – $P_{заб}$ предельно допустимое
- D – $P_{заб}$ критическое