

- 3. Оценка объемного притока жидкости из пласта в скважины при различных режимах работы пластов и технических характеристик оборудования забоя скважин.**
- 4. Определение коэффициентов продуктивности скважин по индикаторным диаграммам сложного вида.**

Дисциплина «Скважинная добыча нефти» МГР12,
МГР14

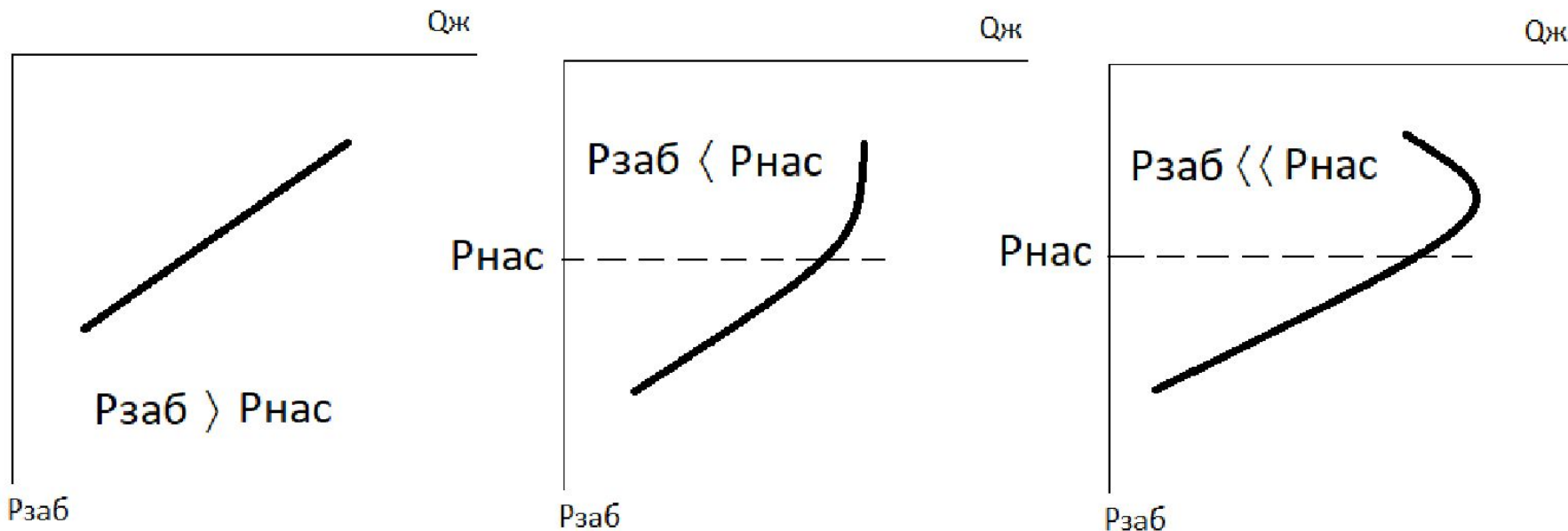
Системные ошибки при определении объемного притока жидкости в скважину

1. Величина дебита скважины по жидкости определяется в условиях устья скважины, а не забоя.
2. По мере движения продукции в стволе скважины происходит ее гравитационное разделение ($\rho_v > \rho_n > \rho_e$), что приводит к изменению состава продукции скважины.
3. Объем жидкости притекающей из пласта в скважину зависит от количества растворенного в жидкости газа ($P_{заб} \Leftrightarrow P_{пл}$).
4. Ошибки в определении производительности скважины приводят к ошибкам в расчетах величин фильтрационных параметров пород ПЗП (h, μ, C_1, C_2 и др.).
5. Величина производительности скважины может быть искажена поступлением в подъемник чуждых вод – по участкам негерметичности конструкции скважины.
6. Для расчета величины коэффициента продуктивности скважины применяют в основном линейную зависимость $K_{прод} = Q_{ж} / (P_{пл} - P_{заб})$
7. Величину $P_{заб}$ и $P_{пл}$ определяют путем пересчета динамического (статического) уровня жидкости на соответствующее давление с большой погрешностью. Это вносит ошибки в расчеты фильтрационных параметров пород в ПЗП и удаленной от скважины зоне пласта.

Действующие правила разработки месторождений и эксплуатации скважин с точки зрения производительности скважин

1. Для обеспечения условий рациональной разработки залежей и эксплуатации скважин необходимо обеспечить:
 - минимальный уровень $P_{заб}$ добывающих скважин, исключая возможные смятия колонн и нарушения целостности цементного камня за ЭК;
 - допустимую скорость фильтрации жидкости в ПЗП (разрушение горных пород);
 - допустимые дебиты скважин или депрессии (образование водяных или газовых конусов, песчаных пробок);
 - допустимый максимальный газовый фактор по скважинам (в условиях газовой или газоводяной репрессии на пласт).
2. При исследовании скважин:
 - проверяется техническое состояние скважины и установленного оборудования (герметичность цементного камня, ЭК и НКТ, состояние ПЗП, загрязненность ствола скважины, подача насосов, работа установленных на глубине клапанов и др.);
 - проверяется соответствие параметров работы оборудования добывным возможностям скважин и заданному технологическому режиму;
 - оценивается надежность оборудования, МРП оборудования и скважины;
 - получают информацию для планирования и установления технологической эффективности ремонтно-восстановительных работ.

Виды индикаторных линий



Линейная
Св.газа нет

Нелинейная
Св.газ есть

Серповидная
Св.газа очень

МНОГО

Особенности расчета притока жидкости и газа в скважину

1. Продукция скважины однофазная (своб.газа нет)

Приток может быть рассчитан по з.Дарси для условий одномерного фильтрационного потока

$$Q_{ж} = \frac{kh}{\mu} \cdot (\overline{P}_{пл} - P_{заб}) \quad K_{прод} = Q_{ж} / (\overline{P}_{пл} - P_{заб})$$

2. Продукция скважины двухфазная (жидкость + газ)

- Индикаторная линия начинает искривляться (**композитная индикаторная линия**) после уменьшения $P_{заб}$ меньше $P_{нас}$
- Для описания условий притока двухфазной смеси рекомендуется применять отношение (формулу) **ВОГЕЛЯ**

$$\frac{Q_{ж}}{Q_{max}} = 1 - 0.2 \cdot \left(\frac{P_{заб}}{P_{пл}} \right) - 0.8 \cdot \left(\frac{P_{заб}}{P_{пл}} \right)^2$$

- Коэффициент продуктивности скважины рассчитывается при помощи двучленной формулы з.Дарси

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

3. Приток флюидов в скважину соответствует серповидной индикаторной линии

- процессе разработки и эксплуатации скважин возникают многочисленные процессы, вызывающие изменение фильтрационных свойств ПЗП;
- Основным механизмом поражения пласта в прискважинной области - блокировка части внутрипорового пространства твердыми частицами (обломками) и флюидами и деформация скелета пористой среды под действием депрессии в ПЗП;
- В условиях деформации пород ПЗП изменения пустотности (пористости) горной породы значительно меньше, чем изменение проницаемости. Следствие - сильное уменьшение проницаемости по жидкости и, наоборот, резкое увеличение проницаемости по газу.
- Оценка добывных возможностей скважины $Q = \frac{k_0}{P_K - P_C} \int_{P_C}^{P_K} f(p) dp$ может быть получена на основе среднего значения проницаемости по давлению в области влияния скважины:

где $f(p)$ - составляющая относительного изменения проницаемости, зависящая от

- депрессия: $Q = \frac{2\pi kh \int_{P_{заб}}^{P_K} f(P) dP}{\mu \cdot \ln\left(\frac{R_K}{r_c}\right) + S(P_{заб})}$
- практического значения $S = S_0 \cdot \exp(\gamma \cdot (P_K - P_{заб}))$ Дюпюи вводят понятие $S(P)$ - скин, зависящий от давления

, где

S - скин скважины при условии притока однофазной продукции. γ -