

ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН И ПЛАСТОВ

Цели и задачи исследований скважин и пластов - получение информации

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

Информация по результатам исследования

ПОЗВОЛЯЕТ

- правильно обосновать способы добычи нефти
- выбрать оборудование для подъема жидкости из скважины
- установить наиболее экономичный режим работы ГНО при достижении наиболее высокого КИН

Изменение условий в нефтяной залежи и в скважине

- Обводнение скважин
- Снижение пластового давления
- Изменение газового фактора

**Информация о скважинах и
пласте должна постоянно
обновляться**

- Это определяет правильность принимаемых решений по осуществлению ГТМ для повышения отбора нефти

Цели исследования скважин в процессе эксплуатации

- Уточнение гидродинамических характеристик пластов

- Выявление эффективности отдельных элементов принятой системы разработки: системы поддержания пластового давления (ППД); схемы расположения скважин; принятого способа вскрытия пластов; способа эксплуатации скважин

- Определение эффективности мероприятий по повышению (восстановлению) производительности Д.С.

Методы исследований при РНМ

- Информация (для подсчета запасов, проектирования и контроля процессов разработки) получается измерением дебитов скважин, контролем расхода и количества закачиваемой воды, а также исследованием скважин и **изучением изменения свойств пород и флюидов** в процессе разработки

Изучение продуктивных пластов на всех стадиях разведки и разработки залежей осуществляют:

- **Лабораторными методами** (прямые измерения физико-химических, механических, электрических и др. свойств образцов пород и проб жидкостей, отбираемых в процессе бурения и эксплуатации – определение m , k , ρ , μ)
- **Промыслово-геофизическими методами** (изучение электрических, радиоактивных и др. свойств горных пород с помощью спускаемых на кабеле приборов - определение h , m , k , S_H - данные промысловых измерений сопоставляют с результатами лабораторных испытаний)
- **Гидродинамическими методами** (косвенное определение свойств продуктивных пластов по данным прямых измерений дебитов скважин и забойных давлений при установившихся и неустановившихся процессах фильтрации жидкостей и газов в пласте)

В основу методов положены формулы гидродинамики, описывающие связь между дебитами, давлениями и характеристиками продуктивных пластов k , $k \cdot h / \mu$

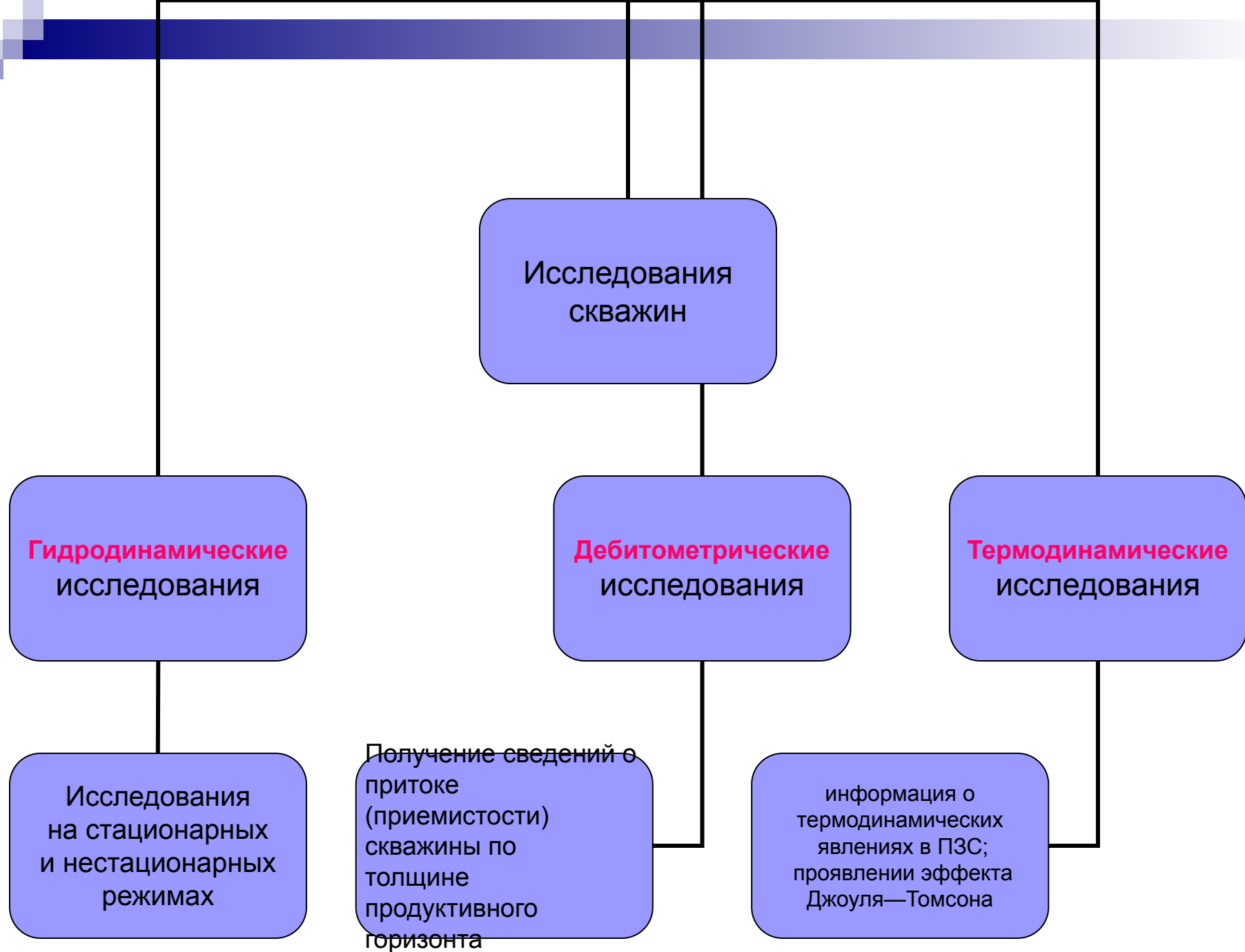
ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН И ПЛАСТОВ

- совокупность мероприятий, направленных на измерение и регистрацию **давления, дебита, температуры, времени** в скважинах (работающих или остановленных)

При этом отбираются пробы продукции, направляемые в специальные исследовательские лаборатории

Исследования скважин

- несут большой объем информации о работе пласта, т.к. позволяют определить средние значения свойств продуктивного пласта на значительном расстоянии от стенок скважины
- являются частью процессов регулирования выработки углеводородов запасов
- проводятся специальными бригадами (с использованием соответствующей техники и измерительных приборов)



ЦЕЛИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

- Определение параметров ПЗС (проницаемость, неоднородность, глинистость, насыщенность)
- Определение свойств флюидов, насыщающих залежь (физические свойства, химический состав, давление и температура, давление насыщения, газонасыщенность)
- Определение комплексных параметров, характеризующих систему «коллектор—флюид»:
гидропроводность пласта kh/μ ; параметр подвижности k/μ ;
коэффициент упругоёмкости $\beta^=(m\beta_{\text{ж}} + \beta_{\text{с}})$;*
коэффициент пьезопроводности $\alpha = k/\mu \cdot \beta$
- Получение сведений о темпе падения пластового давления (или о его изменении)
- Оценка необходимости применения искусственного воздействия на залежь в целом или на ПЗС
- Определение основных характеристик скважин:
коэффициент продуктивности (приемистости); приведенный радиус скважины; максимально возможный и рациональный дебиты скважины; коэффициенты обобщенного уравнения притока

ИССЛЕДОВАНИЕ СКВАЖИН НА СТАЦИОНАРНЫХ РЕЖИМАХ РАБОТЫ

- 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 нефти Q_n , воды Q_v и газа Q_g , **количество механических примесей** и т.д. Все измеренные величины регистрируются.
- Затем режим работы скважины изменяется и ожидают нового стационарного режима работы системы

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 электродвигателя

Время переходного процесса с одного режима на другой

$$T_{\text{пер}} \sim R^2 / \alpha$$

- 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 $P_{\text{заб.}} < P_{\text{нас.}}$), 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

Условия проведения исследований на СР

- не допускается изменение режима работы соседних скважин за несколько часов или суток до начала исследований выбранной скважины
- при исследовании скважин на стационарных режимах принимается **ГИПОТЕЗА квазистационарности** (как бы стационарности) режимов работы
- **Стационарные режимы работы скважины могут существовать только теоретически** (так как фактически залежь эксплуатируется большим количеством интерферирующих скважин, режимы работы которых также меняются)

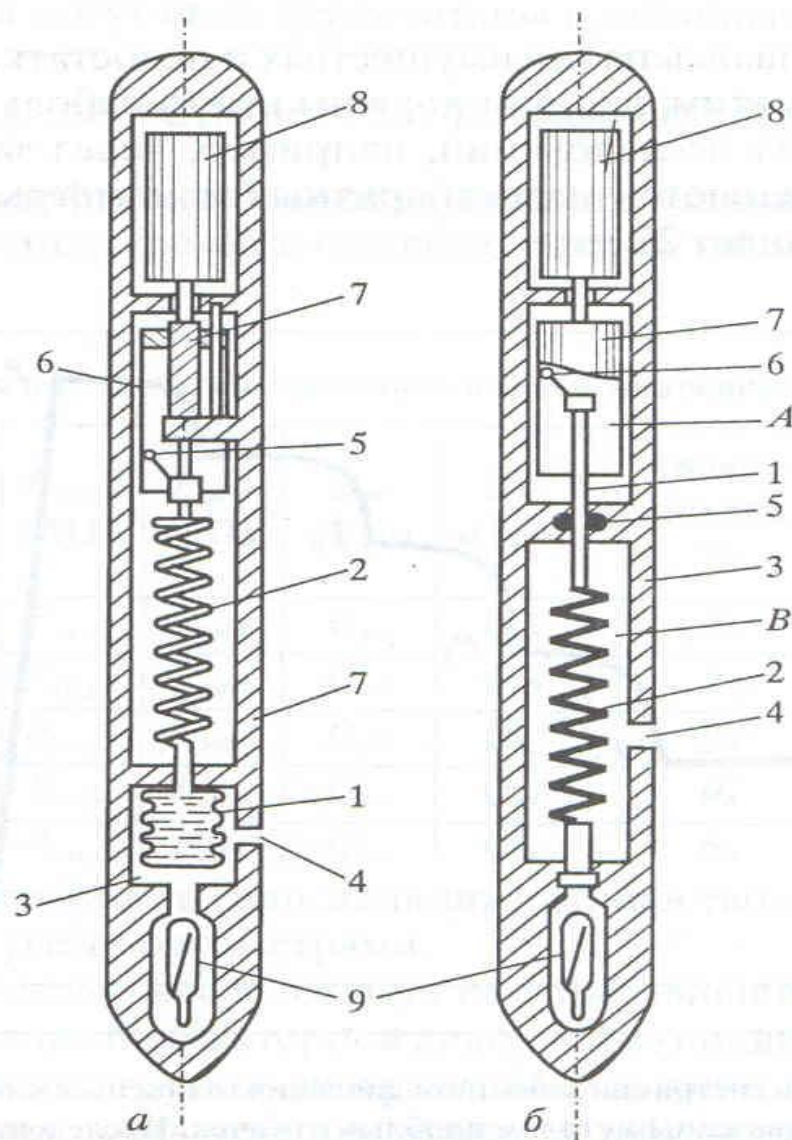
ТЕХНОЛОГИЯ И ТЕХНИКА ИССЛЕДОВАНИЯ

- **исследование проводится на 3-5 режимах** (для повышения точности один из режимов должен быть с минимально возможным или нулевым дебитом)
- **Точность исследования зависит не только от точности измерения давлений и дебита, но и от того, насколько стабилизировался режим работы скважины**
- Технология проведения исследования определяется способом эксплуатации конкретной скважины
- Измерение давлений осуществляется манометрами
- для измерения забойного давления применяются специальные **глубинные манометры**, спускаемые на забой скважины
- на кабеле — приборы с местной регистрацией
- на проволоке — дистанционные приборы
- на колонне НКТ — лифтовые манометры

Манометры (геликсные и поршневые)

а. 1 – сильфон; 2-пружина; 3- нижняя изолированная часть корпуса манометра; 4- отверстие для сообщения со скважиной; 5-царапающее перо; 6-каретка, 7- ходовой винт; 8- часовой механизм; 9- термометр.

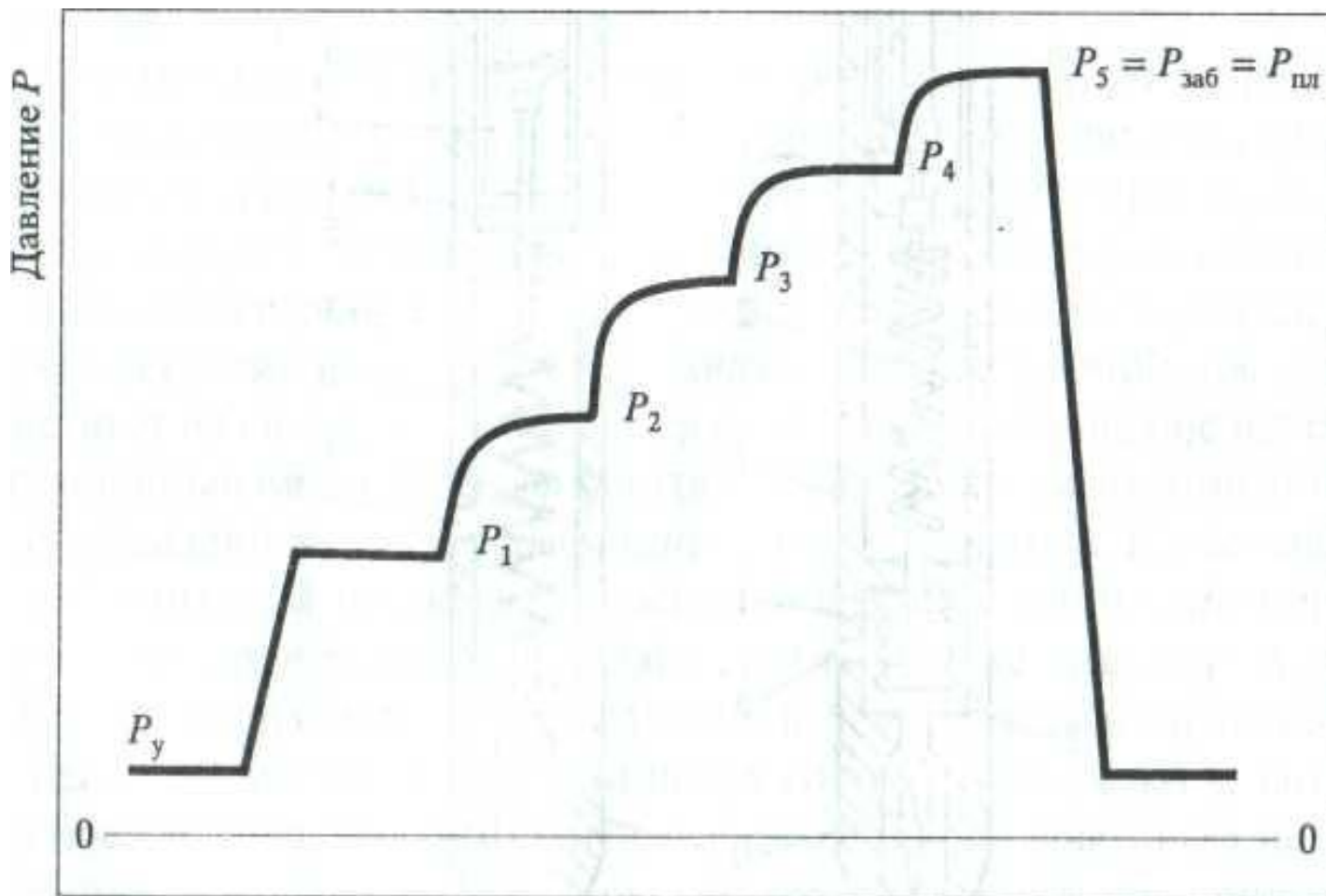
б. 1-поршень; 2- растягивающая пружина; 3- корпус манометра; А – верхняя камера манометра; В- нижняя камера манометра; 4-отверстие для сообщения со скважиной; 5- сальник; 6- перо; 7- каретка; 8- часовой механизм; 9- термометр.



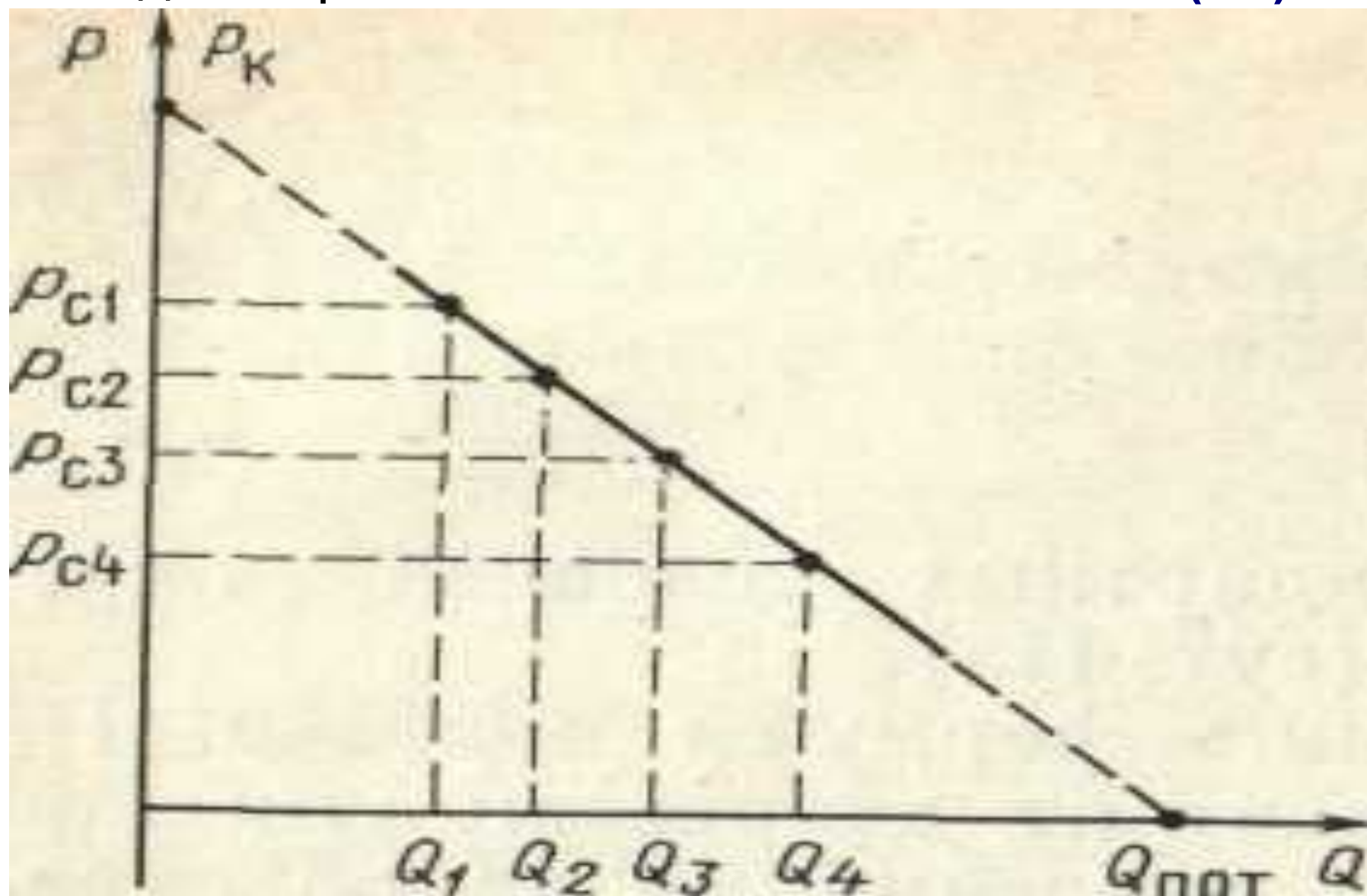
Приборы для исследований

- **глубинные манометры**
- **глубинные термографы**
- **глубинные расходомеры**
- **глубинные комбинированные приборы типа аппарата «Поток»**
- Современные механизированные установки для добычи нефти могут содержать в погружном агрегате встроенную постоянно действующую измерительную систему, передающую информацию на поверхность. При этом фиксируемые параметры измеряются на глубине спуска погружного агрегата, а не на забое
- При невозможности измерения забойных давлений, можно проводить исследование скважины, замеряя затрубное давление и динамический уровень. Замер динамического уровня производится методом создания упругого импульса в затрубном пространстве **СКВАЖИНЫ**. При необходимости эти измеренные величины могут быть пересчитаны в забойные давления

Бланк регистрации забойного давления геликсным манометром при исследовании скважины методом пробных откачек



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

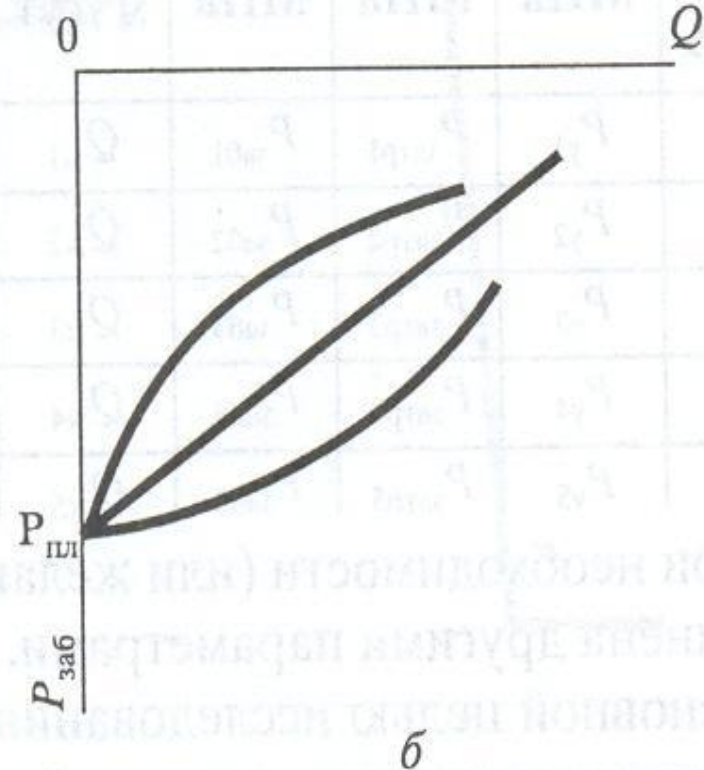
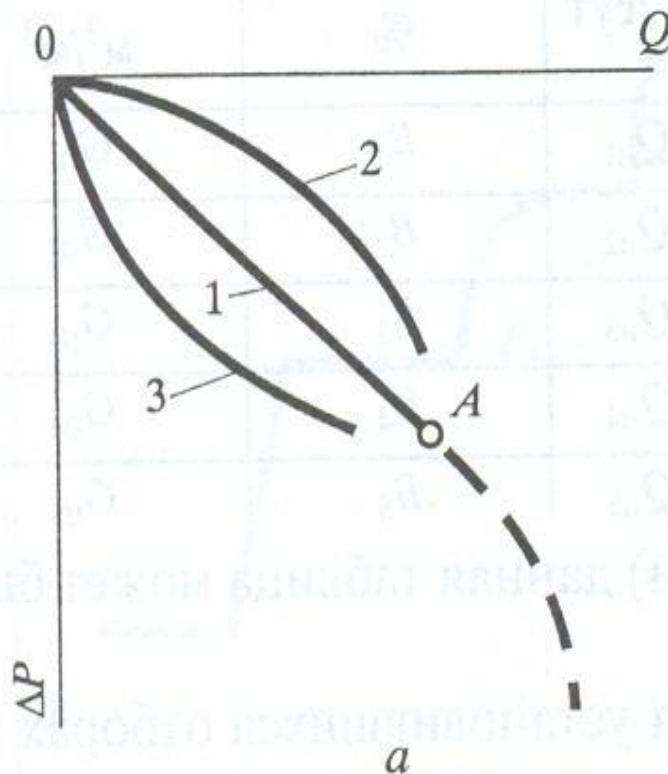


Типичные индикаторные линии скважин

а) в координатах $Q=f(\Delta P)$

б) в координатах $Q=f(P_{заб})$

прямолинейные (1), **выпуклые** (2), **вогнутые** (3) к оси дебитов



Форма индикаторной линии

ЗАВИСИТ ОТ

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

Прямолинейная индикаторная диаграмма

может быть получена в том случае, когда режим дренирования есть режим вытеснения при движении однофазной жидкости по закону Дарси, т.е. в этом случае справедливо уравнение Дюпюи

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

Индикаторные диаграммы , выпуклые по отношению к оси дебитов (2) **характерны для режимов истощения**

- Основная причина такой формы - **двухфазная фильтрация** (нефть + газ)
- Расчет процесса установившегося движения смеси в этих случаях проводится с использованием функций С.А. Христиановича

Индикаторные диаграммы , вогнутые по отношению к оси дебитов (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 не установившемся режиме фильтрации). В этом случае необходимо повторить исследование.

Обобщенное уравнение притока флюида в скважину

$$Q = K_{пр} (P_{пл} - P_{заб})^n$$

$K_{пр}$ - коэффициент продуктивности скважины,
 $m^3 / (\text{сут} \cdot \text{МПа})$, $m^3 / (\text{с} \cdot \text{Па})$, $t / (\text{сут} \cdot \text{МПа})$.

n — показатель степени, характеризующий тип и режим фильтрации

Для линейной ИЛ — **$n = 1$**

Для выпуклой ИЛ к оси дебитов **$n < 1$**

Для вогнутой ИЛ к оси дебитов **$n > 1$**

Коэффициент продуктивности скважины

- важный технологический параметр скважины

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

- K_{np} может изменяться во времени при изменении k, h, μ и R_k

Удельный коэффициент продуктивности

- для сравнения фильтрационных характеристик призабойных зон различных скважин
- **Куд** показывает продуктивность, приходящуюся на метр толщины пласта
- **Куд** вычисляется как коэффициент продуктивности **Кпр**, отнесенный к толщине пласта **h**
$$Куд = Кпр / h = Q / (P_{пл} - P_{заб}) \cdot h$$
- размерность **Куд**: $m^3 / (сут \cdot МПа \cdot м)$;
 $m^3 / (с \cdot Па \cdot м)$; $т / (сут \cdot МПа \cdot м)$

Вывод двухчленного уравнения фильтрации

- Нелинейные индикаторные линии интерпретируются с использованием двухчленного уравнения фильтрации, записанного с учетом сил инерции

$$\frac{\Delta P}{\Delta l} = \frac{\mu}{k} v + b v^2$$

- где $\Delta P/\Delta l$ - перепад давлений на единицу длины (градиент давления), Па/м;
- v — скорость фильтрации, м/с;
- b — комплексный коэффициент, характеризующий пористую среду и флюид

выразим скорость фильтрации v

через объемный расход и площадь

$$v = \frac{Q}{F}$$

- F-площадь фильтрации;
- Q-объёмный расход

Подставим в двухчленное уравнение фильтрации

получим выражение:

$$\Delta P = \frac{\mu \cdot \Delta l}{k \cdot F} Q + \frac{b \cdot \Delta l}{F^2} Q^2$$

Введя обозначения A и B , получим двучленное уравнение притока

$$A = \frac{\mu}{k} \frac{\Delta l}{F} \qquad B = \frac{b \cdot \Delta l}{F^2}$$

$$\Delta P = AQ + BQ^2$$

A , B — постоянные коэффициенты в определенный промежуток времени для каждой скважины

AQ — потери депрессии на трение при фильтрации жидкости в пористой среде,

BQ^2 — инерционные потери

Порядок интерпретации прямолинейных ИЛ

1. Рассчитывается коэффициент продуктивности по любым двум точкам ИЛ

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

математический СМЫСЛ $K_{пр}$ – тангенс угла наклона ИЛ к оси дебитов

$$K_{пр.} = \frac{Q_2 - Q_1}{\Delta P_2 - \Delta P_1} \quad \text{tg} \alpha = \frac{2\pi kh}{b_n \mu \left(\ln \frac{R_k}{r_c} + C \right)}$$

2. Рассчитывается коэффициент гидропроводности — kh/μ ;

3. Рассчитывается коэффициент подвижности k/μ ;

4. Рассчитывается коэффициент проницаемости системы k .

5. Рассчитывается коэффициент пьезопроводности

$$\alpha = k/\mu\beta^* \quad (\beta^* = m\beta_j + \beta_p)$$

Изогнутую ИЛ линеаризуют почленным делением нелинейного уравнения на Q

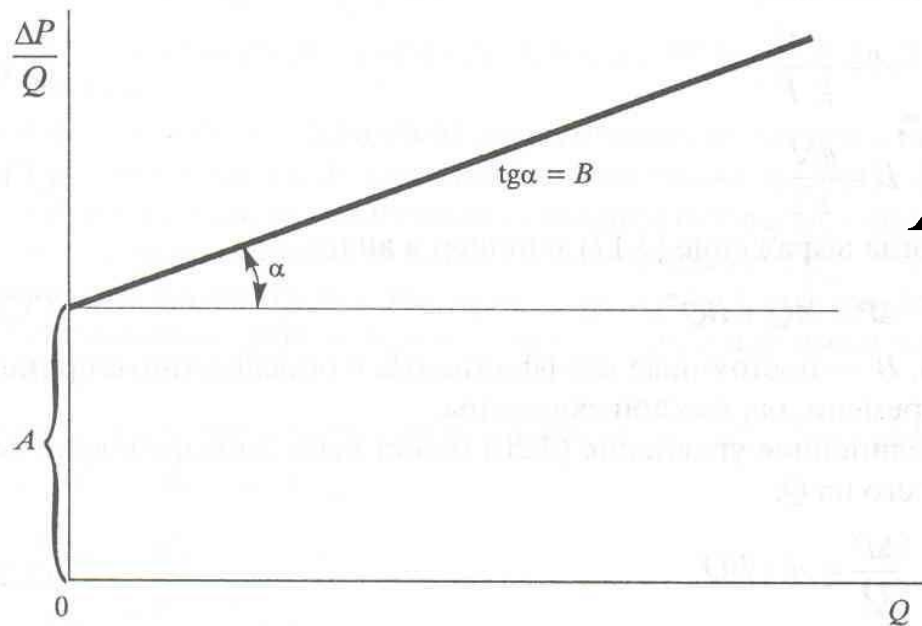
$$\Delta P = A Q + B Q^2$$

$$\frac{\Delta P}{Q} = A + B Q$$

- оставшаяся часть двухчленной формулы притока является формулой Дюпюи, где A – величина, обратная коэффициенту продуктивности

$$A = \frac{b_n \mu \left(\ln \frac{R_k}{r_c} + C \right)}{2\pi k h}$$

Численное значение A по результатам исследования – величина отрезка, отсекаемого на оси ординат линеаризованной индикаторной линией



$$A = \frac{b_n \mu \left(\ln \frac{R_K}{r_c} + C \right)}{2\pi kh}$$

Порядок интерпретации изогнутых ИЛ

1. Линеаризуют ИЛ
2. Рассчитывают коэффициент продуктивности $K_{пр} = 1/A$
3. Рассчитывают коэффициент гидропроводности — kh/μ
4. Рассчитывают коэффициент подвижности k/μ
5. Рассчитывают коэффициент проницаемости пластовой системы k
6. Рассчитывают коэффициент пьезопроводности $\alpha = k/\mu\beta^*$ ($\beta^* = m\beta_{ж} + \beta_{п}$)

Приведенные расчеты справедливы если $R_{заб} \gg R_{нас}$

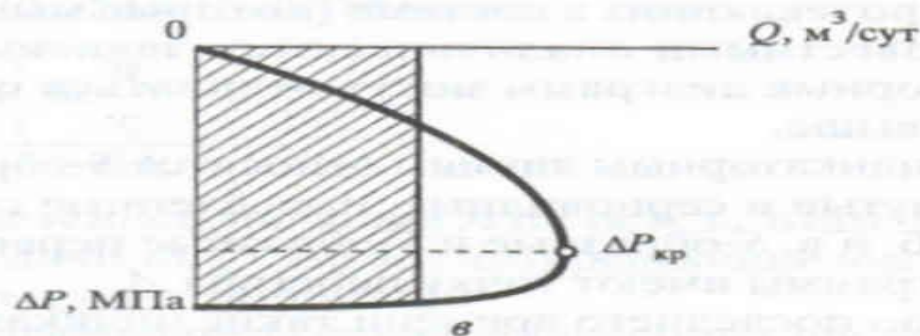
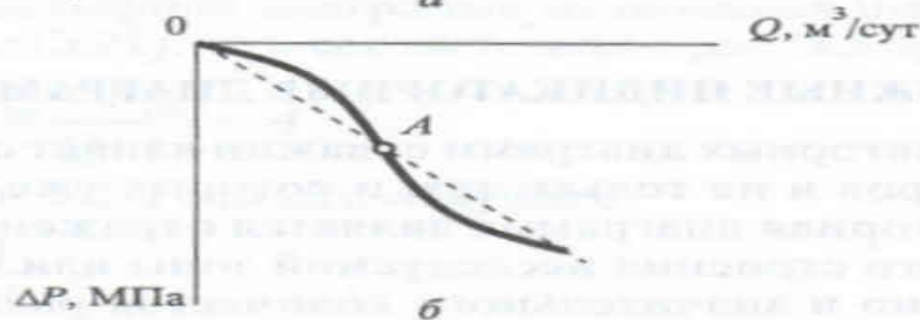
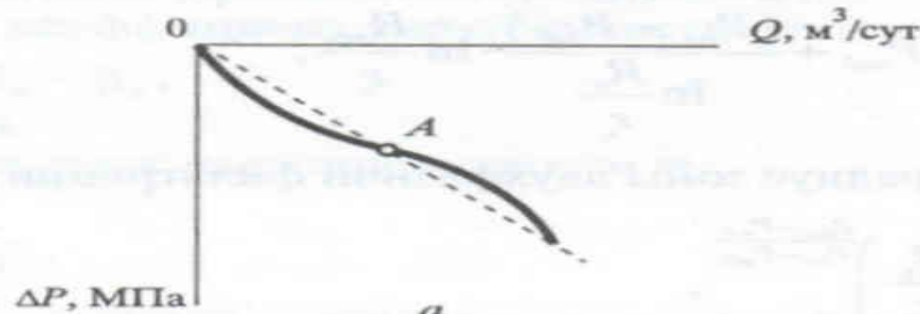
Двухфазная фильтрация - $P_{заб} < P_{нас}$

- Радиус зоны двухфазной фильтрации $R_{д.ф.}$, принимая логарифмическое распределение давления в пласте, рассчитывается из условия, что давление на этой границе P равно давлению насыщения $P_{нас.}$:

$$P = P_{нас.} = P_{заб.} + \frac{(P_{пл.} - P_{заб.})}{\ln \frac{R_{к}}{r_c}} \cdot \ln \frac{R_{д.ф.}}{r_c}$$
$$R_{д.ф.} = r_c \left(\frac{R_{к}}{r_c} \right)^{\frac{P_{нас.} - P_{заб.}}{P_{пл.} - P_{заб.}}}$$

Сложные ИЛ

- а** — S-образная; **б** — S-образная перевернутая;
в — серповидная



Индикаторные линии

- отражают процессы поведения системы, которые определяются особенностями фильтрации флюида и поведением самого коллектора с соответствующими изменениями (обратимыми или необратимыми)

Причины появления сложных ИЛ

- **1) Облитерация** – закупоривание пор разрушающимся цементирующим веществом или мелкими частицами зерен терригенной породы
- **2) Двухфазность течения** и наличие относительных фазовых проницаемостей
- **3) Фильтрация газированной жидкости**, фильтрация смеси «нефть—вода»

Установление технологического режима работы скважины

- выбор параметров оборудования, обеспечивающих получение на поверхности **заданного дебита** при соответствующем забойном давлении
- заданный дебит (*с позиций притока*) – максимальный дебит скважины, допустимый условиями рациональной эксплуатации залежи и обеспечиваемый продуктивной характеристикой скважины
- заданный максимальный дебит (*с позиций подъема продукции на поверхность*) – при выполнении требований рациональной эксплуатации залежи и рационального использования оборудования – **Техническая норма добычи (оптимальный дебит)**

Значения заданного дебита или забойного давления

- устанавливаются проектом разработки
- По мере дальнейшего изучения залежи и изменения условий разработки возникает необходимость уточнения заданного дебита и забойного давления
- Технологический режим определяют при помощи **индикаторной диаграммы (ИД)**, на которую дополнительно наносят данные об обводненности, газовом факторе в зависимости от депрессии, **И регулировочных кривых**, которые представляют собой зависимость дебита и других показателей от параметров эксплуатационного оборудования



Группы скважин при нормировании отбора жидкости

- **С ограниченными отборами**
- **С неограниченными отборами**

Ограничение отбора жидкости из скважин

■ Геолого-технологические причины

1. Степень устойчивости пород пласта (разрушение пласта и вынос песка)
2. Наличие подошвенной воды и верхнего газа
3. Необходимость ограничения добываемой воды и уменьшения среднего газового фактора в целом по пласту
4. Необходимость равномерного стягивания ВНК и ГНК и предотвращение прорывов воды и газа

■ Технические причины

1. Недостаточная прочность Э.К. и возможность её смятия при значительном снижении забойного давления
2. Ограниченная мощность эксплуатационного оборудования
3. Минимальное забойное давление фонтанирования
4. Вредное влияние газа на работу скважинных насосов

Неограниченный отбор жидкости

- В малодебитных скважинах, эксплуатирующих истощенные пласты с низким пластовым давлением, когда они удалены от ВНК и ГНК, а динамический уровень снижается до кровли или даже до подошвы пласта
- В сильно обводненных (более 80%) скважинах при форсировании отборов

Образование песчаных пробок, рост газового фактора и обводненности продукции должны отсутствовать

Стремятся достигнуть потенциального дебита скважины

Дебит может ограничиваться технико-технологическими возможностями оборудования по подъему жидкости на поверхность