

Лекция 1

Классификация ГДИС.
Исследование скважин при
СР. Форма ИЛ

ГДИС

Это 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 могут отбираться пробы продукции, направляемые в специальные исследовательские лаборатории

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

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

Цели ГДИС -

получение информации об:

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

ГДИС ПОЗВОЛЯЮТ

- Получить сведения о темпе падения пластового давления (или об его изменении)
- Определить параметры ПЗС (k , неоднородность) и комплексные параметры, характеризующие систему «коллектор—флюид»: kh/μ ; $\alpha = k/\mu \cdot \beta^*$
- Оценить необходимость применения искусственного воздействия на залежь в целом или на ПЗС
- Определить основные характеристики скважин: $K_{\text{прод}}$ или $K_{\text{прием.}}$, $r_{\text{с.пр.}}$; Q_{max}
или $Q_{\text{рац.}}$; n

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

- 1) Снижение пластового давления**
- 2) Изменение газового фактора**
- 3) Рост обводнения скважин**

Информация о скважинах и пласте

должна!!! постоянно обновляться

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

Обобщенное уравнение притока флюида в скважину

$$Q = K_{\text{прод.}} (P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}})^n$$

$K_{\text{прод.}}$ - коэффициент продуктивности скважины

n — показатель степени, характеризующий тип и режим фильтрации

ИССЛЕДОВАНИЕ СКВАЖИН НА СР

- проводится методом установившихся отборов, которые характеризуются стационарным режимом работы скважины, т.е. постоянством во времени $P_{зab}$ и дебита скважины Q
- При исследовании устанавливают режим работы скважины и ожидают его стабилизацию во времени. При этом измеряют $P_{зab}$, P_y , 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

Изменение режима работы скважины (РРС)
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

После смены РРС

- в пластовой системе начинается переходный процесс

Время переходного процесса $T_{\text{пер}} = R^2 / \alpha$ (от нескольких часов до нескольких суток) определяется:

- 1) размерами пласта
- 2) расстоянием до контура питания
- 3) величиной коэффициента пьезопроводности
- 4) степенью изменения давления

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

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

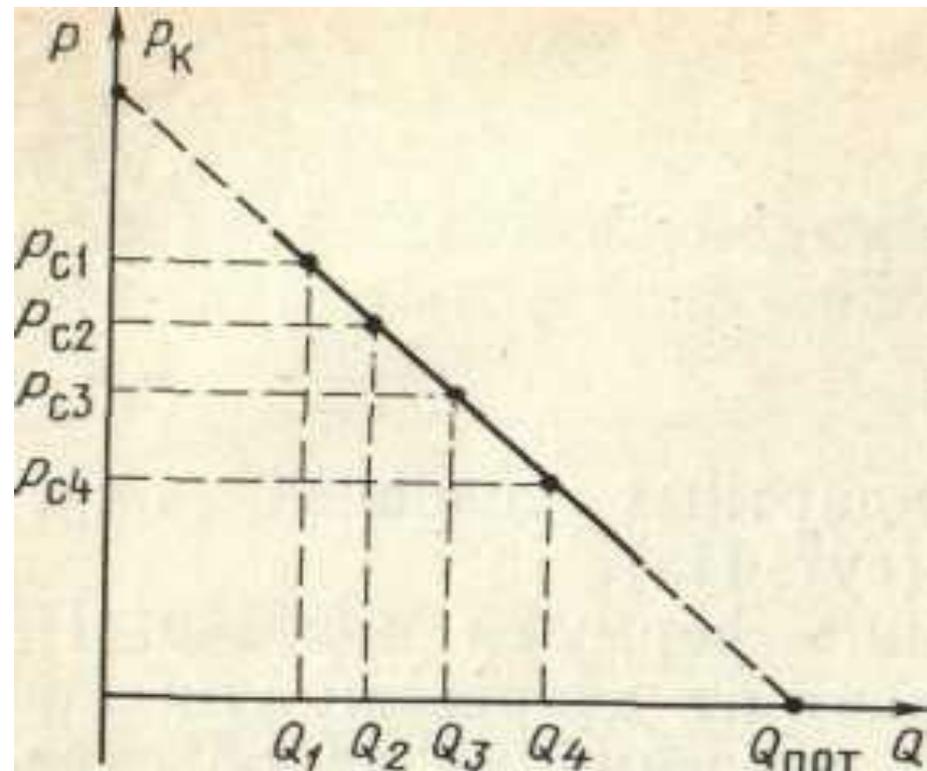
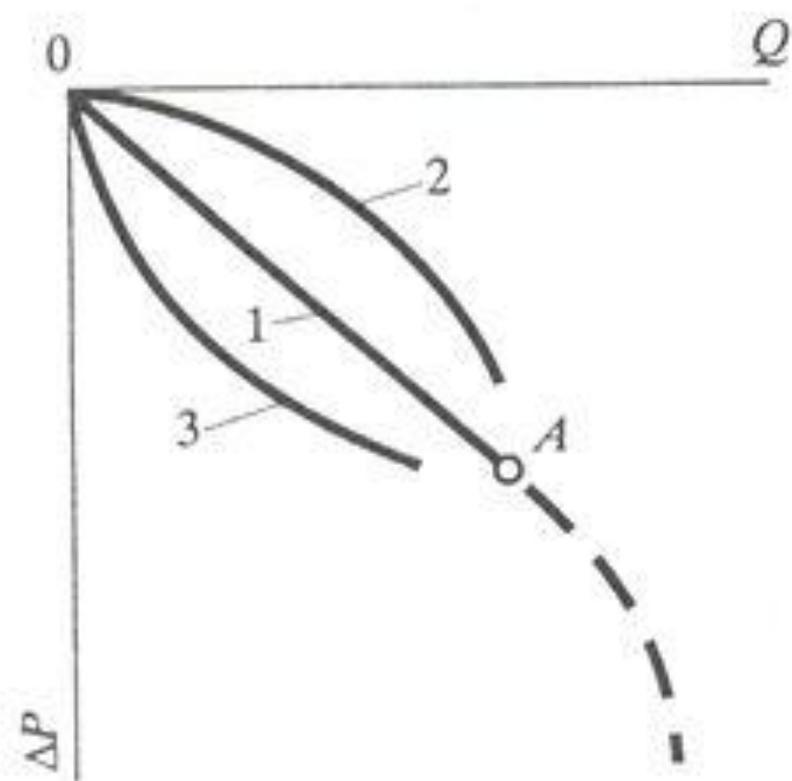
По результатам исследований

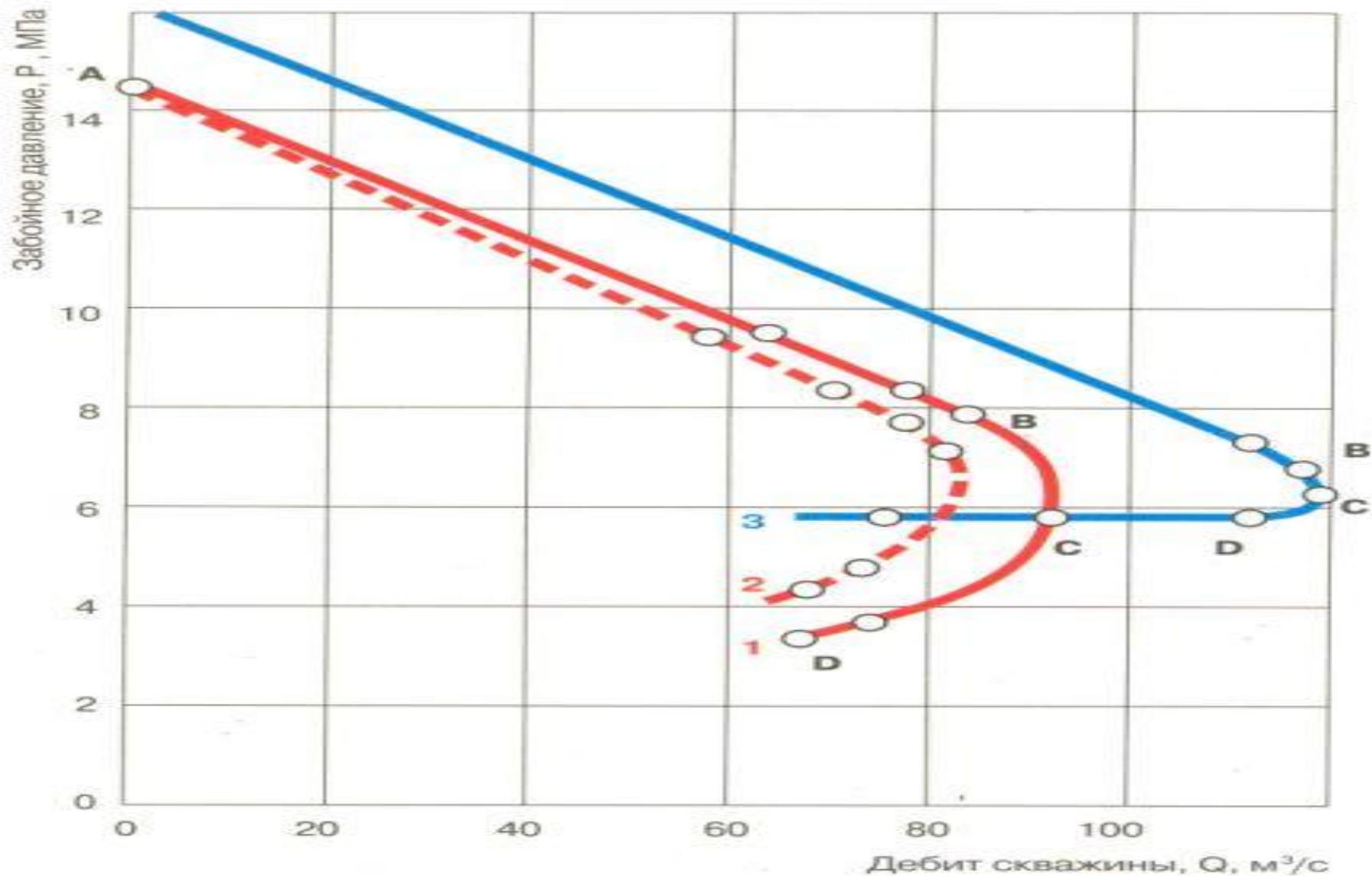
- (3-5 режимов) строят ИЛ в координатах $Q(\Delta P)$ или $Q(P_{заб})$, которые интерпретируются с целью определения параметров пластов

Типичные ИЛ

в координатах $Q(\Delta P)$

в координатах $Q(P_{заб})$





Индикаторные линии:

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

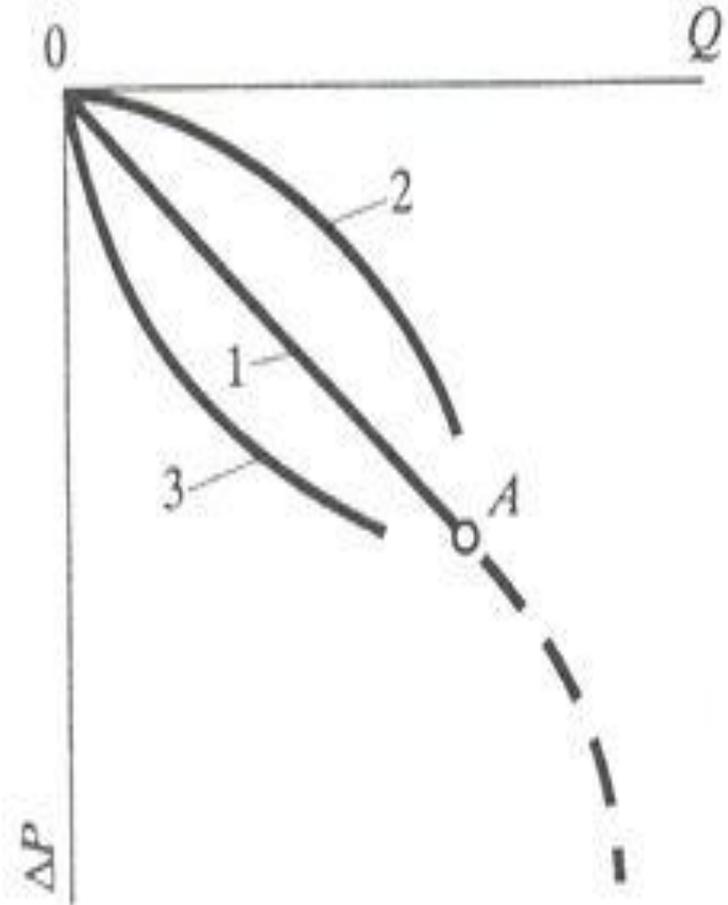
- A – пластовое давление ($P_{пл}$)
- B – $P_{заб}$ рациональное для эксплуатации скважины
- C – $P_{заб}$ предельно допустимое
- D – $P_{заб}$ критическое

Форма ИЛ зависит от

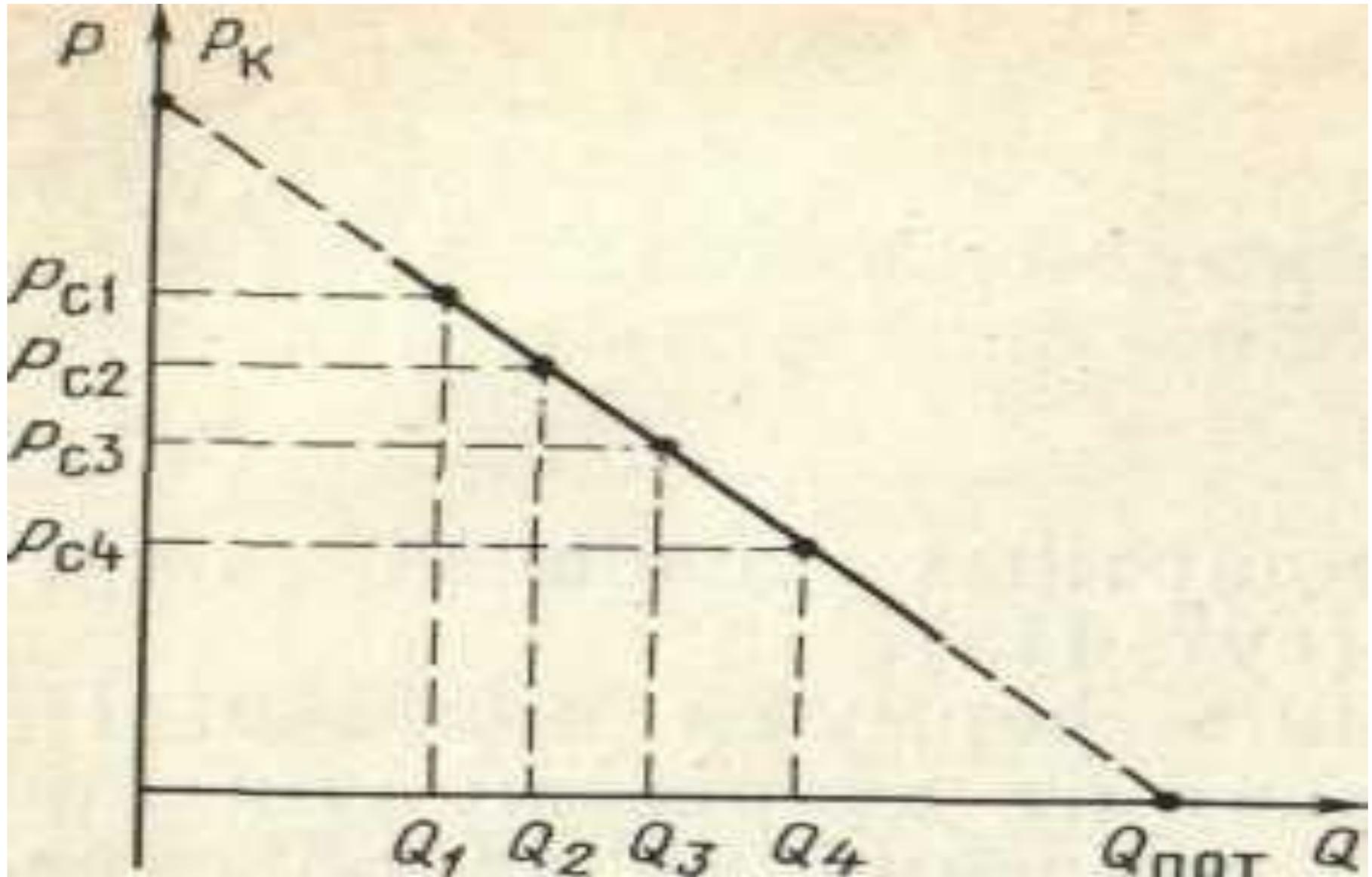
- 1) режима фильтрации и дренирования пласта
- 2) природы флюидов
- 3) наличия переходных неустановившихся процессов в пласте
- 4) фильтрационных сопротивлений
- 5) строения области дренирования (однородный, неоднородный, слоисто-неоднородный пласт)
 - Все формы ИЛ описывает обобщенное уравнение притока

Типичные ИЛ

- **Линейные ИЛ (1)** $n = 1$ получают при движении однофазной жидкости по закону Дарси, т.е. справедливо ур. Дюпюи
- **Выпуклые ИЛ (2)** $n < 1$ характерны для режимов истощения. Основная причина такой формы - **двухфазная фильтрация** (нефть + газ)
- **Вогнутые ИЛ (3)** $n > 1$ **возможны в случае:**
 1. **увеличения притока** при $\uparrow \Delta P$ за счет подключения ранее неработавших пропластков, трещин
 2. **самоочистки призабойной зоны** при $\uparrow \Delta P$ и \downarrow фильтрационных сопротивлений, либо формировании новых трещин
 3. **некачественных результатов исследования** (метод установившихся отборов при фактически неустановившемся режиме фильтрации). В этом случае необходимо повторить исследование.



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



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

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

Коэффициент продуктивности скважины

- определяется по ИЛ, КВД (ГДИС)
- Из уравнения Дюпюи следует

$$K_{\text{прод.}} = \frac{2\pi kh}{\mu \ln \frac{R_k}{r_{\text{с.пр.}}}}$$

- $K_{\text{прод.}}$ - технологический параметр, который может изменяться во времени при изменении k, h, μ и R_k

коэффициент продуктивности скважины

имеет размерность

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

физический смысл $K_{\text{прод}}$. – дебит, приходящийся на единицу изменения депрессии на пласт

математический смысл (для линейной ИЛ) $K_{\text{прод}}$. – тангенс угла наклона ИЛ к оси дебитов

Удельный коэффициент продуктивности

позволяет сравнивать ФЕС ПЗП различных скважин

- $K_{уд}$ показывает продуктивность, приходящуюся на метр толщины пласта

- $K_{уд} = K_{прод.} / h = Q / (P_{пл} - P_{заб}) \cdot h$
 $m^3 / (сут \cdot МПа \cdot м); m^3 / (с \cdot Па \cdot м); т / (сут \cdot МПа \cdot м)$

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	<input type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>	
оборудованные УЭЦН и другие (винтовые, диафрагменные, с цепным приводом)	Е	<input type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> 3							<input checked="" type="checkbox"/>	
оборудованные ШСНУ	Е	<input type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> 3				1			<input checked="" type="checkbox"/>	
Действующие нагнетательные:			<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> 2	1				п.3.10.1 -3.10.8			п. 3.7.9.- 3.7.11
Контрольные:							<input checked="" type="checkbox"/>									
а) пьезометрические							<input checked="" type="checkbox"/>									
б) наблюдательные							<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>		
Бездействующие и в тех. ограничении							<input checked="" type="checkbox"/>									
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.