

Российский государственный
университет нефти и газа
им. И. М. Губкина

ОСНОВЫ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Игневский Леонид Витальевич

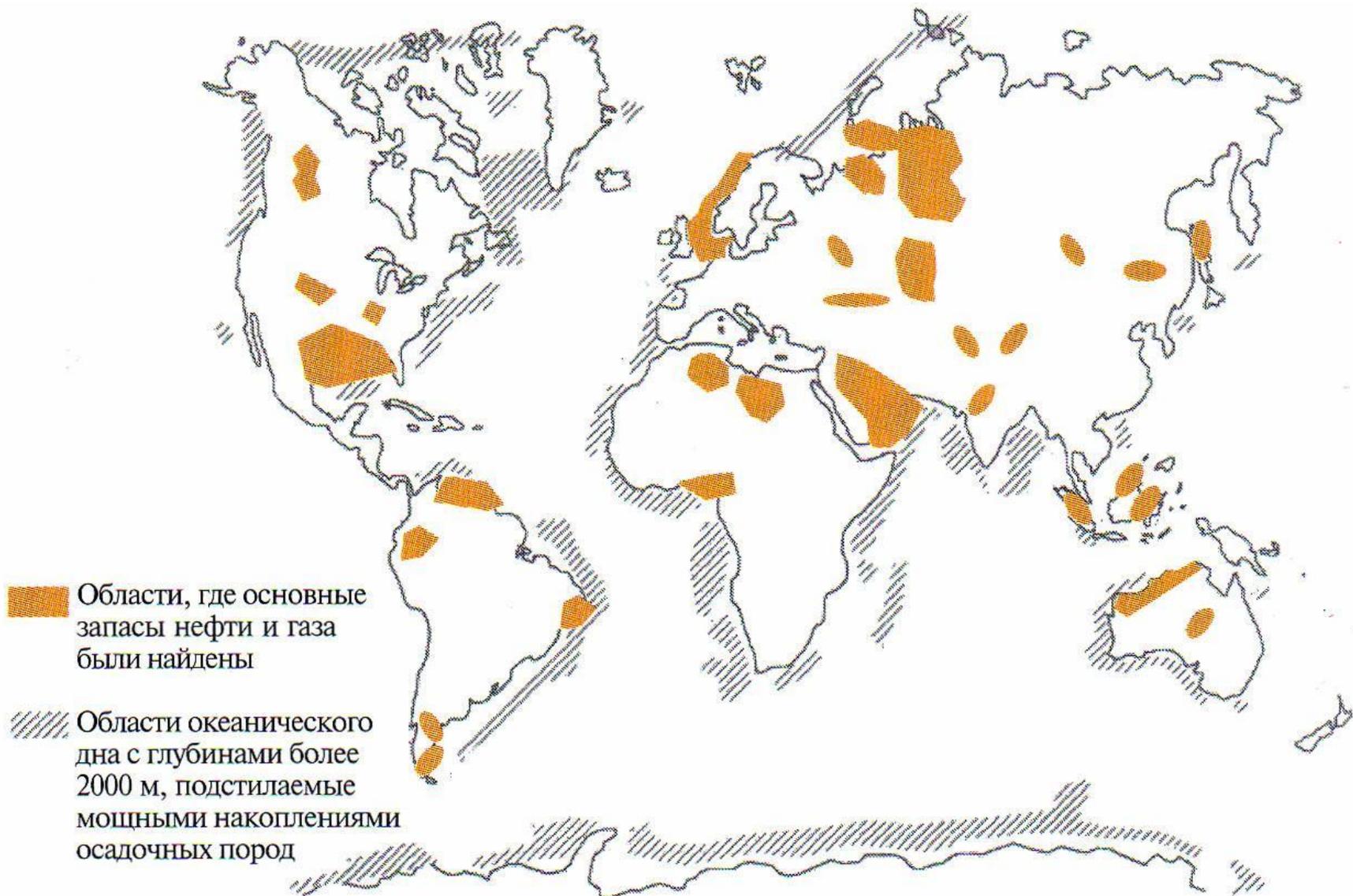
Москва 2005

Мировые и Российские запасы нефти и газа

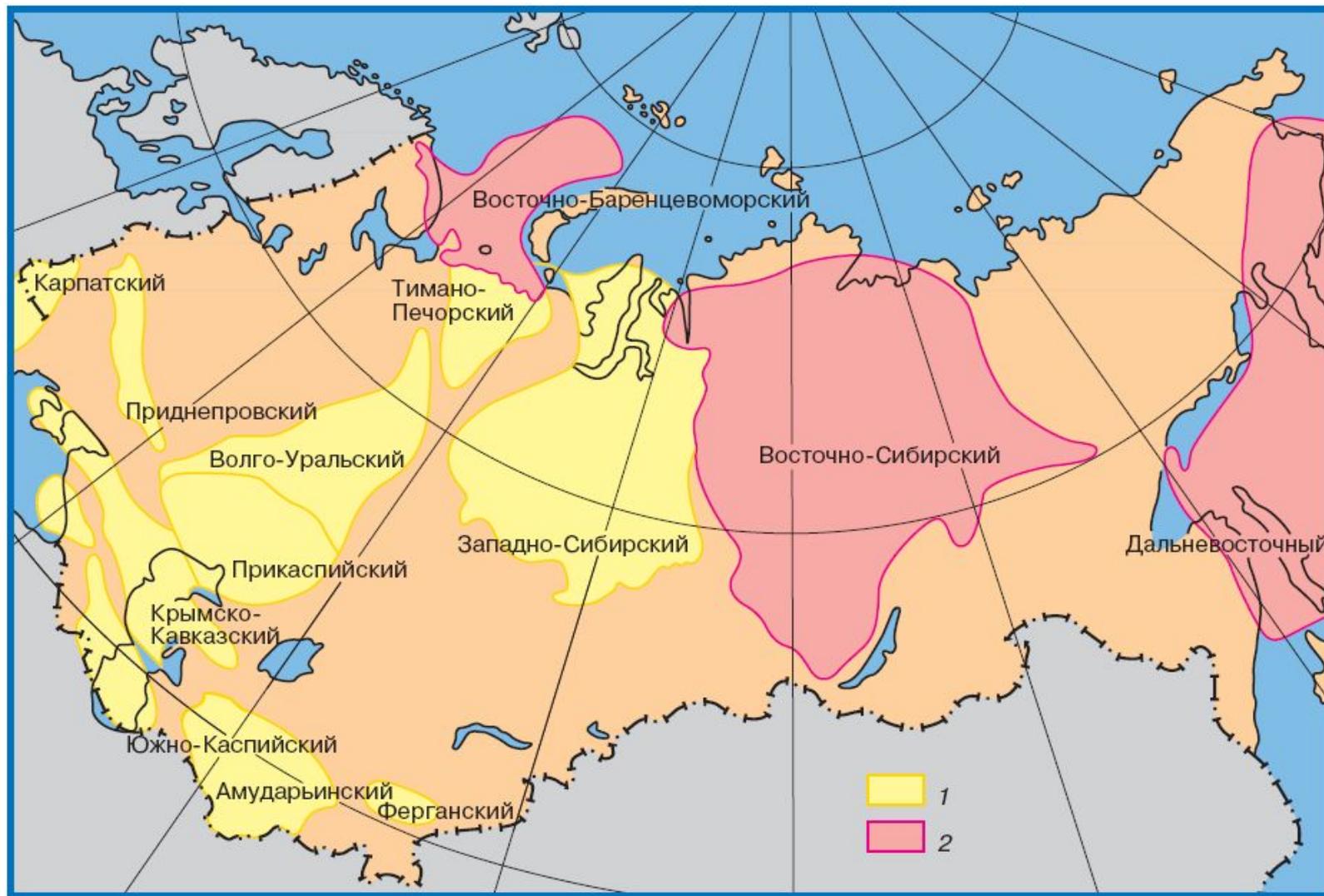


Введение

Мировые скопления углеводородов

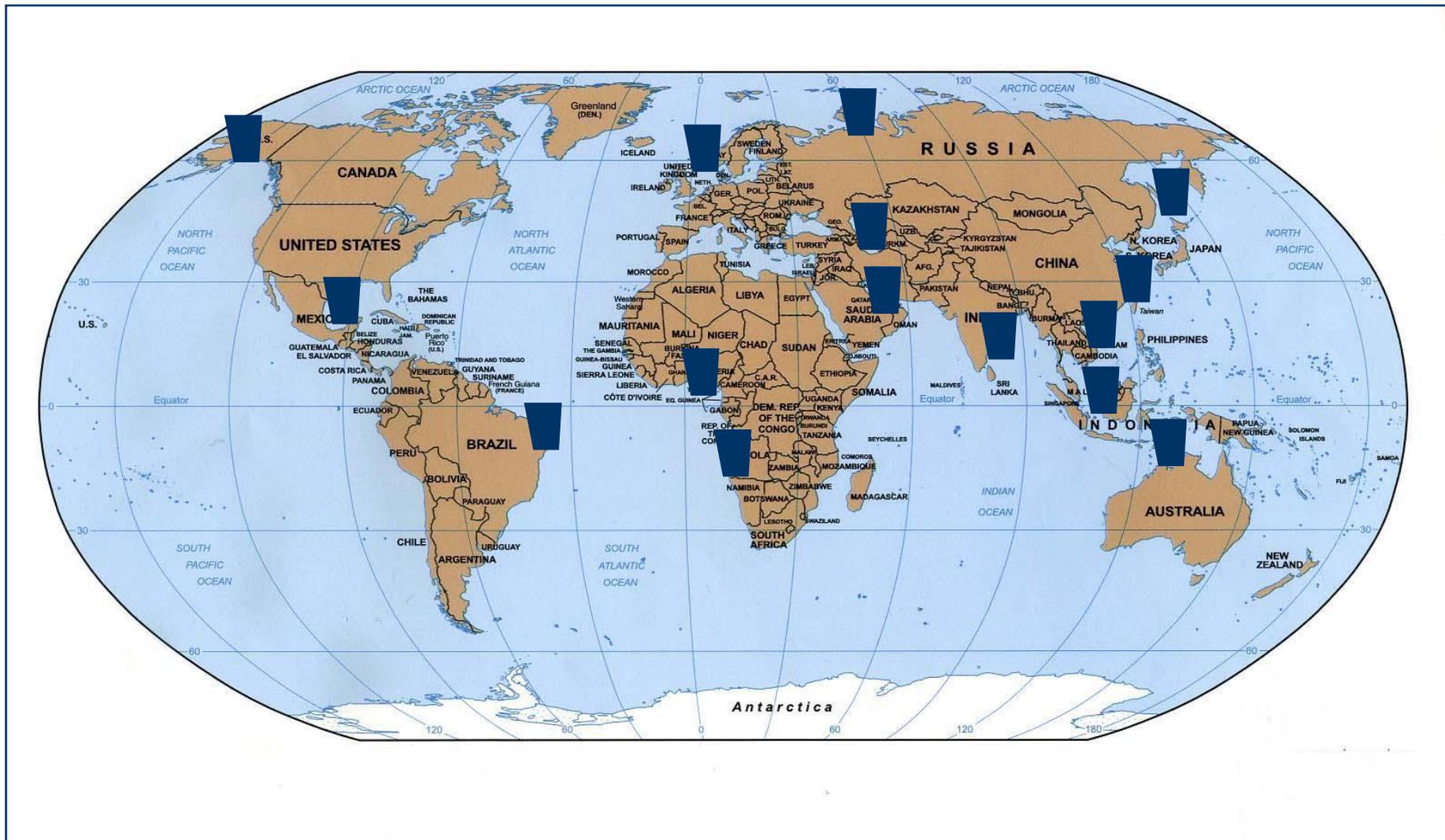


Нефтегазоносные бассейны стран СНГ

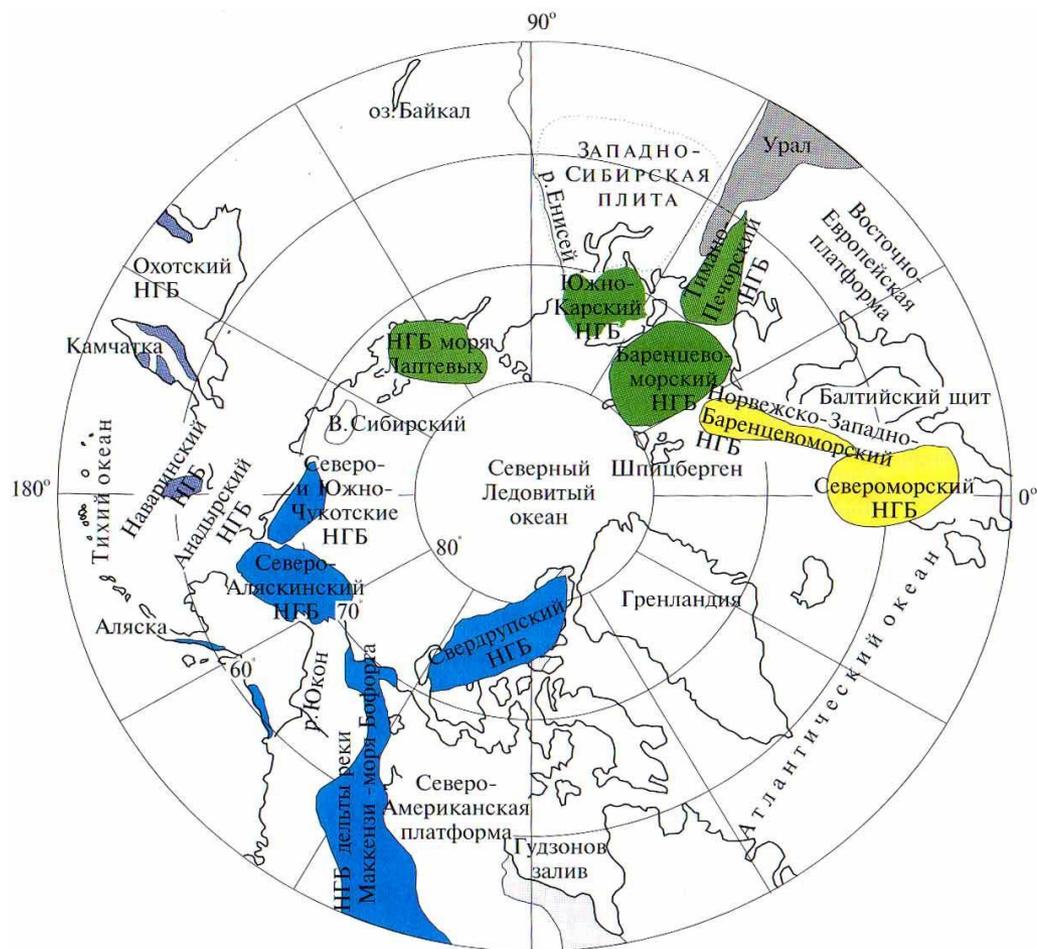


1 – районы, где идет добыча нефти и газа, 2 – районы, где добыча только начинается

Шельфовая добыча углеводородов

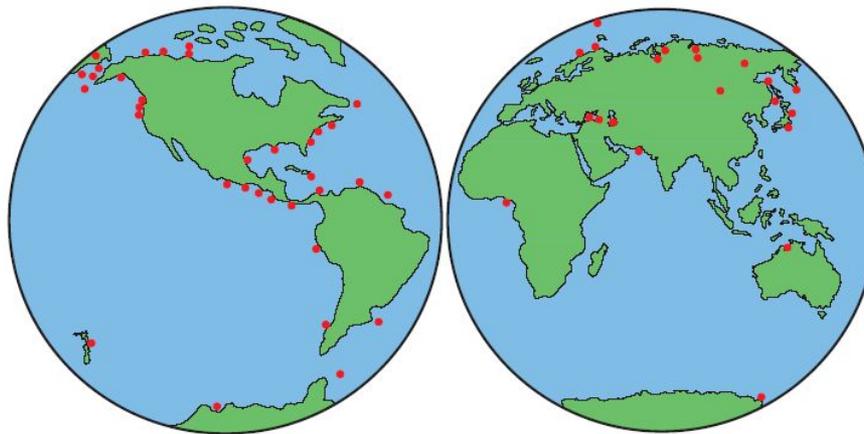


Нефтегазоносные бассейны Арктики



- НГБ восточного сегмента Арктического шельфа
- НГБ Северо-Атлантического шельфа
- НГБ западного сегмента Арктического шельфа
- НГБ северо-западного сектора Тихоокеанского подвижного пояса

Запасы углеводородов на Земле

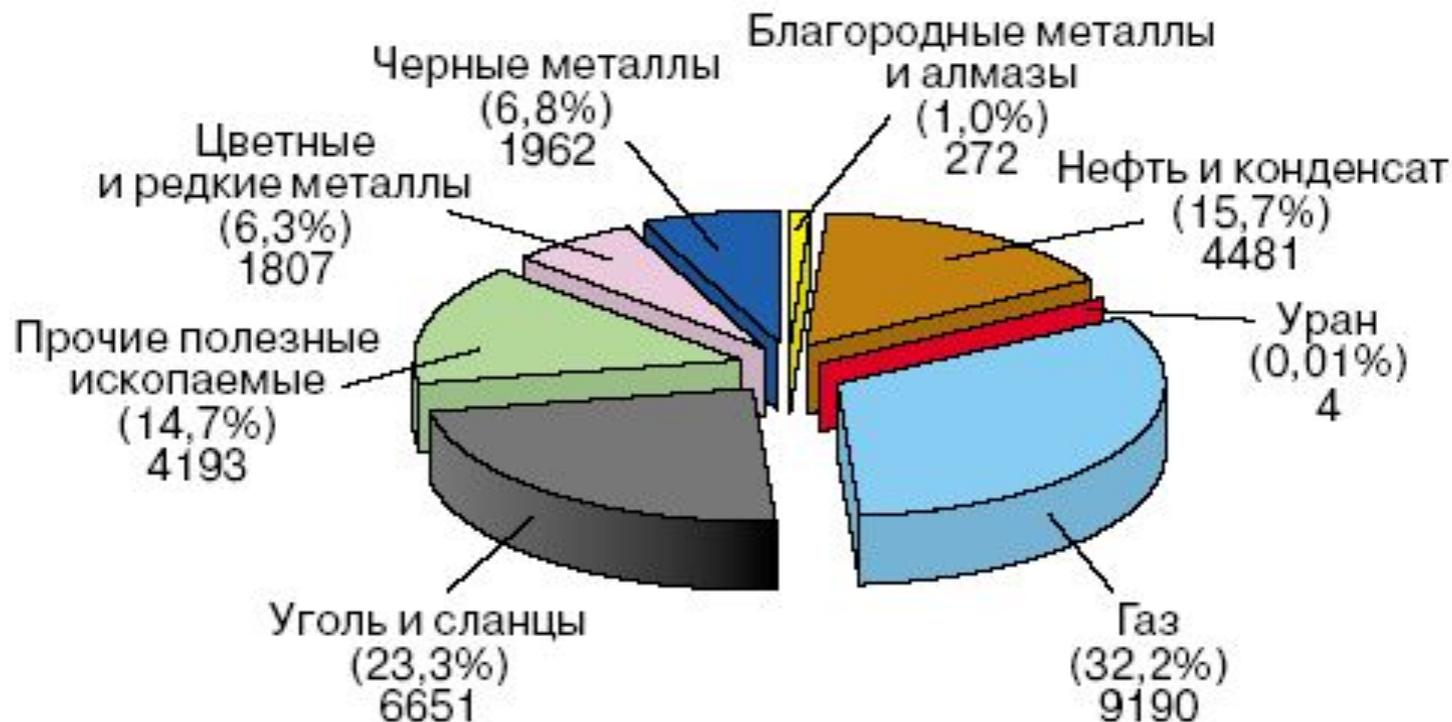


Разведанные
месторождения
газовых гидратов



Горение гидратов

Стоимость запасов ископаемых России



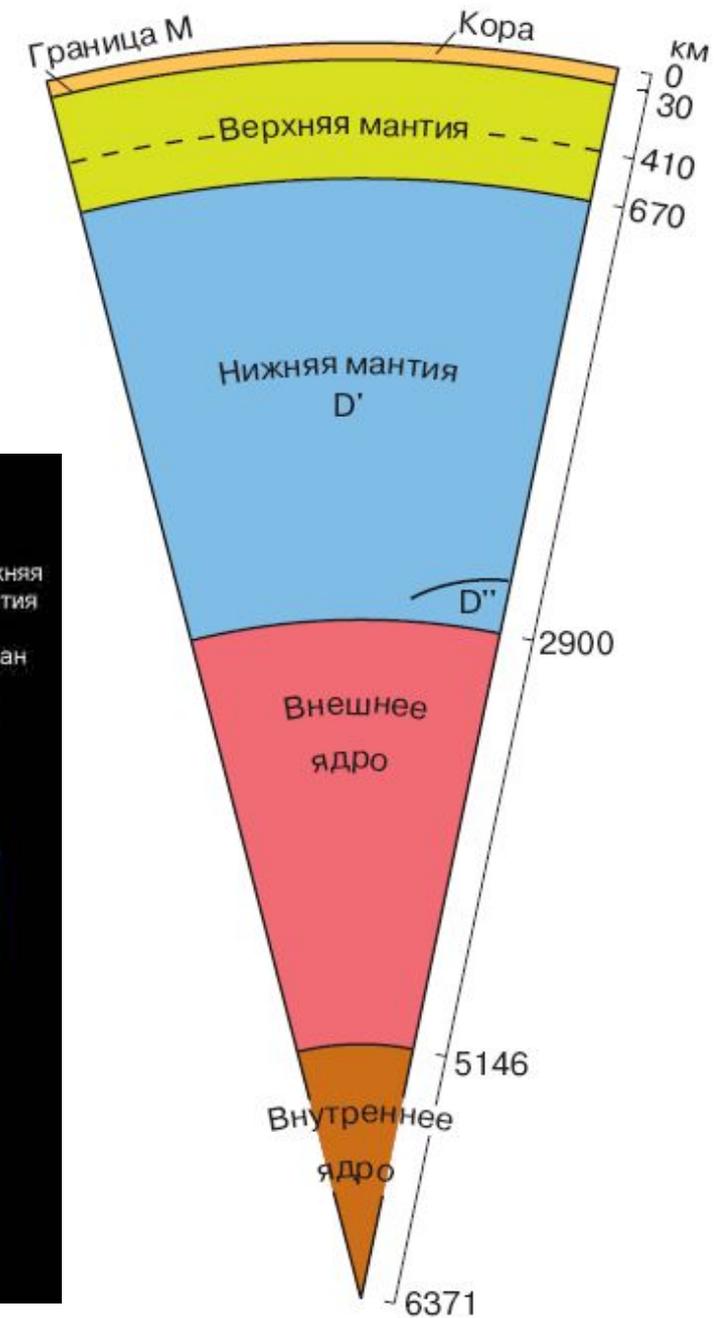
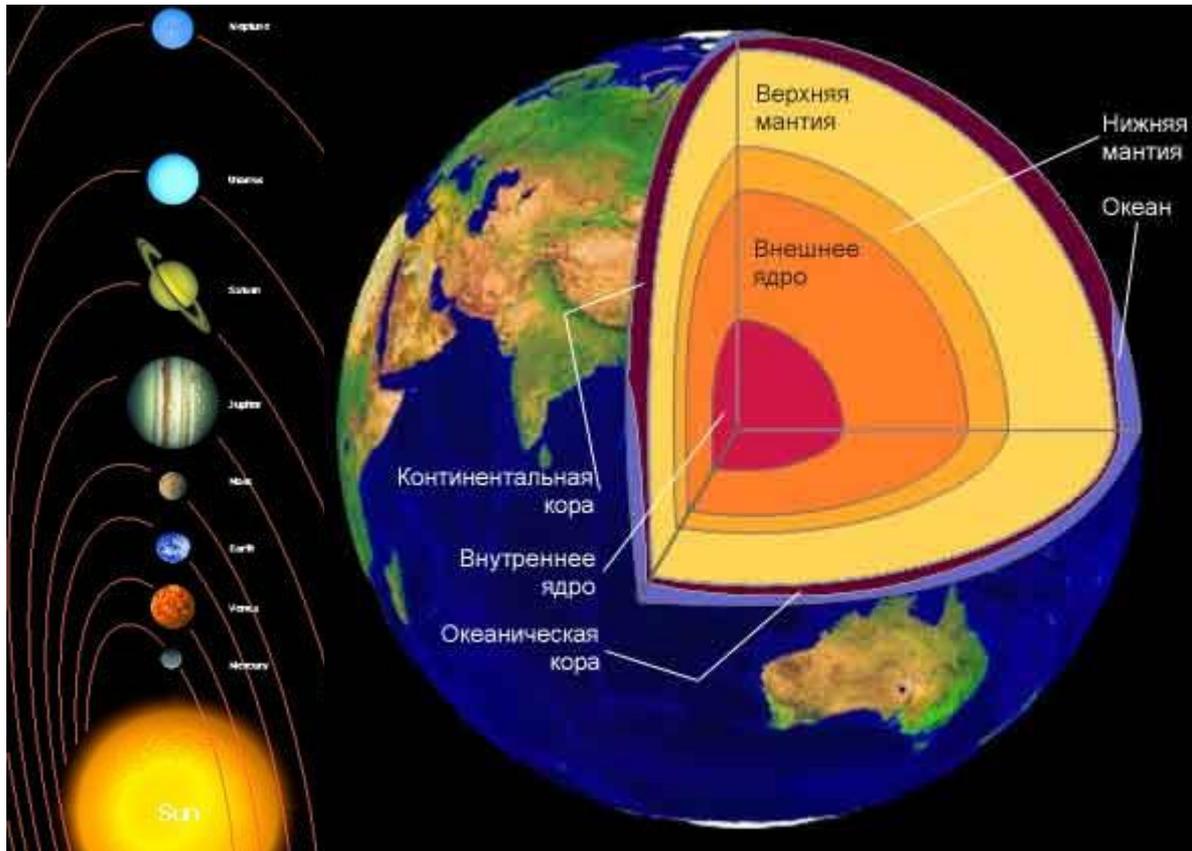
Общая потенциальная стоимость запасов полезных ископаемых России
млрд. долларов США

Строение Земли

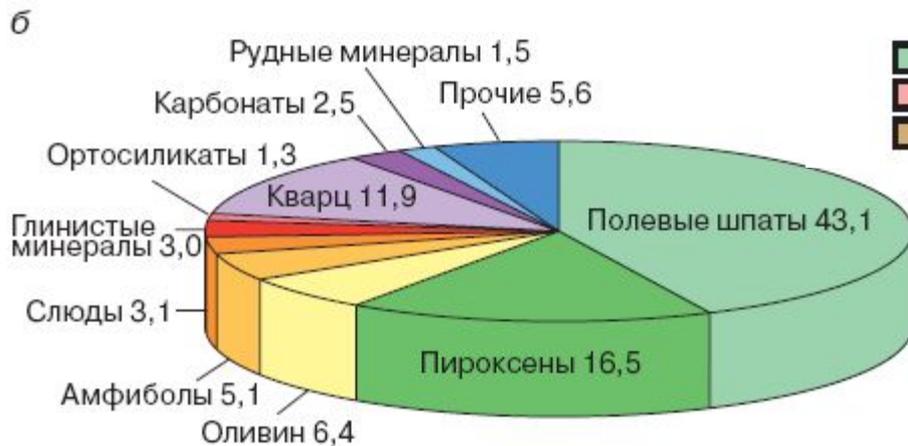
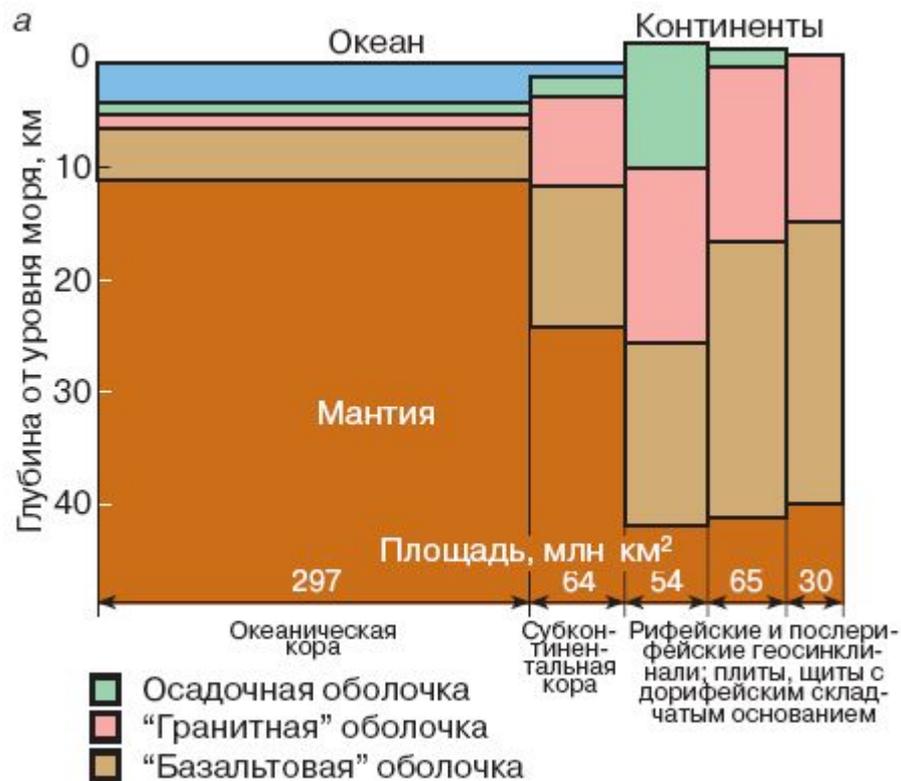


Часть 1

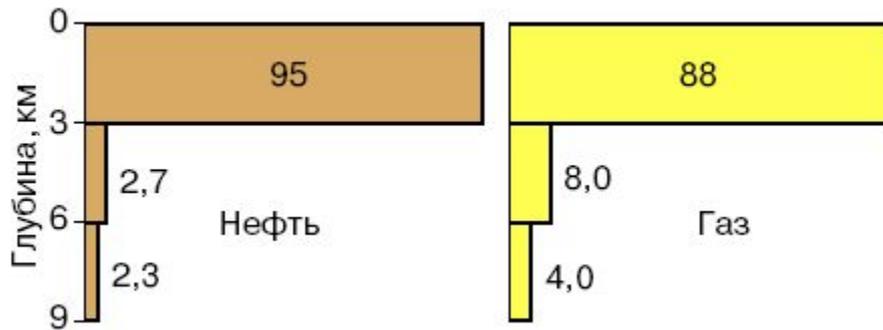
Строение Земли



Строение и состав земной коры



Запасы нефти и газа



Распределение запасов нефти и газа бассейнов СНГ по глубине залегания

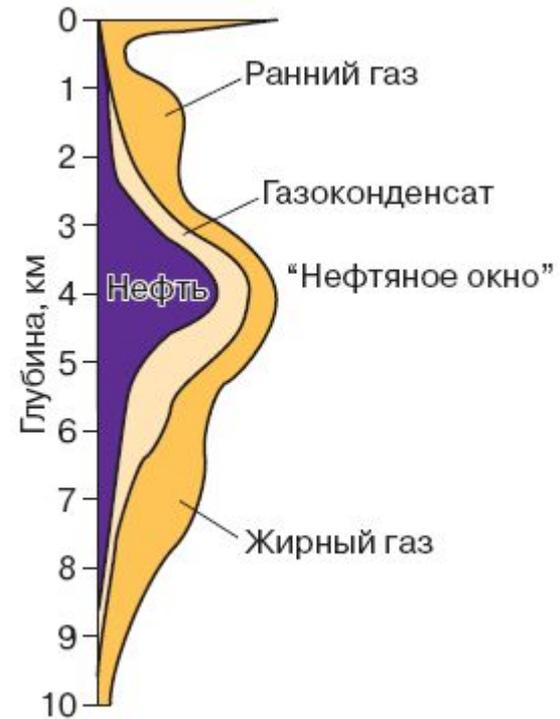


Схема вертикальной зональности генерации нефти и газа из органического вещества

Виды ловушек нефти и газа

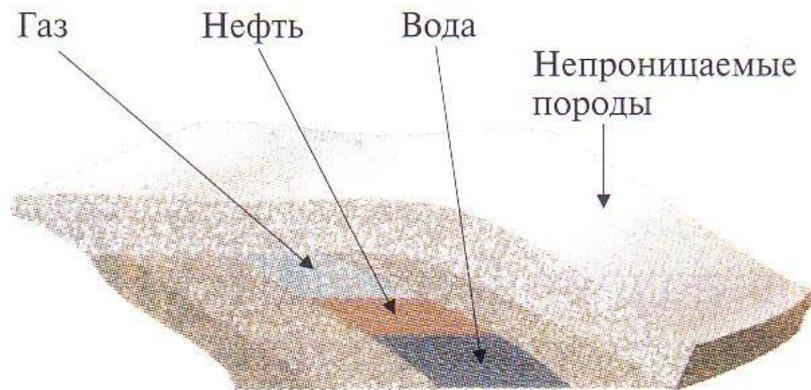
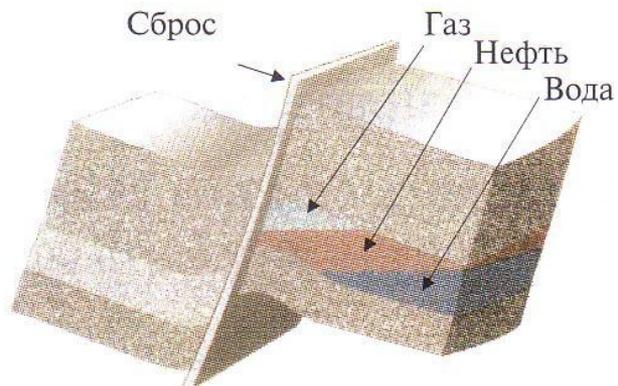
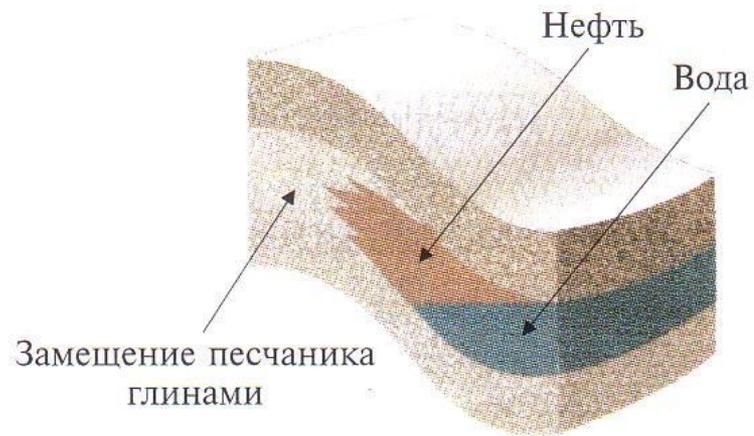
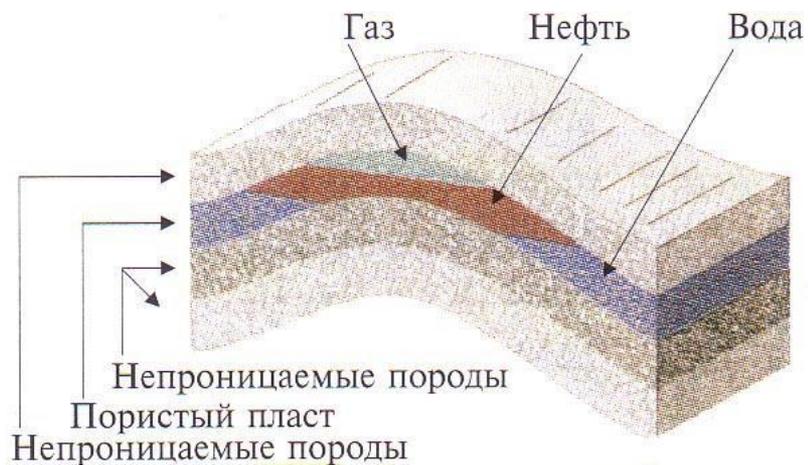
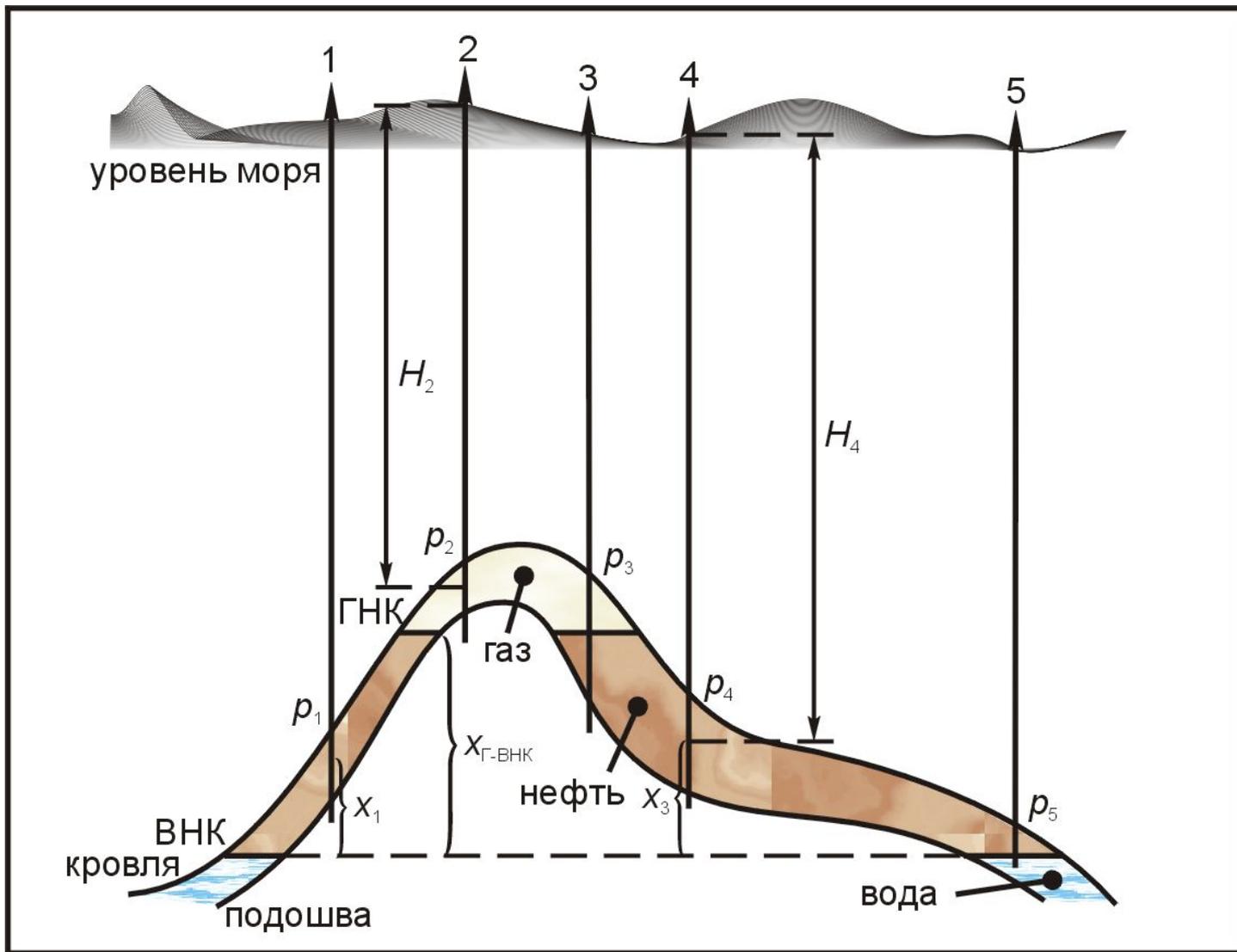


Схема нефтегазовой залежи



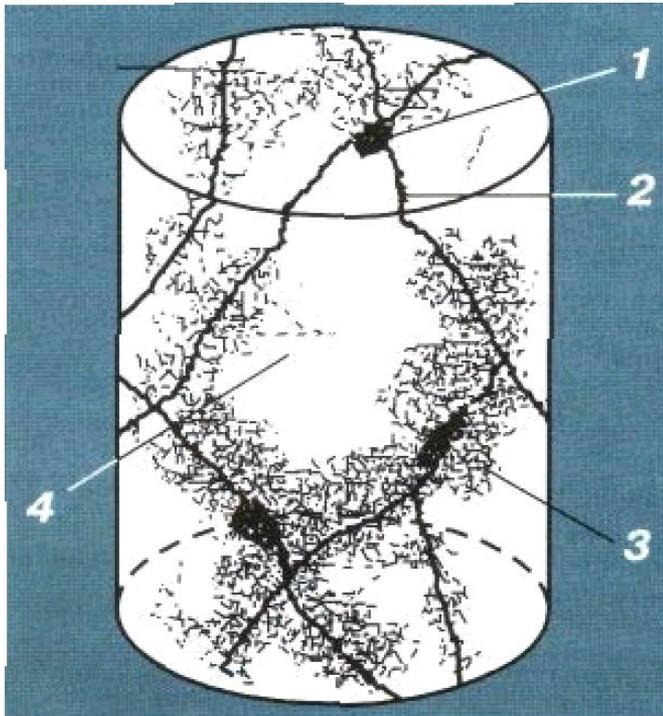
Основные свойства горных пород - коллекторов



Часть 2

Пористость

Пористость является емкостной характеристикой породы, то есть продукция, находящаяся в породе, целиком находится в пустотах породы. Но не все пустоты, содержащие нефть, газ или жидкость сообщаются между собой – такие поры называются закрытыми, продукция из них не может быть извлечена традиционными способами добычи. Сообщающиеся между собой поры называются открытыми, их объем важен для подсчета запасов нефти, газа и газового конденсата.



Слепок каналов порового пространства породы-коллектора



Структура порового пространства карбонатных пород:

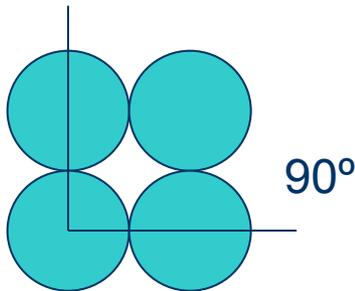
- 1 - каверны
- 2 - макротрещины
- 3 - высокопустотные участки матрицы
- 4 - плотная непроницаемая матрица

Пористость фиктивного грунта

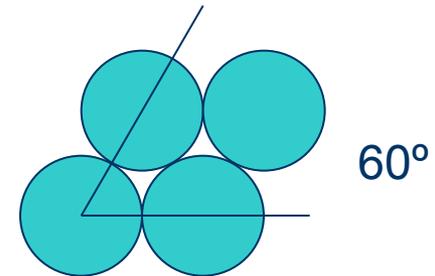
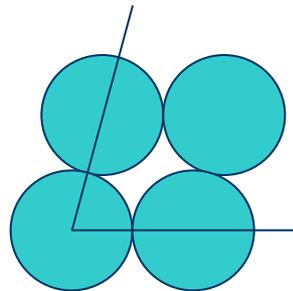
$$m = \frac{V_{\text{пустот}}}{V_{\text{породы}}} \quad [\%, \text{ доли}]$$

Фиктивный грунт – модель, состоящая из шариков одинакового диаметра
Его коэффициент пористости не зависит от размеров шариков, а зависит только от способа их укладки.

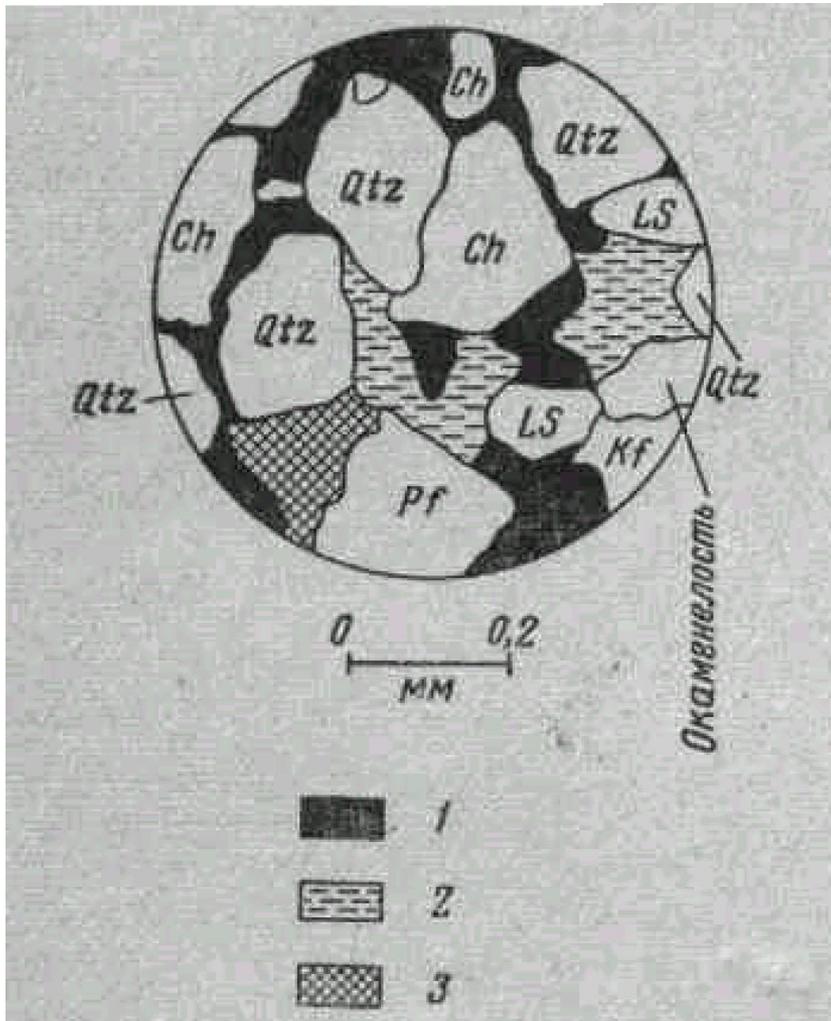
$$m_{\text{max}} = 47.6\%$$



$$m_{\text{min}} = 25.8\%$$



Гранулометрический состав



Фотография шлифа песчаника в поляризованном свете:

1 - поровое пространство

2 - глина,

3 - кальцит (цемент),

Kf - калийный полевой шпат,

Ls - известняк,

Qtz - кварц,

Pf - плагиоклазовый полевой шпат,

Ch - халцедон

Удельная поверхность породы

Под удельной поверхностью породы понимают суммарную поверхность порового пространства (включая все поры, трещины и каверны) в единице объема породы.

Для фиктивного грунта применяется следующая формула:

$$F_{уд} = \frac{6 \cdot V_{породы} \cdot (1 - m)}{\pi \cdot d^3}$$

$$\left[\frac{м^2}{м^3}, \frac{1}{м} \right]$$

Удельная поверхность породы с пористостью 25.9%, состоящей из частиц диаметром 0.1 мм составляет 44460 м²/м³.

Удельная поверхность породы

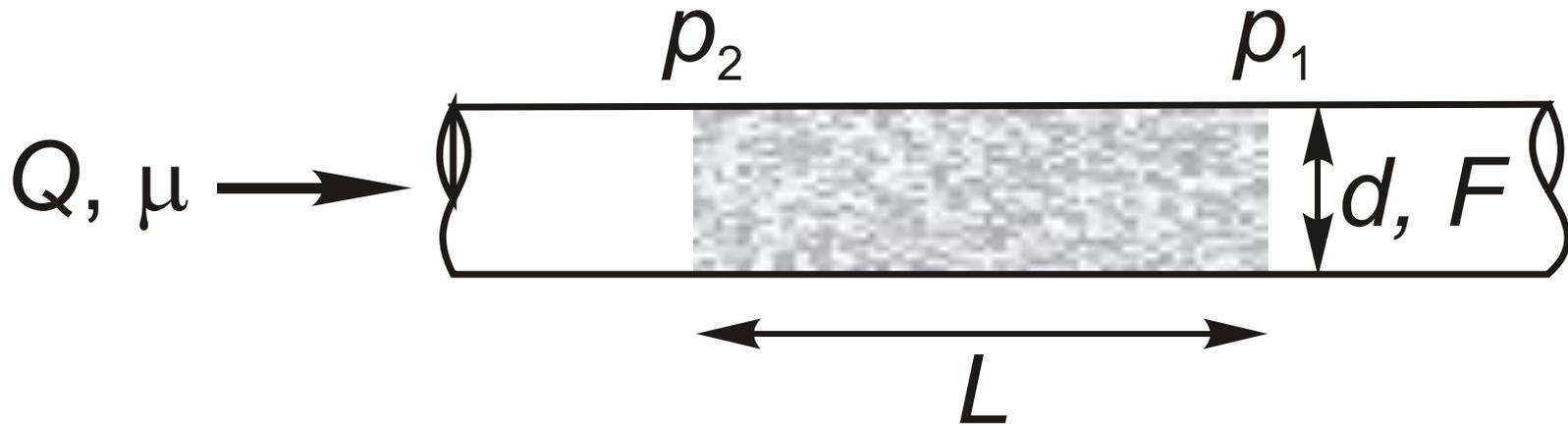
Удельная поверхность реального грунта может быть приблизительно вычислена по уравнению Козени:

$$F_{уд} = \frac{7000 \cdot m \cdot \sqrt{m}}{\sqrt{k}}$$

$$\left[\frac{см^2}{см^3}, \frac{1}{см} \right]$$

Проницаемость

Способность коллектора пропускать сквозь себя жидкости или газы при наличии перепада давления



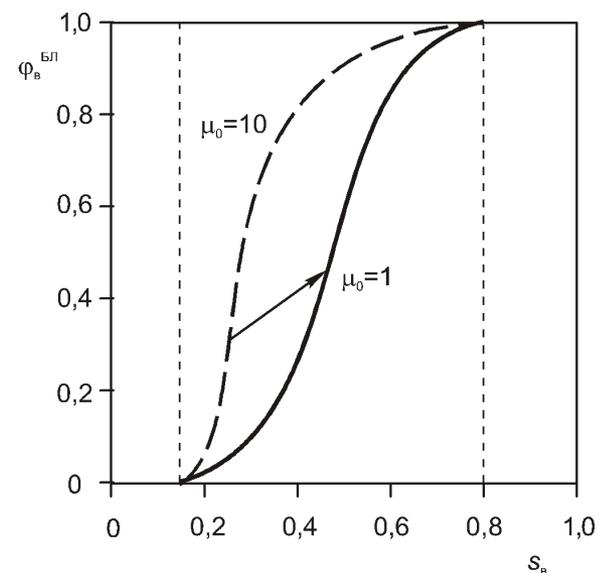
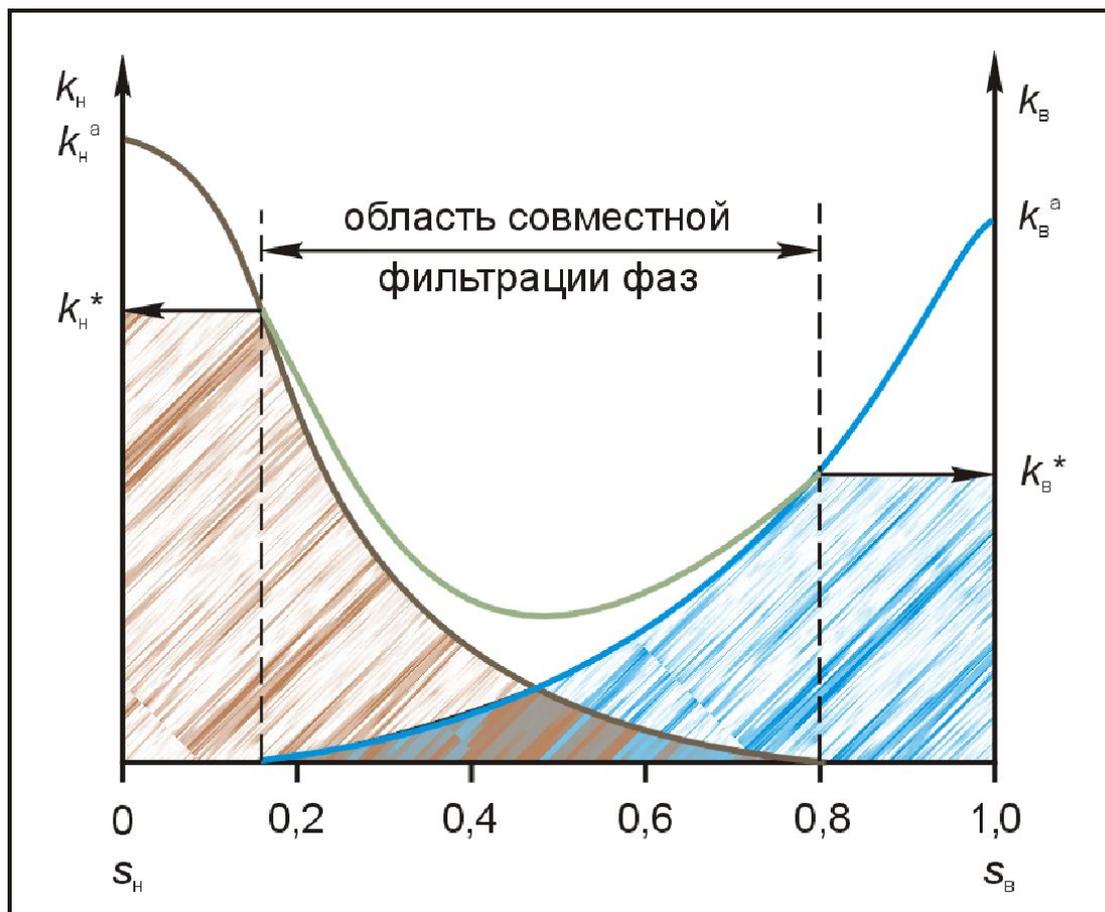
Закон Дарси

$$Q = k \frac{S \cdot (P_2 - P_1)}{\mu \cdot L} \quad k \equiv [Д, м^2]$$

$1 \text{ Д} = 1.02 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$

Фазовая проницаемость

Фазовая проницаемость – проницаемость коллектора для одной из насыщающих ее фаз при наличии градиента давления



Доля воды в двухфазном потоке, фильтрующемся сквозь породу, называется функцией Баклея-Левретта.

Упругие свойства

При изменении давления меняется объем любого вещества.
При снижении давления увеличиваются объемы нефти и воды, насыщающих породу:

$$\Delta V_{\text{жидкости}} = -\beta_{\text{жидкости}} \cdot \Delta p \cdot V_{\text{жидкости}}$$

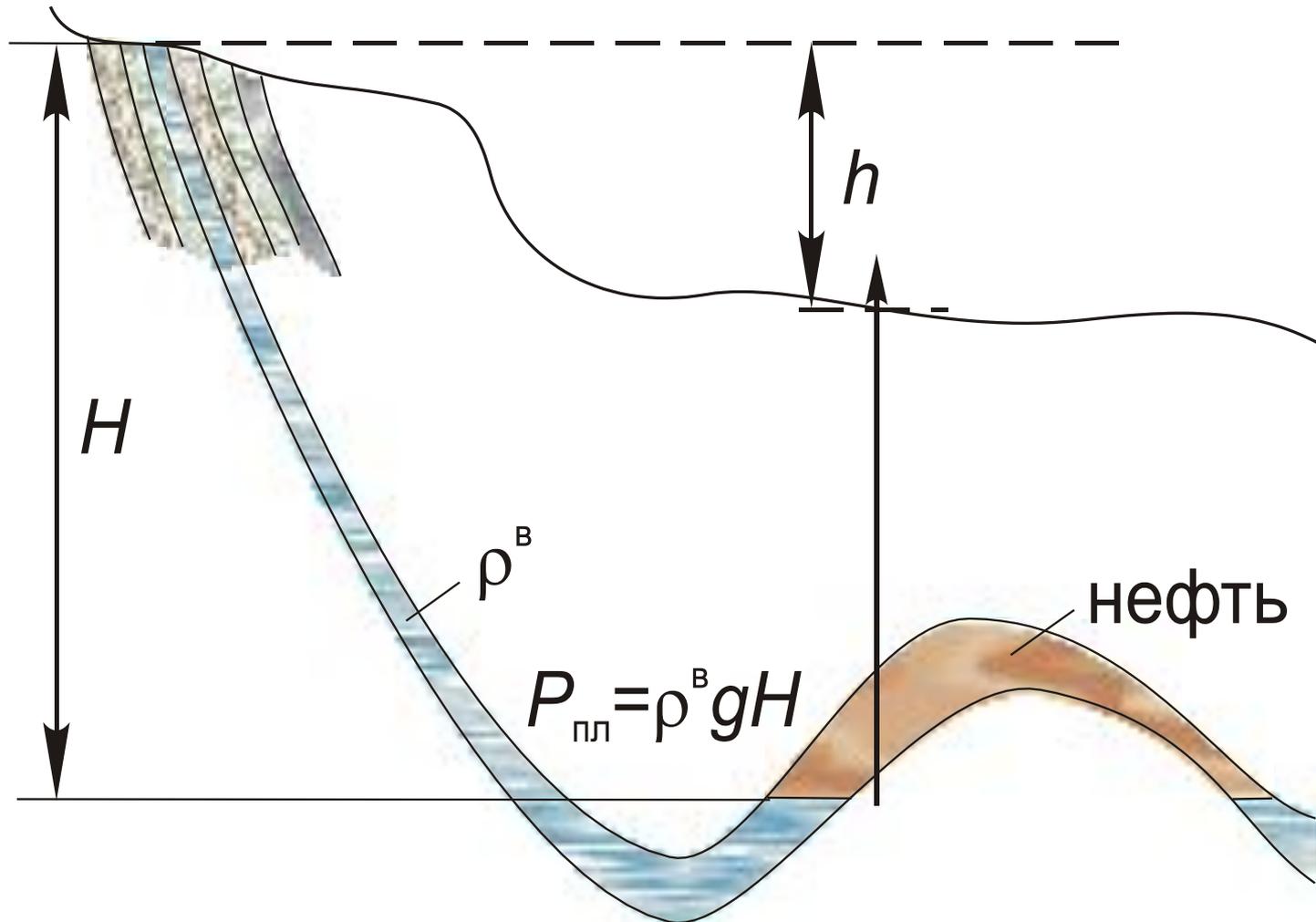
Также происходит увеличение объема зерен скелета породы:

$$\Delta V_{\text{породы}} = -\beta_{\text{породы}} \cdot \Delta p \cdot V_{\text{породы}}$$

Оба этих явления приводят к вытеснению жидкости на поверхность.
Существует параметр упругоёмкости пласта:

$$\beta^* = \beta_{\text{породы}} + m \cdot \beta_{\text{жидкости}}$$

Пластовое давление



Пластовая температура

$$t = \frac{H_{пл} - H_0}{G} + t_0$$

t – пластовая температура

t_0 – температура нейтрального слоя (3-20°C)

$H_{пл}$ – глубина залегания пласта

H_0 – глубина залегания нейтрального слоя

G – геотермическая ступень м/°С

Насыщенность коллекторов

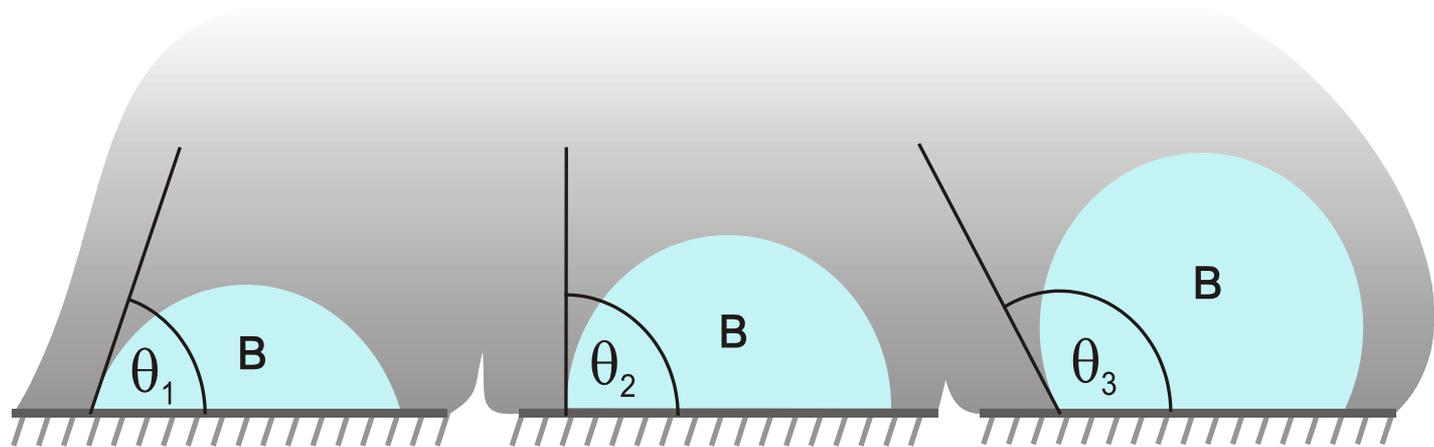
Водонасыщенность $S_{\text{воды}} = \frac{V_{\text{воды}}}{m \cdot V_{\text{породы}}}$

Нефтенасыщенность $S_{\text{нефти}} = \frac{V_{\text{нефти}}}{m \cdot V_{\text{породы}}}$

Газонасыщенность $S_{\text{газа}} = \frac{V_{\text{газа}}}{m \cdot V_{\text{газа}}}$

$$S_{\text{воды}} + S_{\text{нефти}} + S_{\text{газа}} = 1$$

Смачиваемость пород



Гидрофильная
(олеофобная)
порода

Нейтральная
порода

Гидрофобная
(олеофильная)
порода

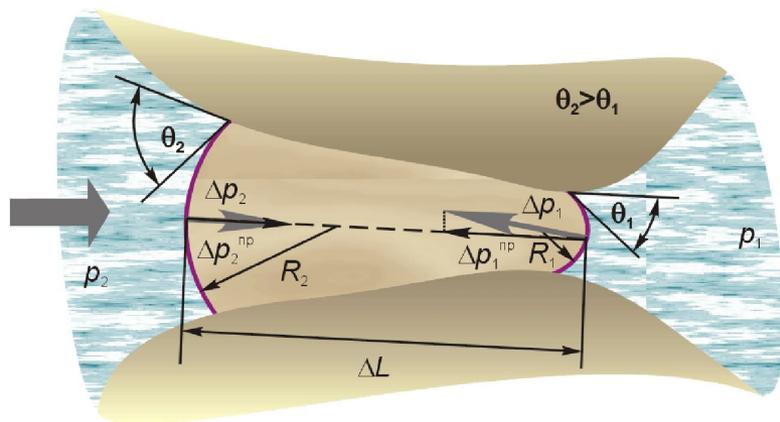


Схема проявления капиллярных сил при прохождении капельной жидкости (нефти) через сужения пор.

Свойства пластовых флюидов



Часть 3

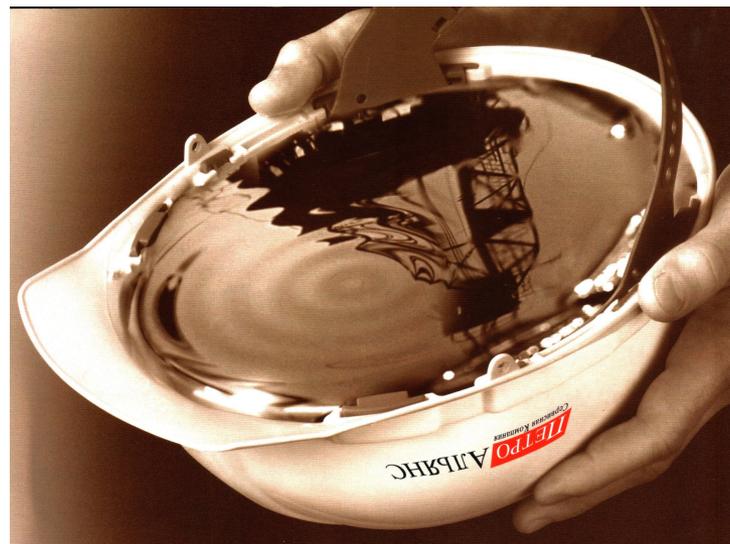
Состав нефти

Пластовая нефть – сложная, изменчивая по составу, многокомпонентная жидкость, состоящая из углеводородных и гетероатомных соединений с растворенными в ней углеводородными и неуглеводородными газами и твердыми веществами.

Содержание углерода в нефти достигает 82-87% (по массе), водорода – 11-15%.

Из неуглеводородных примесей в состав нефти входят сера (до 7%), азот (до 2%), кислород (до 1.5%), а также в очень ограниченном количестве – инертные газы и редкие металлы.

Нефти различных месторождений значительно отличаются друг от друга по фракционному составу. Легкие нефти, в основном, состоят из бензиновых и керосиновых фракций. Нефти Западной Сибири, например, на 70-75% состоят из фракций, выкипающих до 200°C.



Свойства нефти

Давление насыщения нефти газом – равновесное давление, при котором в процессе изотермического снижения давления система переходит в двухфазное состояние (то есть появляется новая газообразная фаза).

$$P_{нас} \quad [МПа]$$

Газосодержание – отношение объемов нефтяного газа и дегазированной нефти, полученных после однократного стандартного разгазирования пластовой нефти. Достигает $1000 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

$$G = \frac{V_{газа}}{V_{нефти}} \quad \left[\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}, \frac{\text{м}^3}{\text{т}} \right]$$

Объемный коэффициент нефти – отношение объема пластовой нефти в пластовых условиях к объему дегазированной нефти (после однократного стандартного разгазирования). Меняется 1.02-3.5

$$b_n = \frac{V_{н.пл.}}{V_{н.ст.}} \quad \left[\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}, \text{доли} \right]$$

Свойства нефти

Плотность нефти

Различают плотность нефти в пластовых условиях (500-900 кг/м³) и плотность дегазированной нефти (700-1000 кг/м³). Снижение плотности вызвано выделением из нефти газа.

$$\rho \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right]$$

Динамическая вязкость – свойство жидкости оказывать сопротивление перемещению ее слоев относительно друг друга.

$$\mu_{\text{н.пл.}} = 0.2-1000 \text{ мПа} \cdot \text{с}$$

$$\mu_{\text{н.пл.}} = 0.8-20000 \text{ мПа} \cdot \text{с}$$

$$\mu \left[\text{Па} \cdot \text{с} \right]$$

Свойства нефтяного газа

Газ пластовой нефти – углеводородные и неуглеводородные компоненты пластовой нефти, агрегатное состояние каждого из которых при стандартных условиях газообразное (азот, гелий, диоксид углерода, сероводород, метан, этан, пропан, i-бутан, n-бутан).

Нефтяной газ характеризуется **составом, плотностью и молярной массой**.

Для расчетов движения нефтяного газа в промысловых трубопроводах необходимо знать **вязкость нефтяного газа**.

Нефтяной газ, контактируя с пластовой водой, насыщается парами воды. Содержание паров воды в нефтяном газе характеризуется **влажностью**.

Абсолютная влажность – массовая концентрация паров воды в нефтяном газе при заданных термобарических условиях.

Равновесная абсолютная влажность – максимально возможная концентрация насыщенных паров воды в нефтяном газе при рассматриваемых термобарических условиях.

Относительная влажность – доля фактической абсолютной влажности нефтяного газа от равновесной.

Фазовые переходы газа и нефти



1 – кривая начала
парообразования

2 – кривая начала конденсации

C – критическая точка

3,4,5 – линии одинакового
объемного содержания жидкости
(и, соответственно, газа)

N – критконденбара

M – криткондентерма

Штриховка – зоны ретроградных
явлений

Свойства пластовой воды

Пластовые воды нефтяных месторождений, как правило, представляют собой сложные многокомпонентные системы. Обычно они содержат ионы растворимых солей, ионы микроэлементов, коллоидные частицы, растворенные газы, нефтяные кислоты и их соли.

Количественные соотношения между этими ионами определяют тип пластовых вод.

Минерализация воды - S_v , [мг/л]

Под минерализацией воды понимают общее содержание растворенных в ней солей.

Кислотность воды

$pH=7$ – нейтральная, $pH>7$ – щелочная, $pH<7$ – кислая.

Плотность пластовой воды ($1050-1200$ кг/м³) в зависимости от минерализации в первом приближении может быть рассчитана по формуле:

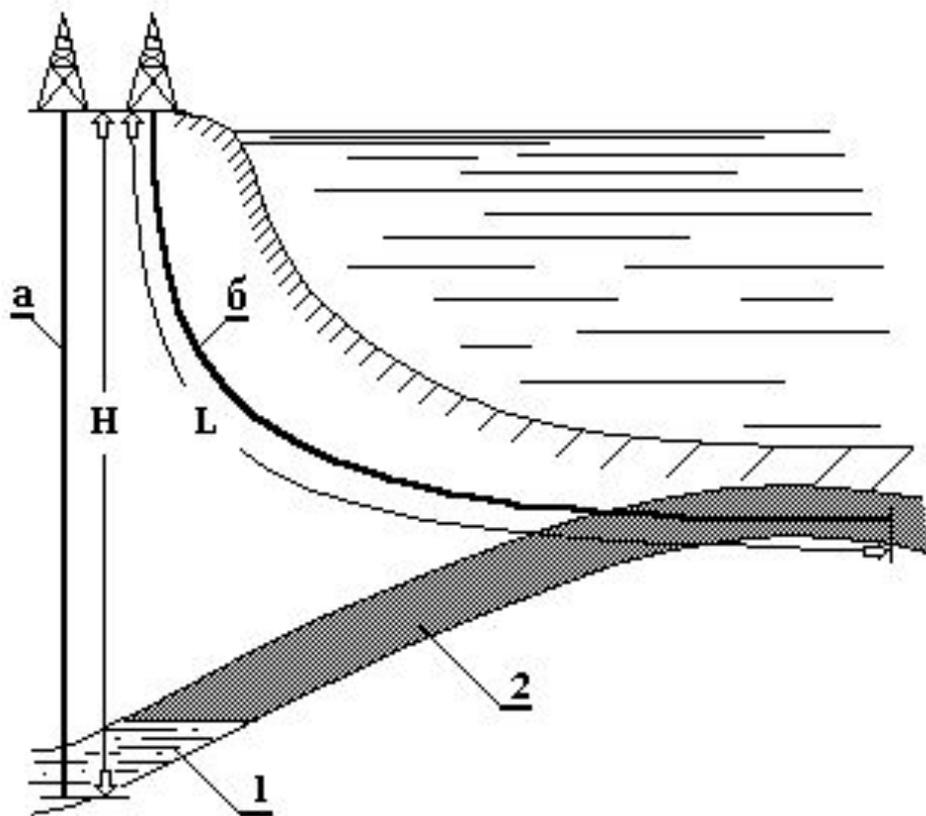
$$\rho_{\text{воды}} = \rho_{\text{дист.воды}} + 0.7647 \cdot S_v$$

Понятие о конструкции скважины



Часть 4

Скважина

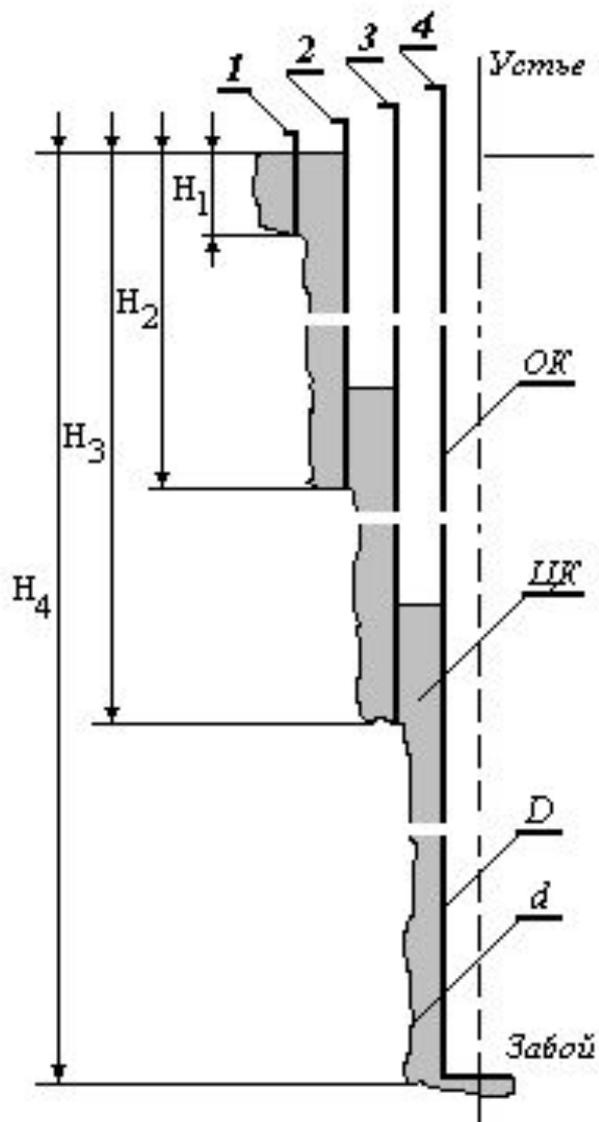


Скважина – это вертикальная (а) или наклонно-направленная (б) горная выработка, длина которой (L) намного больше ее диаметра, сооружаемая без проникновения туда человека, соединяющая продуктивный пласт с поверхностью Земли.

Расстояние по вертикали от забоя скважины до ее устья называется глубиной скважины (H).

На данном рисунке вертикальная скважина (а) пробурена в водоносную часть пласта (1) и используется как нагнетательная в системе законтурного заводнения, а скважина (б), горизонтально пробуренная в нефтеносную часть пласта (2), используется как добывающая.

Элементы конструкции скважины



Скважины бурят специальными буровыми установками со ступенчатым уменьшением диаметра от устья до забоя. Начальный диаметр скважины не превышает обычно 900 мм, а конечный редко бывает меньше 75 мм.

Схема характерной многоколонной конструкции скважины:

- 1 – направление (50 м)
- 2 – кондуктор (до 400 м)
- 3 – промежуточная колонна
- 4 – обсадная колонна (ОК), при эксплуатации скважины называется эксплуатационной колонной (ЭК)

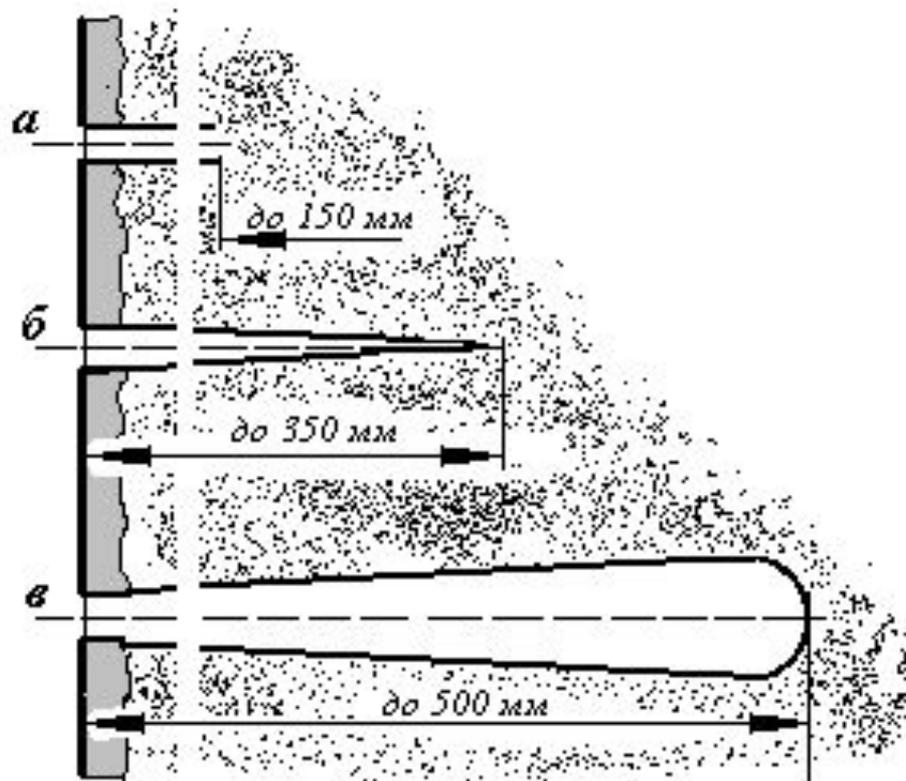
ЦК – цементный камень

Перфорация

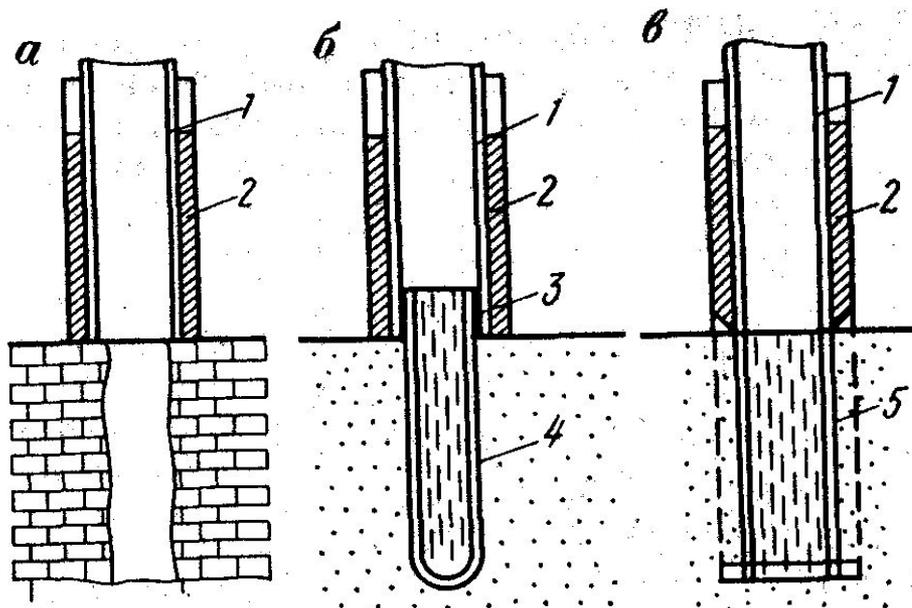
Пулевая перфорация
Наиболее простая и дешевая

Кумулятивная перфорация

Гидропескоструйная перфорация
Наиболее безвредная

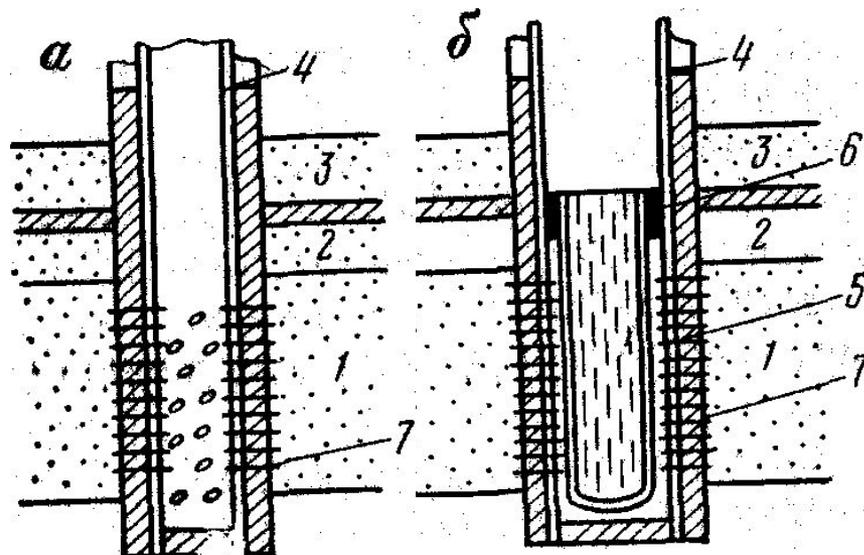


Схемы забойных фильтров

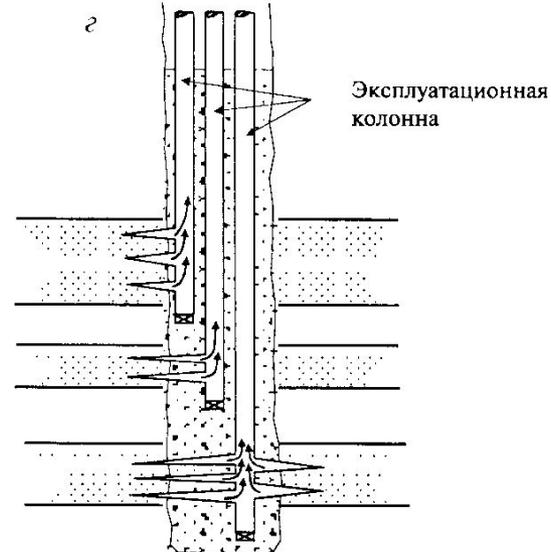
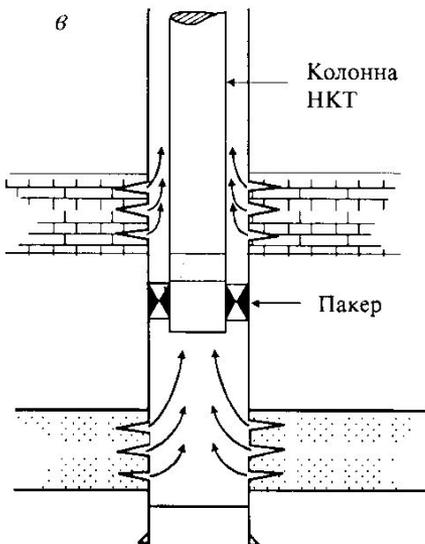
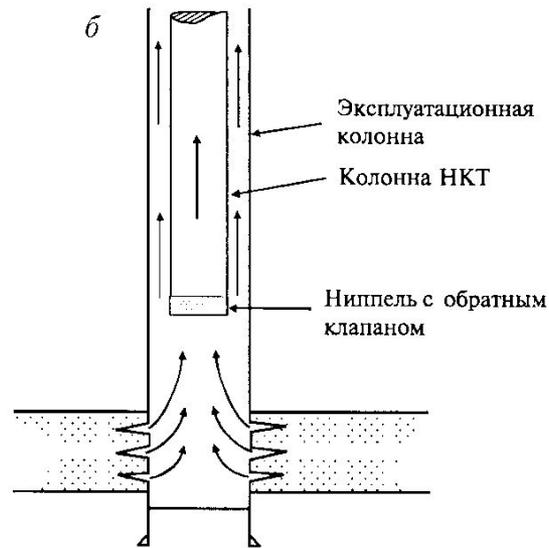
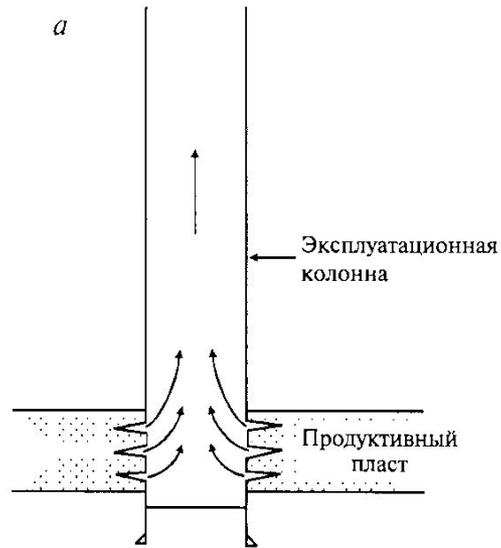


- 1 – обсадные трубы
- 2 – цемент
- 3 – сальник
- 4 – фильтр-хвостовик
- 5 – фильтр-продолжение обсадной трубы

- 1 – продуктивный пласт
- 2 – газонасыщенный пласт
- 3 – водоносный пласт
- 4 – обсадные трубы
- 5 – фильтр-хвостовик, ограничивающий поступление песка
- 6 – пакер-сальник
- 7 – перфорационные отверстия



Заканчивание скважин



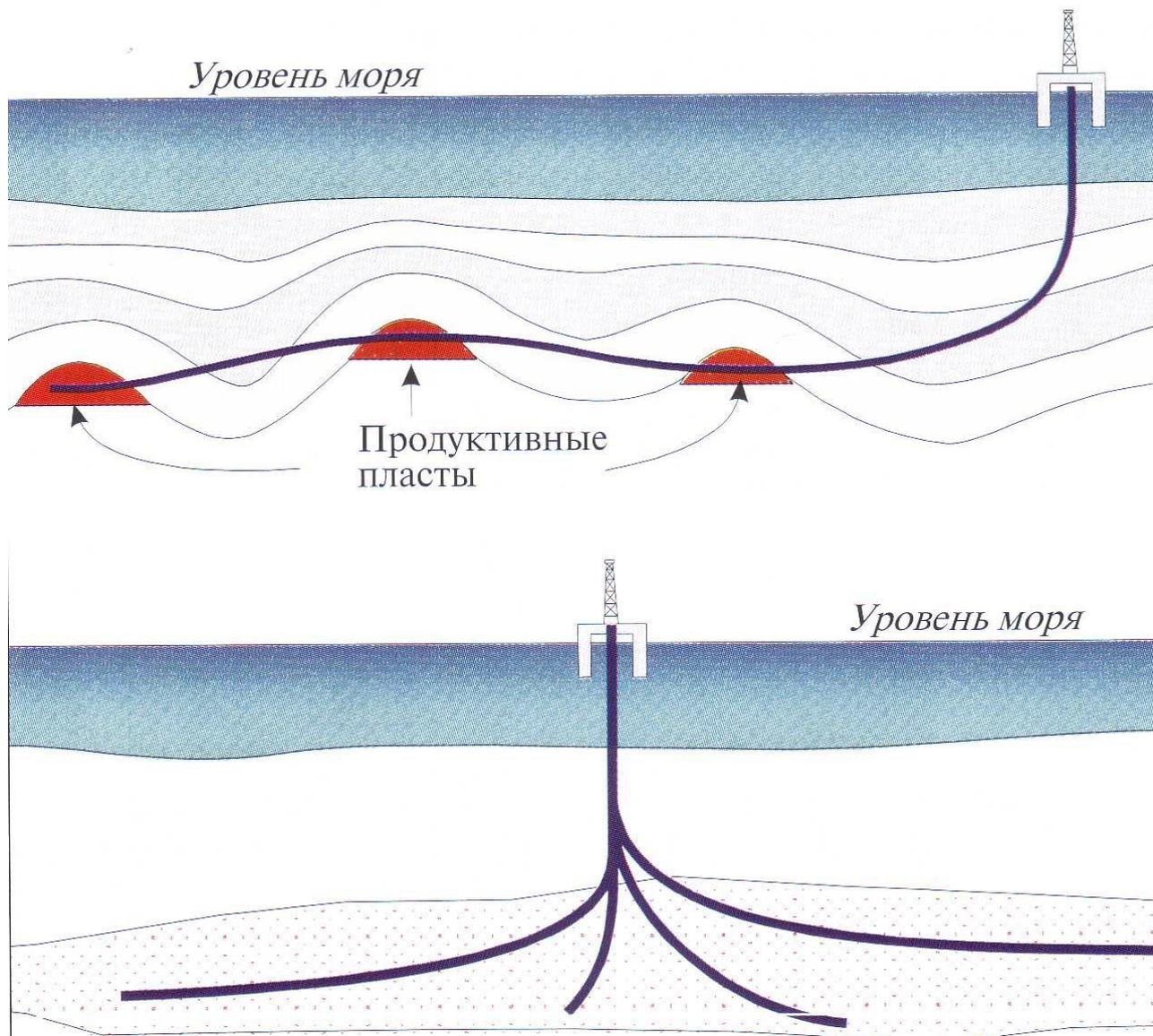
а – простое заканчивание, добыча нефти через обсадную колонну

б – простое заканчивание, добыча нефти через НКТ

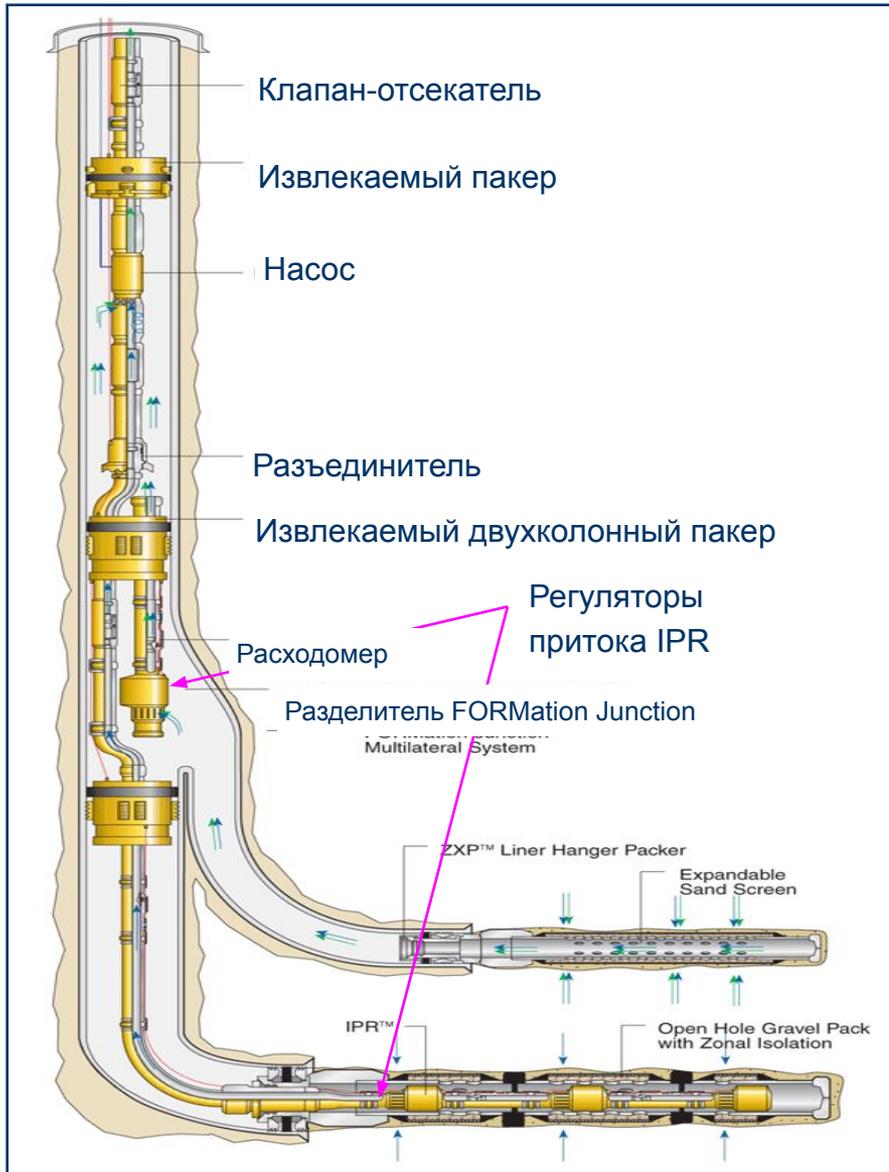
в – комплексное заканчивание с установкой пакера, добыча как по НКТ, так и по обсадной колонне

г – комплексное заканчивание с установкой нескольких обсадных колонн, зацементированных в едином открытом стволе

Использование сложных скважин



«Умные» скважины



Комплексная система заканчивания с применением новейших технологий Baker Oil Tools

Раздельная добычи проводится при помощи электрической системы автоматизации InForce

Регулирование притока осуществляется за счет расходомера и бесступенчатых регуляторов IPR

Разработка нефтяных месторождений

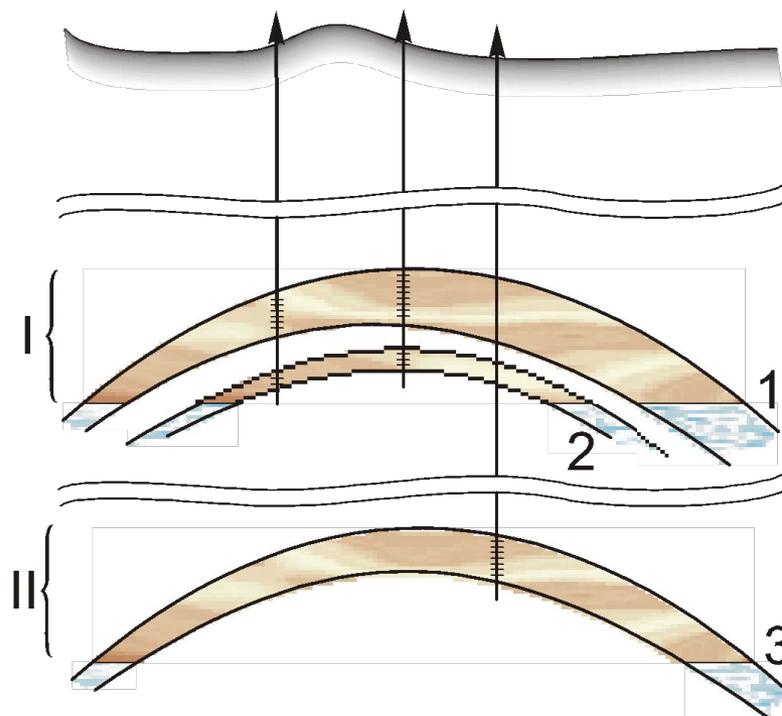


Часть 5

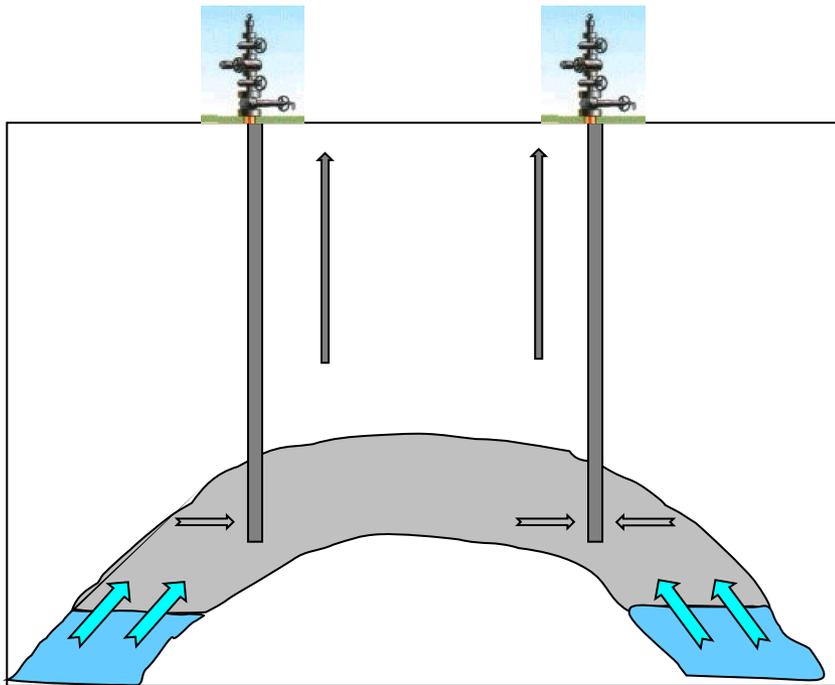
Разработка залежи углеводородов

Разработка залежи – это вызов процесса движения пластовых жидкостей и газов и управление его дальнейшим течением. Обычно это делают с помощью скважин и соответствующего наземного оборудования. При этом устанавливают оптимальное количество добывающих и нагнетательных скважин, схему их размещения на площади залежи, время, порядок ввода в действие и режимы работы всего комплекса оборудования.

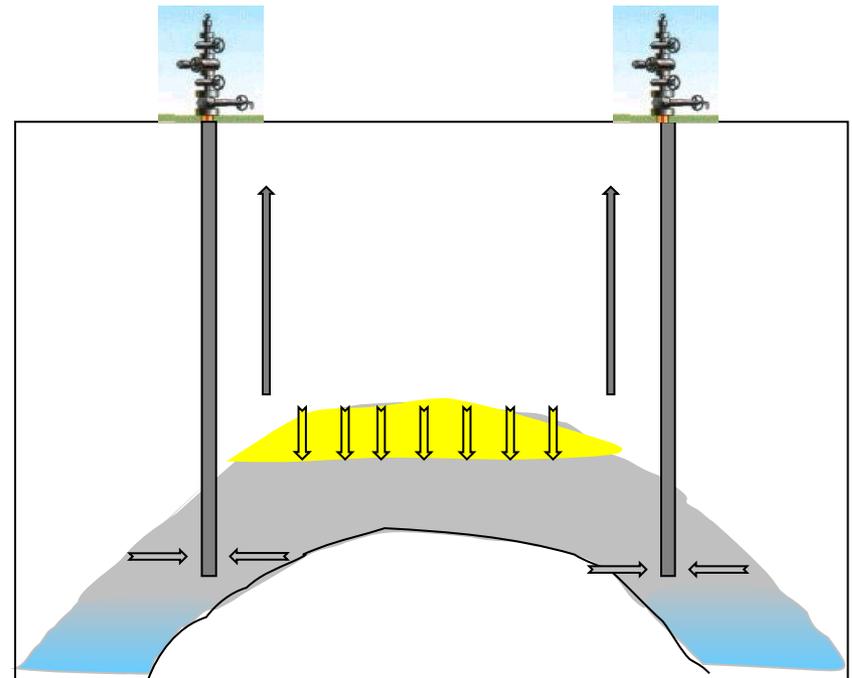
Под **объектом разработки** понимают искусственно выделенный в пределах нефтяного месторождения пласт (или группу пластов), извлечение нефти, из которых осуществляется единой сеткой скважин.



Виды пластовой энергии



Движение нефти к забоям скважин за счет энергии подошвенной воды (водонапорный режим)



Движение нефти к забоям скважин за счет энергии газовой шапки (газонапорный режим)

Также в пласте действует энергия растворенного в нефти газа (режим растворенного газа), энергия упругости пластовой системы (упругий режим), энергия силы тяжести (гравитационный режим).

Коэффициент нефтеотдачи

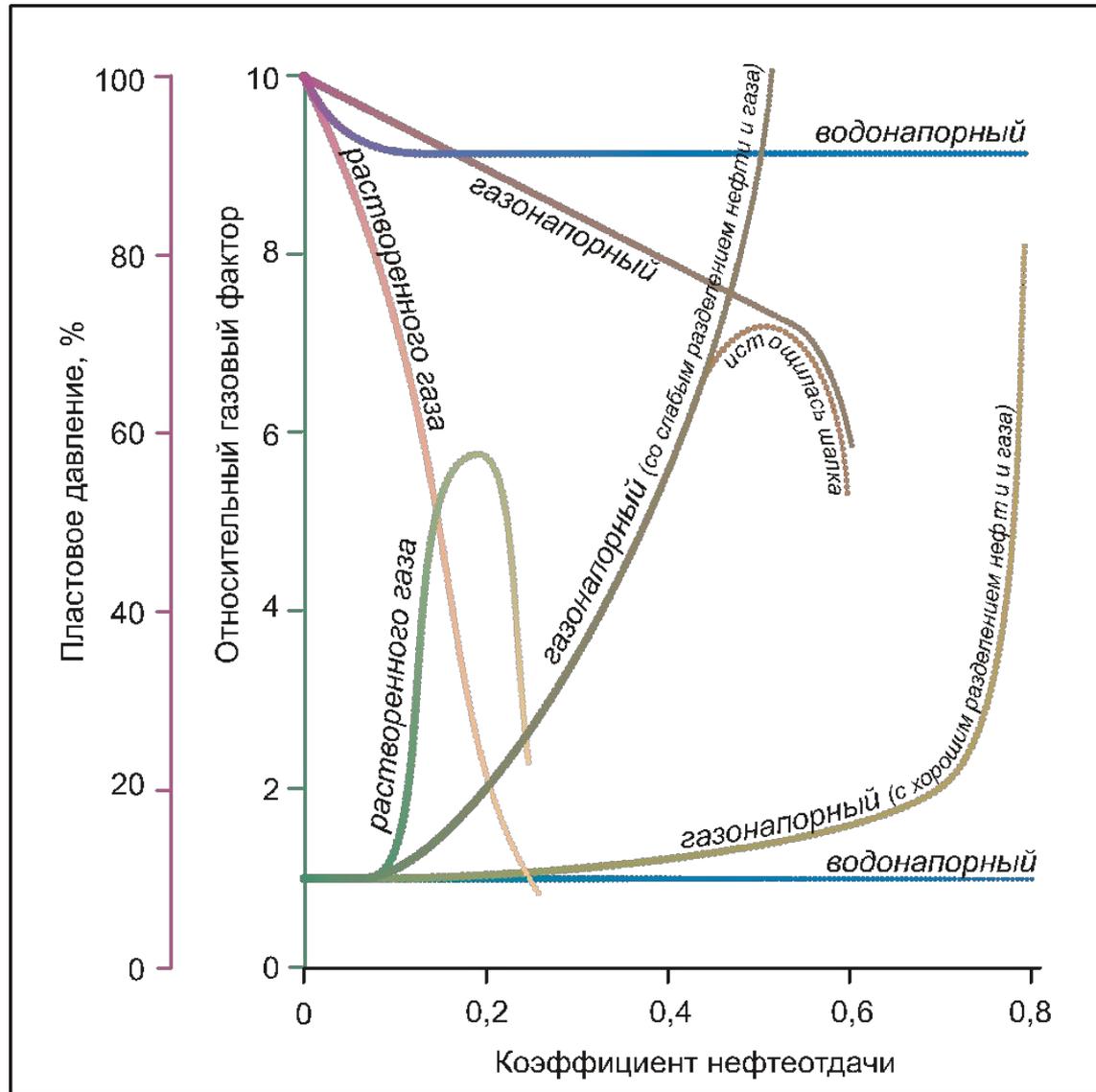
Коэффициент нефтеотдачи – отношение объема добытой из пласта нефти к первоначальному (балансовому) ее запасам в пласте (до разработки)

$$\eta = \frac{V_{\text{нефти добытой}}}{V_{\text{нефти балансовой}}}$$

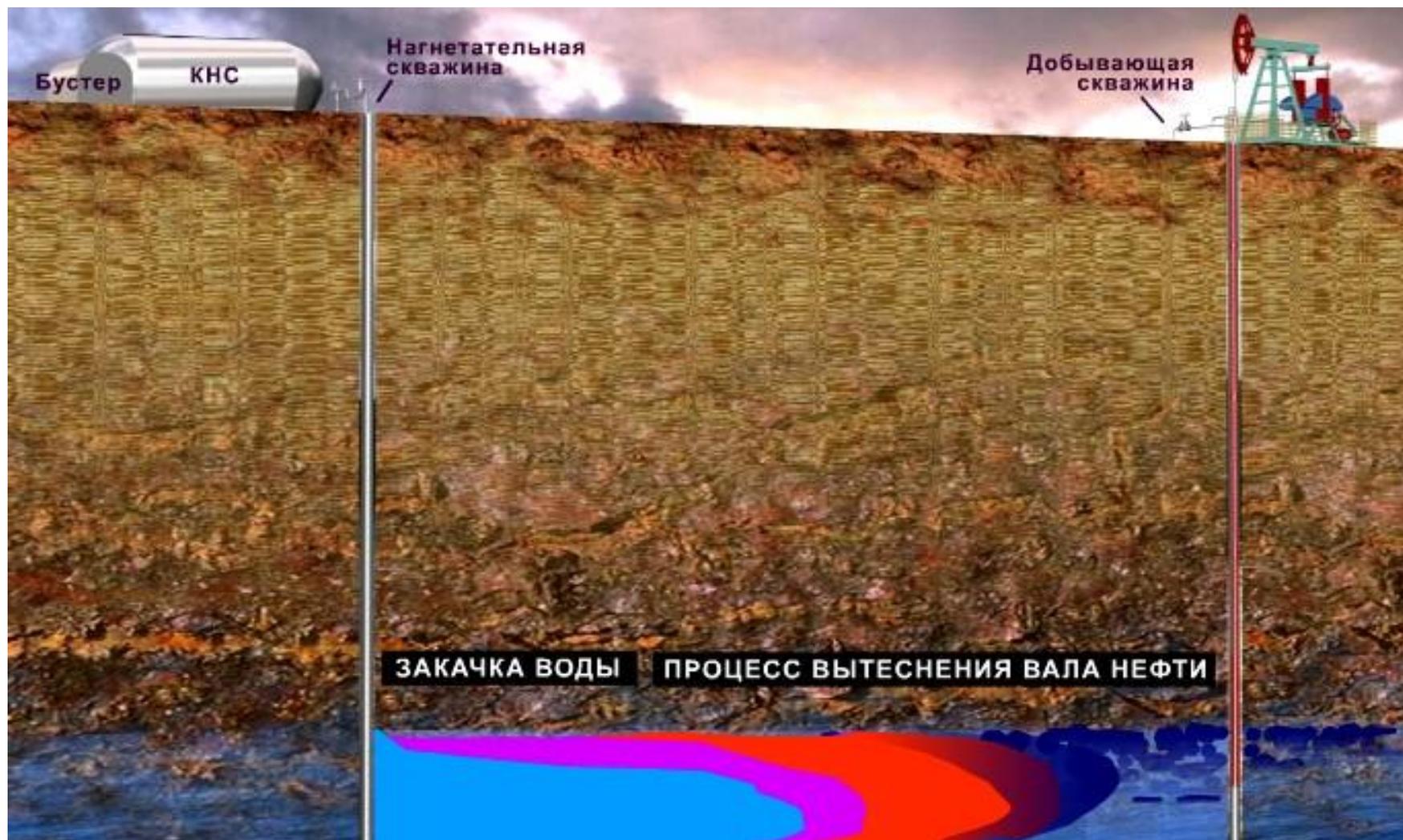
Режимы разработки:

- упругий, $\eta < 5\%$
- упруговодонапорный
- водонапорный, η от 20-30% до 60-70%
- газонапорный, $\eta = 50-60\%$
- растворенного газа, η от 5-7% до 20-25%
- гравитационный, $\eta < 5\%$

Режимы дренирования залежи



Принцип заводнения



Виды заводнения

Законтурное

Применяется на небольших (до 5 км) залежах
Закачка воды осуществляется в ряд нагнетательных скважин, расположенных за внешним контуром нефтеносности (100 м и более).

Приконтурное

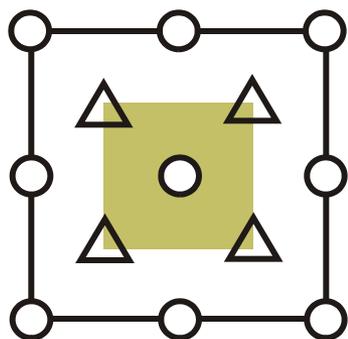
Применяется на небольших залежах при существенно сниженной проницаемости пласта в законтурной области или при затруднении связи законтурной воды с нефтенасыщенной частью пласта (например, при выпадении окислившихся тяжелых фракций нефти в области ВНК).
Закачка воды осуществляется непосредственно в область водонефтяного контакта.

Внутриконтурное

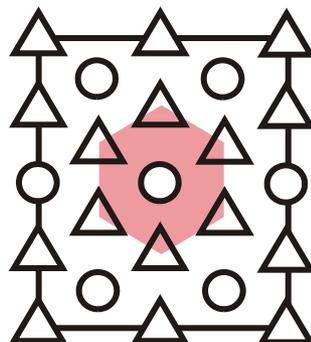
Применяется на крупных залежах для исключения экранирования и консервации центральной части залежи.
Разделяется на блоковое, площадное, избирательное, очаговое.

Сетки скважин

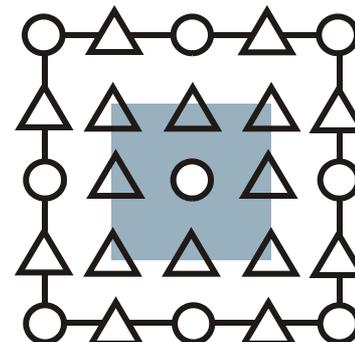
При площадном заводнении скважины располагают следующим образом



Пятиточечная сетка
(наиболее интенсивная)



Семиточечная
сетка

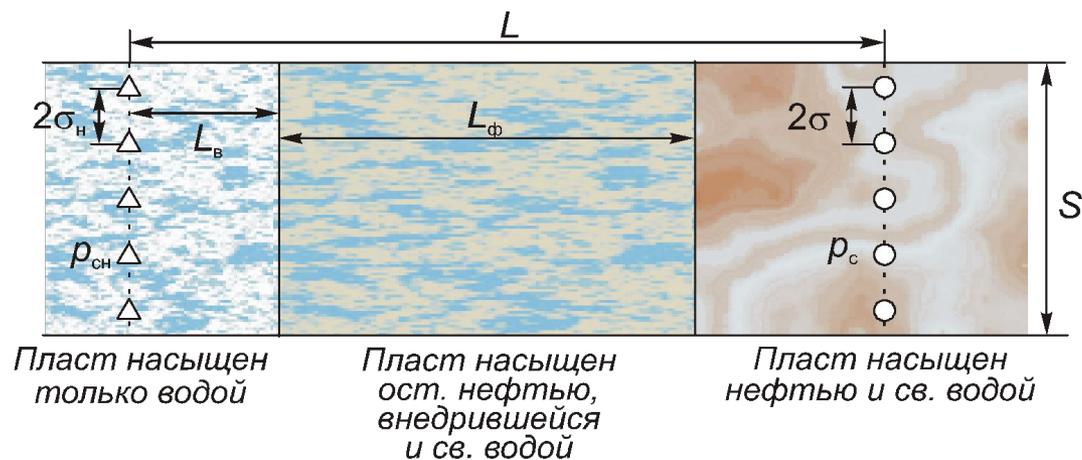
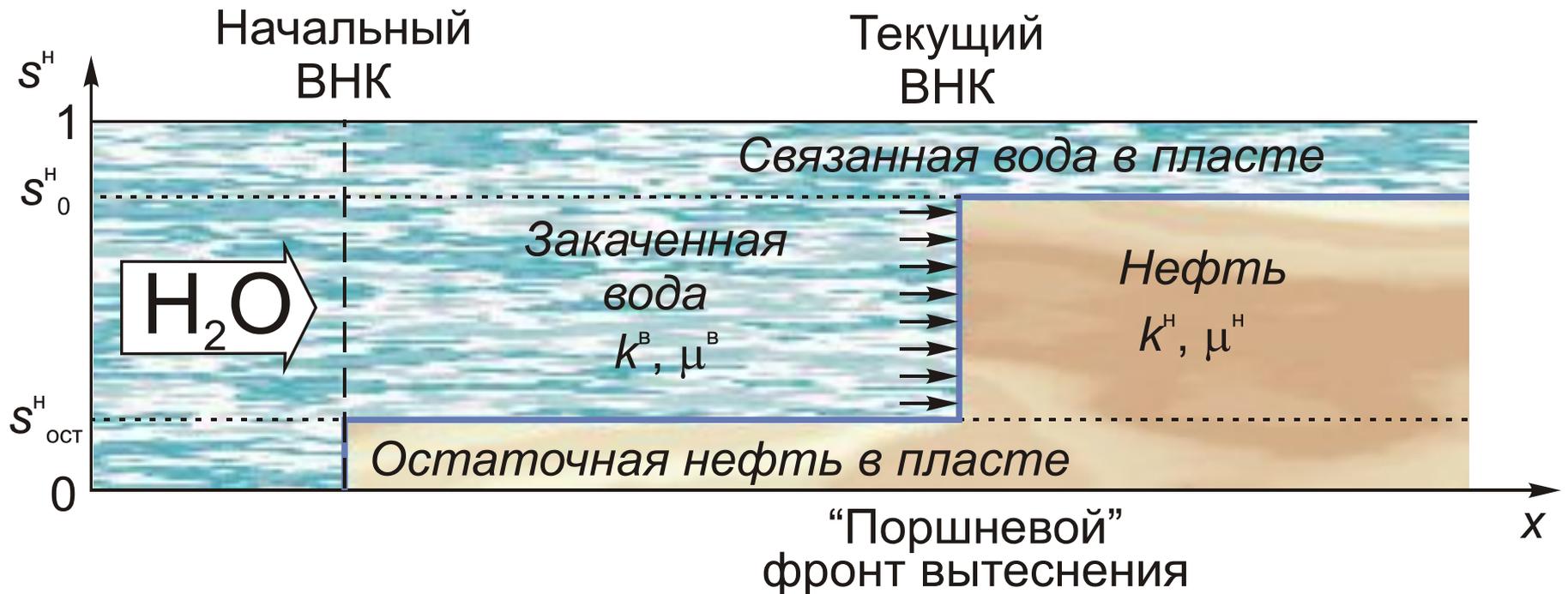


Девятиточечная сетка
(наименее интенсивная)

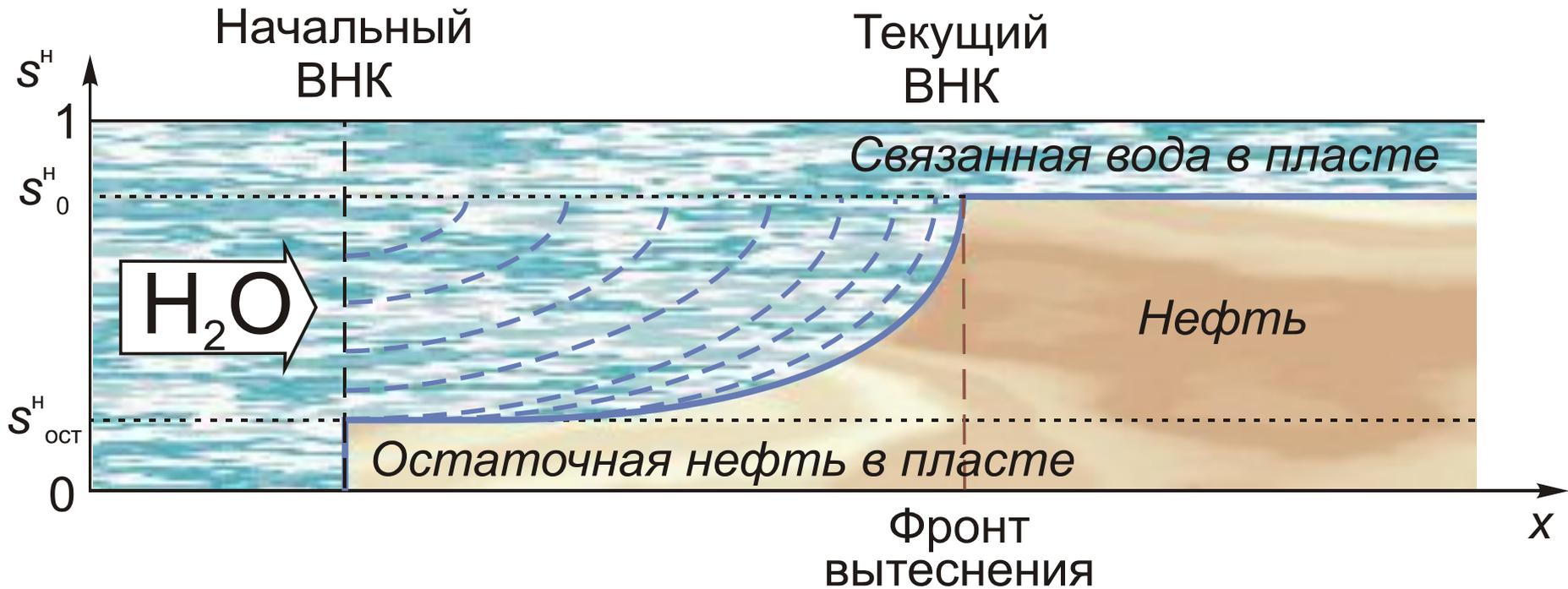
△ - Добывающая скважина

○ - Нагнетательная скважина

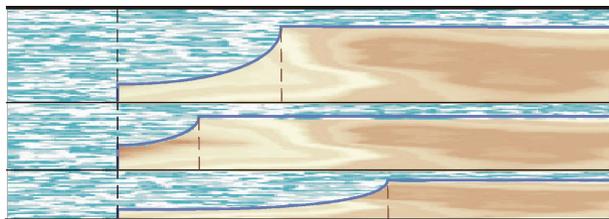
Поршневое вытеснение нефти водой



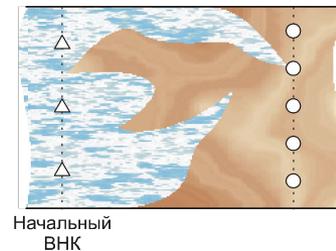
Непоршневое вытеснение нефти водой



Послойная неоднородность



Зональная неоднородность



Основные показатели разработки

Добыча нефти (т/сут; т/год)

Добыча жидкости ($\text{м}^3/\text{сут}$; $\text{м}^3/\text{год}$)

Обводненность продукции, %

Добыча газа ($\text{м}^3/\text{сут}$; $\text{м}^3/\text{год}$)

Фонд добывающих скважин, в том числе по способам эксплуатации, ед.

Фонд нагнетательных скважин, ед.

Фонд бездействующих скважин, ед.

Ввод новых добывающих скважин, ед.

Средний дебит скважины по нефти, т/сут

Средний дебит скважины по жидкости, т/сут

Расход нагнетаемой воды ($\text{м}^3/\text{сут}$; $\text{м}^3/\text{год}$)

Накопленный с начала разработки отбор нефти, т

Накопленный отбор воды, м^3

Накопленный отбор газа, м^3

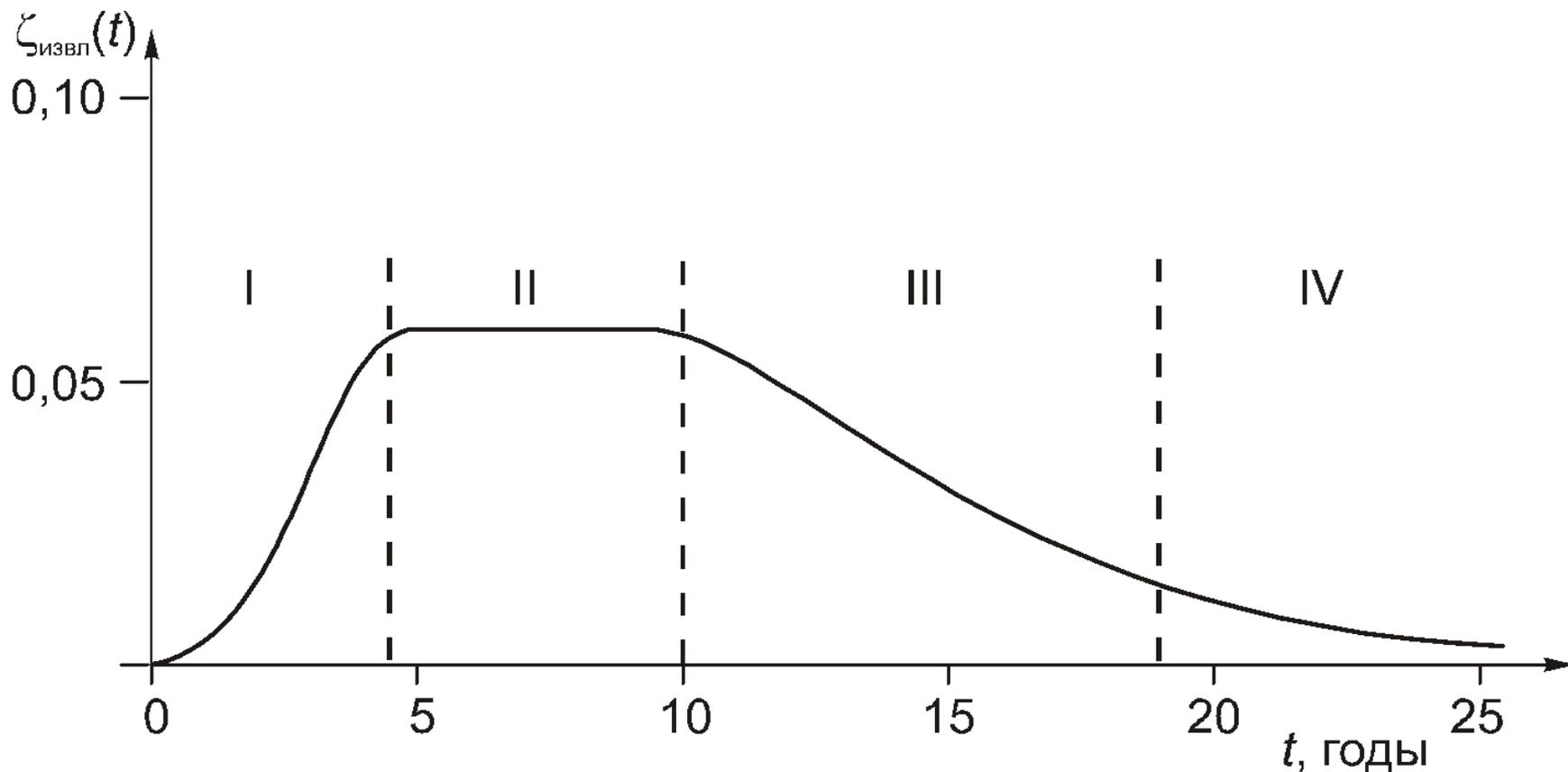
Объем закачанной воды, м^3

Добыча воды на 1 т добытой нефти, $\text{м}^3/\text{т}$

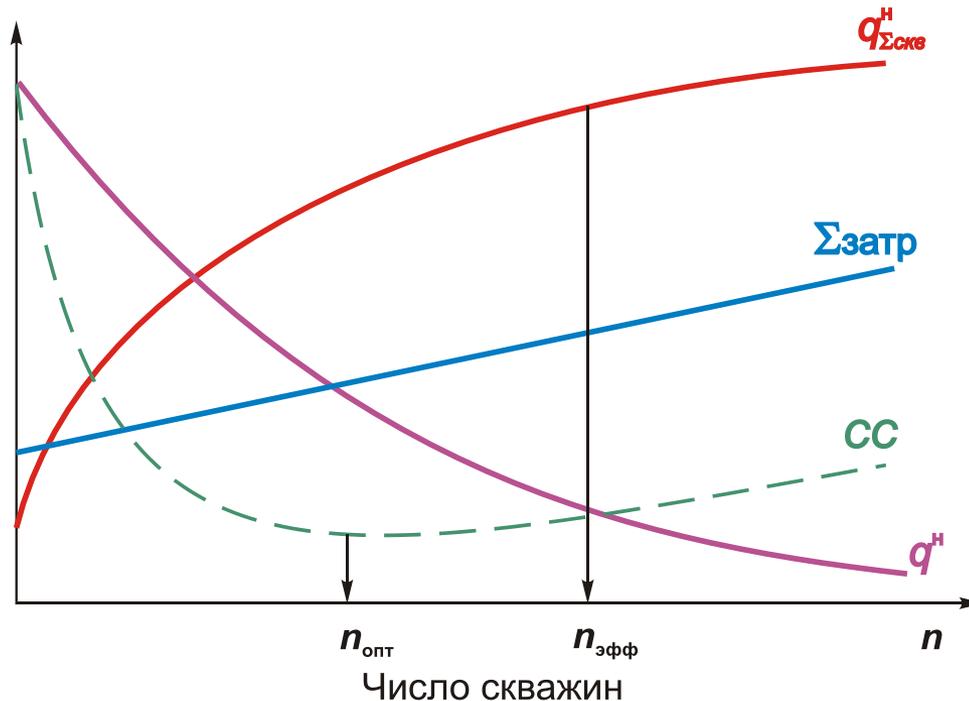
Темпы разработки залежи

Отношение годовой добычи к начальным извлекаемым запасам

$$\zeta_{\text{ИЗВЛ}}(t) = \frac{q_{\Sigma \text{скв}}^{\text{Н}}(t)}{m_{\text{ИЗВЛ}}^{\text{Н}}}$$



Эффективность системы разработки



q^H – среднесуточный дебит по нефти одной скважины

$q_{\Sigma\text{СКВ}}^H$ – суммарная годовая добыча нефти с залежи

$\Sigma_{\text{затр}}$ – суммарные затраты связанные со строительством скважин

CC – себестоимость 1т нефти

$n_{\text{опт}}$ – число добывающих скважин на месторождении, обеспечивающих минимальную себестоимость добычи нефти

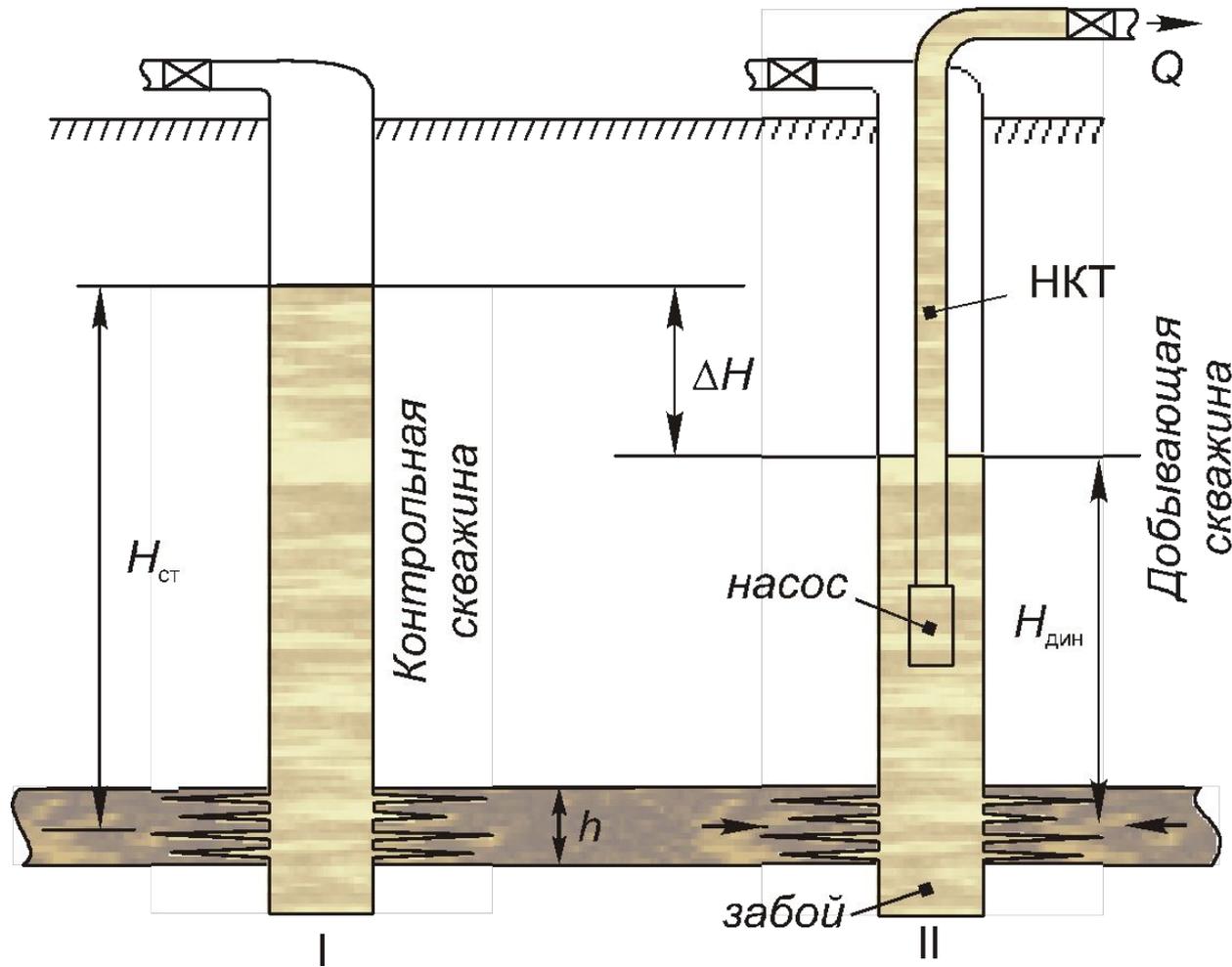
$n_{\text{эфф}}$ – число добывающих скважин на залежи, обеспечивающих наиболее эффективную разработку залежи (максимум прибыли)

Основы притока жидкости в скважину



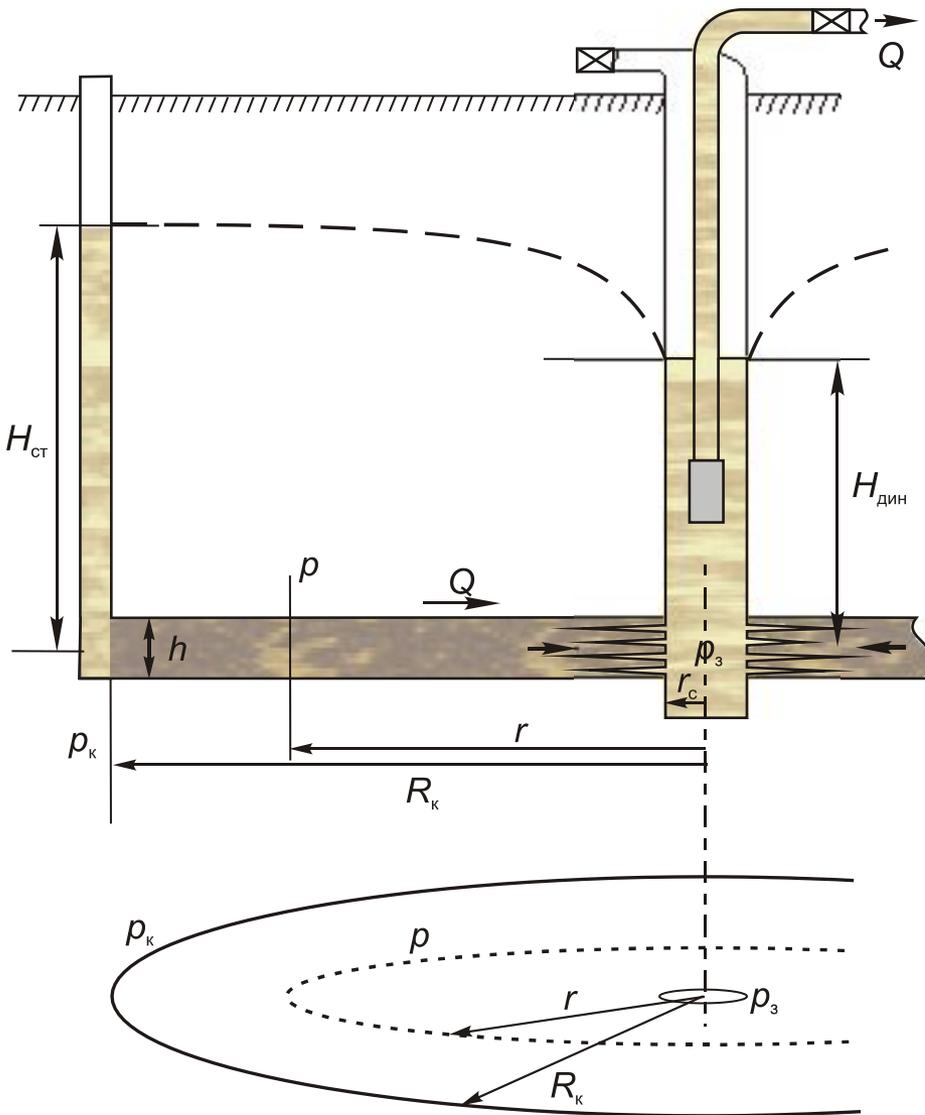
Часть 7

Схема возникновения депрессии



$$(P_{пл} = \rho g H_{ст} = P_{заб}^I) > (P_3^{II} = \rho g H_{дин})$$

Уравнение Дюпюи



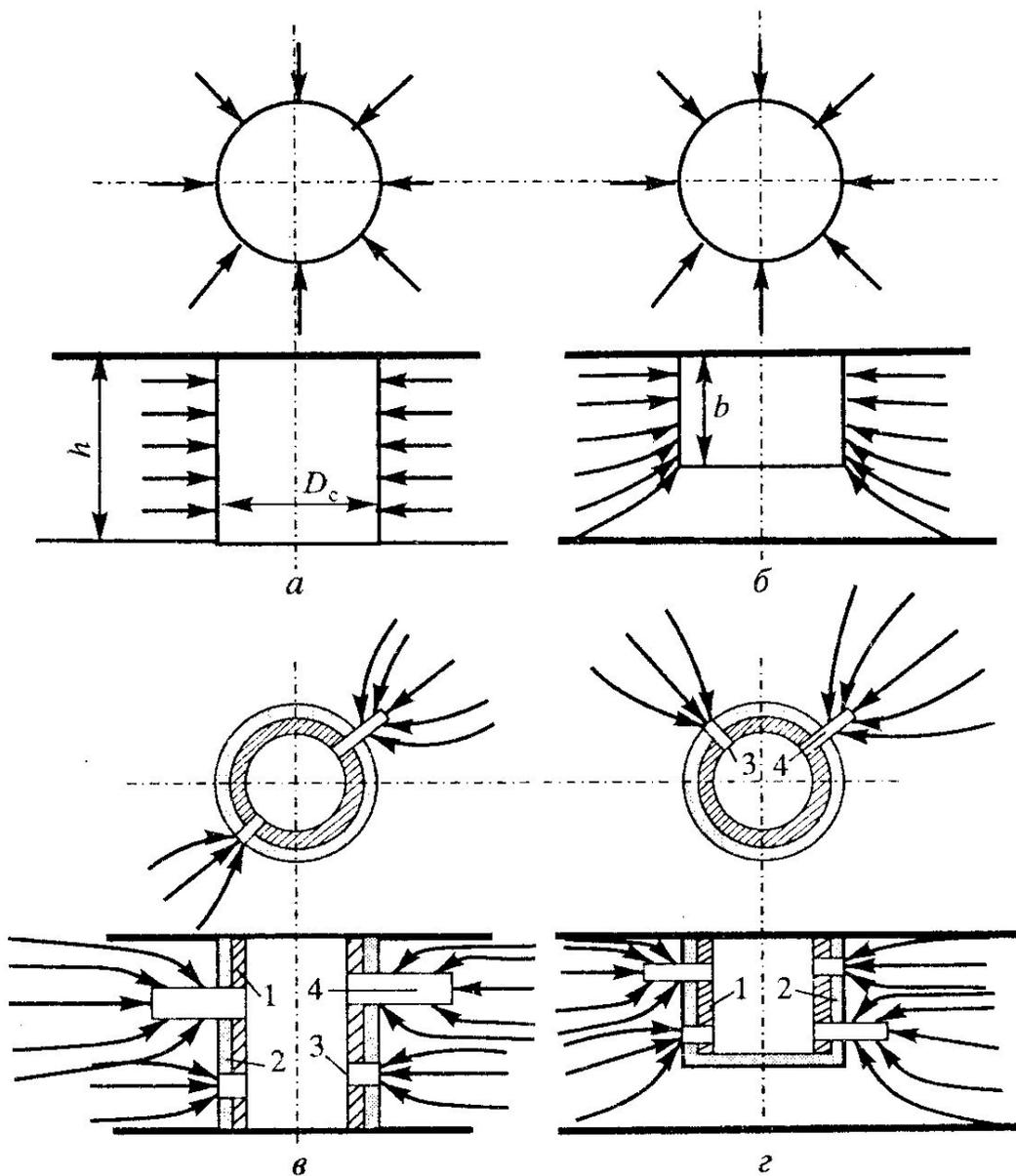
$$Q = k \frac{S \cdot (P_2 - P_1)}{\mu \cdot L}$$

$$Q \int_{r_c}^{R_k} \frac{dr}{r} = \frac{2\pi \cdot k \cdot h}{\mu} \int_{p_3}^{p_k} dp$$

$$Q \cdot \ln \frac{R_k}{r_c} = \frac{2\pi \cdot k \cdot h}{\mu} \cdot (p_k - p_3)$$

$$Q = \frac{2\pi \cdot k \cdot h (p_k - p_3)}{\mu \ln \frac{R_k}{r_c}}$$

Несовершенство скважины



а – совершенная скважина

б – скважина, несовершенная по степени вскрытия

в – скважина, несовершенная по характеру вскрытия

г – скважина, несовершенная по как по степени вскрытия, так и по характеру вскрытия

Учет несовершенства скважины

$$Q = \frac{2\pi \cdot k \cdot h (P_{пл} - P_{заб})}{\mu \cdot \left(\ln \frac{R_k}{r_c} + C \right)}$$

C – коэффициент, учитывающий несовершенство скважины по степени и характеру вскрытия

$$r_{прив} = r_c \cdot e^{-C}$$

$$Q = \frac{2\pi \cdot k \cdot h (P_{пл} - P_{заб})}{\mu \cdot \ln \frac{R_k}{r_{прив}}}$$

$r_{прив}$ – приведенный радиус скважины, то есть радиус такой фиктивной совершенной скважины, дебит которой, при прочих равных условиях, равен дебиту реальной гидродинамически несовершенной скважины.

Коэффициент продуктивности

$$K_{пр} \equiv \frac{2\pi \cdot k \cdot h}{b \cdot \mu \cdot \ln \frac{R_k}{r_{прив}}} \cdot 86400 \quad \left[\frac{\frac{м^3}{сут}}{МПа} \right]$$

k – проницаемость пласта, $м^2$

h – мощность (толщина) пласта, $м$

b – объемный коэффициент нефти, доли

μ – динамическая вязкость жидкости, $МПа \cdot с$

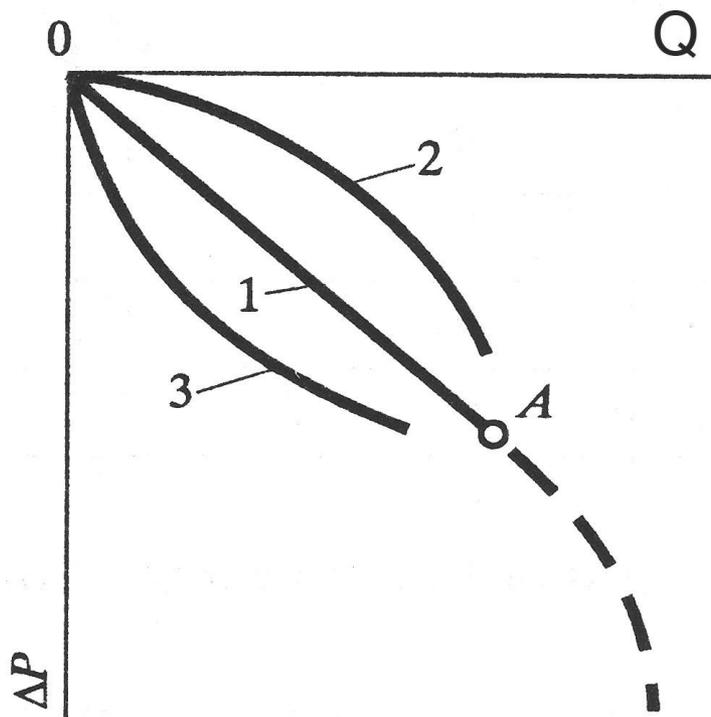
R_k – радиус контура питания скважины, $м$

$r_{прив}$ – приведенный радиус скважины, $м$

86400 – количество секунд в сутках

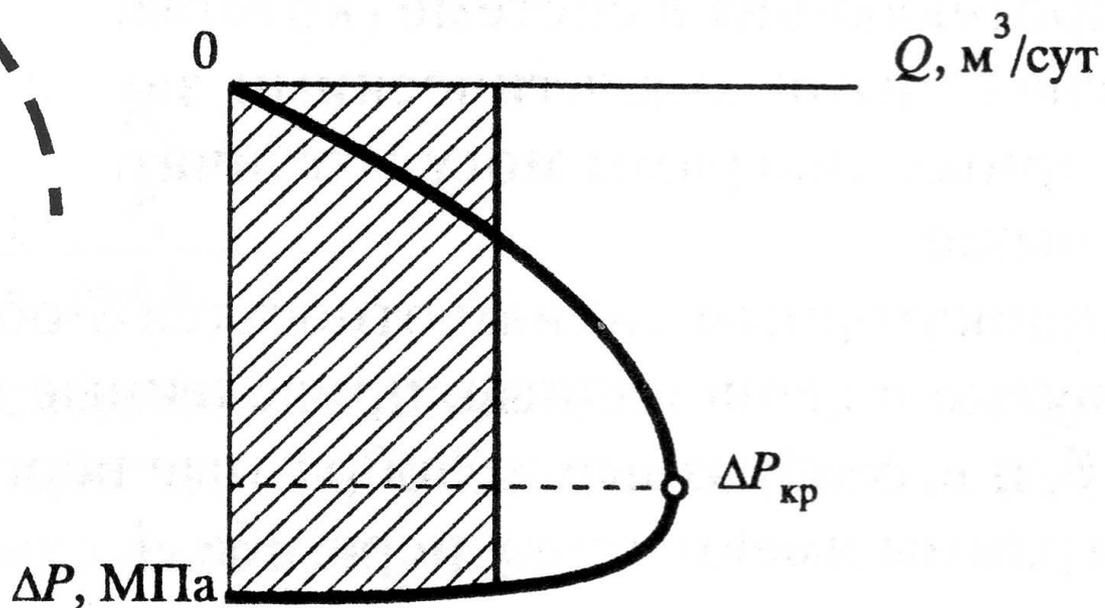
$$Q = K_{пр} (P_{пл} - P_{заб})$$

Индикаторная линия скважины



$$Q = K_{np} (P_{пл} - P_{заб})$$

$$Q = k \cdot (P_{пл} - P_{заб})^n$$



Область эксплуатации скважины

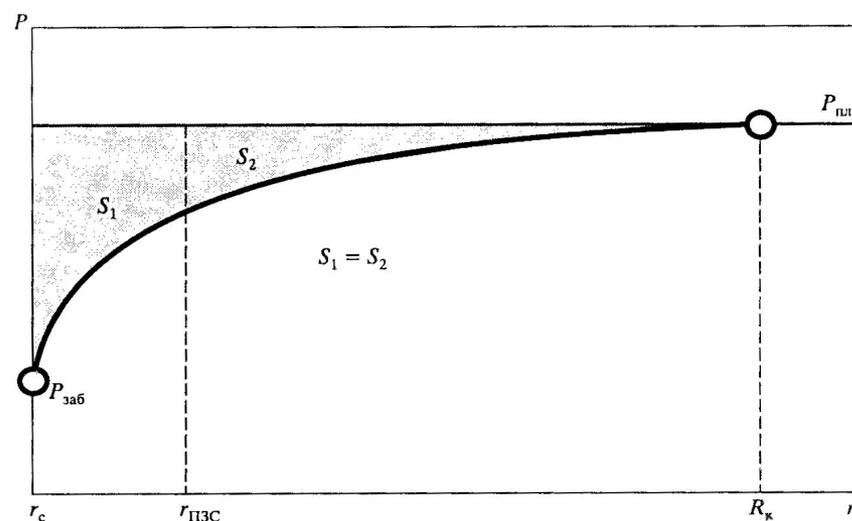
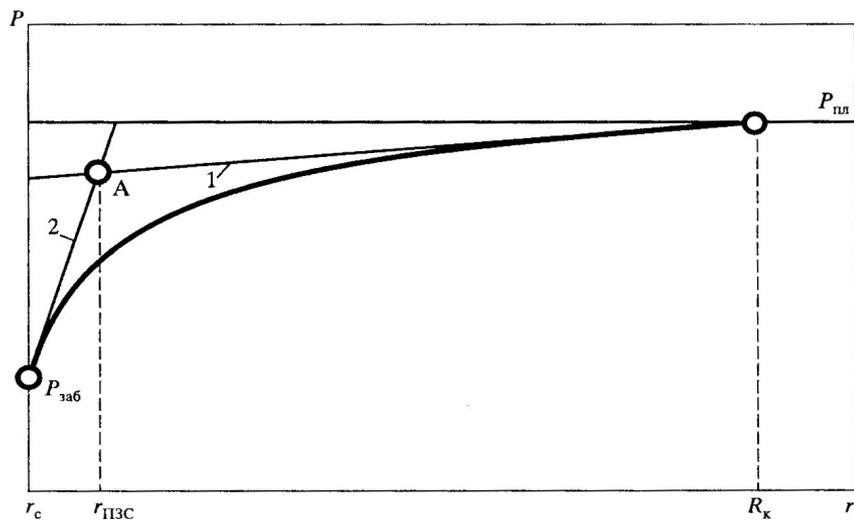
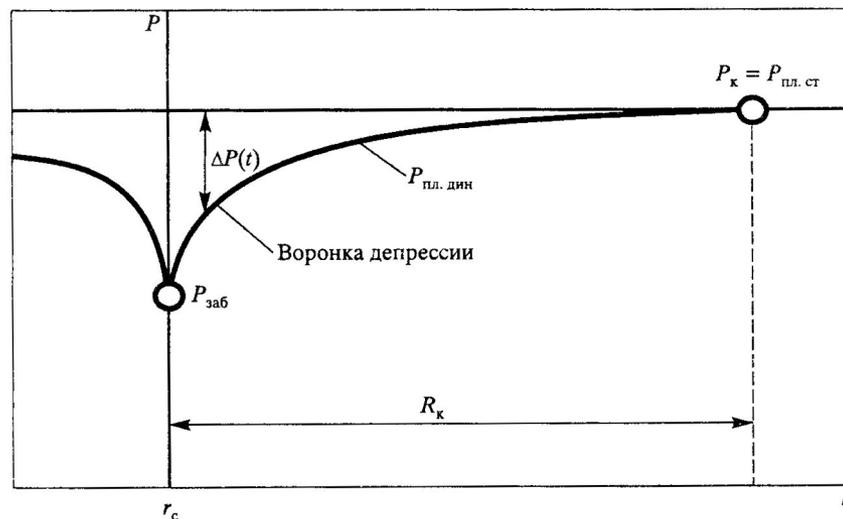


Способы увеличения притока



Часть 8

Призабойная зона (пласта) скважины



Механизм воздействия

$$\frac{q_*^H}{q^H} = \frac{K_*^H}{K^H} = \frac{\ln \frac{\sigma}{r_{\Pi}}}{\ln \frac{\sigma}{r_{\Pi}^*} + \frac{\varepsilon^H}{\varepsilon_*^H} \ln \frac{R}{r_{\Pi}^*}}$$

$$\boxed{k^H} = \frac{k^H}{k}$$

Фазовая проницаемость нефти

$$\boxed{k^B} = \frac{k^B}{k}$$

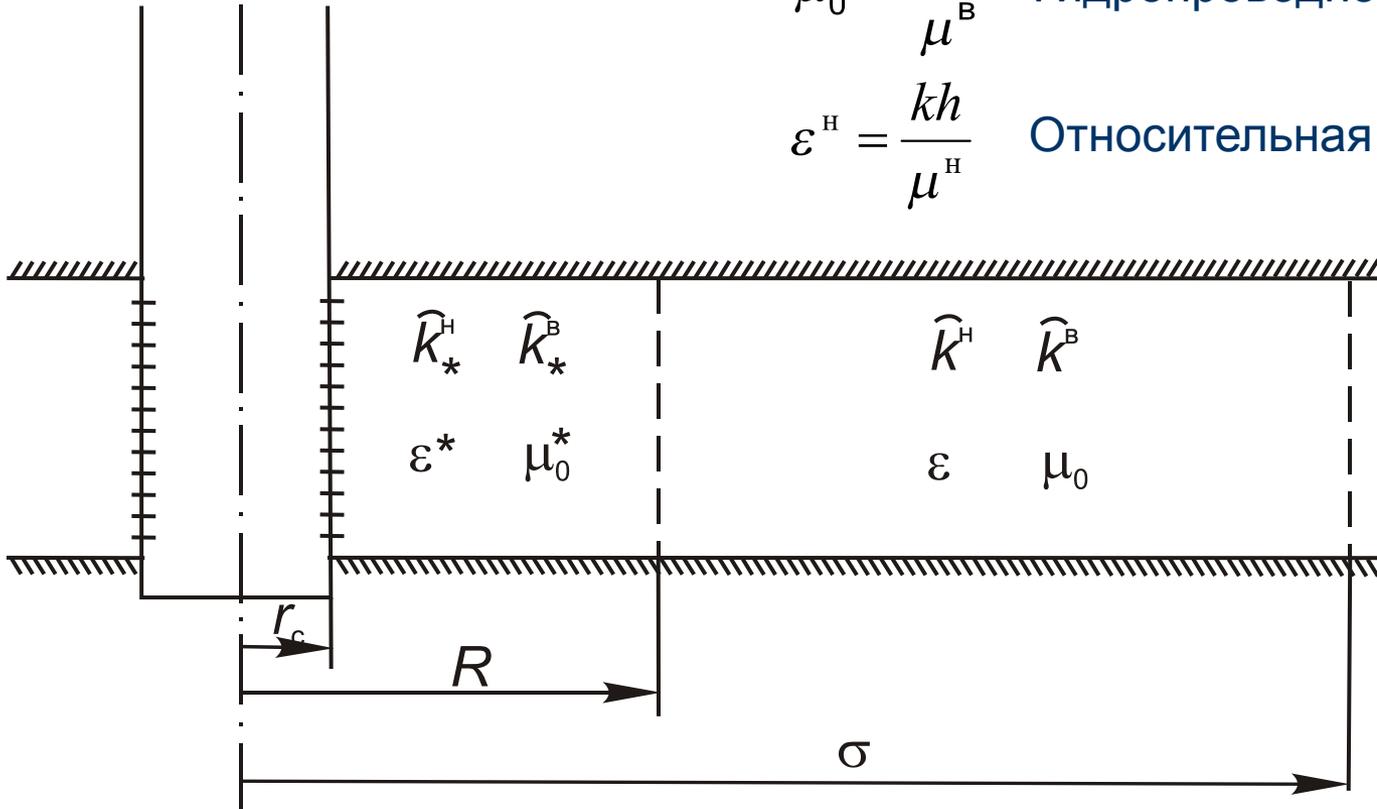
Фазовая проницаемость воды

$$\mu_0 = \frac{\mu^H}{\mu^B}$$

Гидропроводность для нефти

$$\varepsilon^H = \frac{kh}{\mu^H}$$

Относительная вязкость нефти



Классификация методов воздействия

По механизму воздействия:

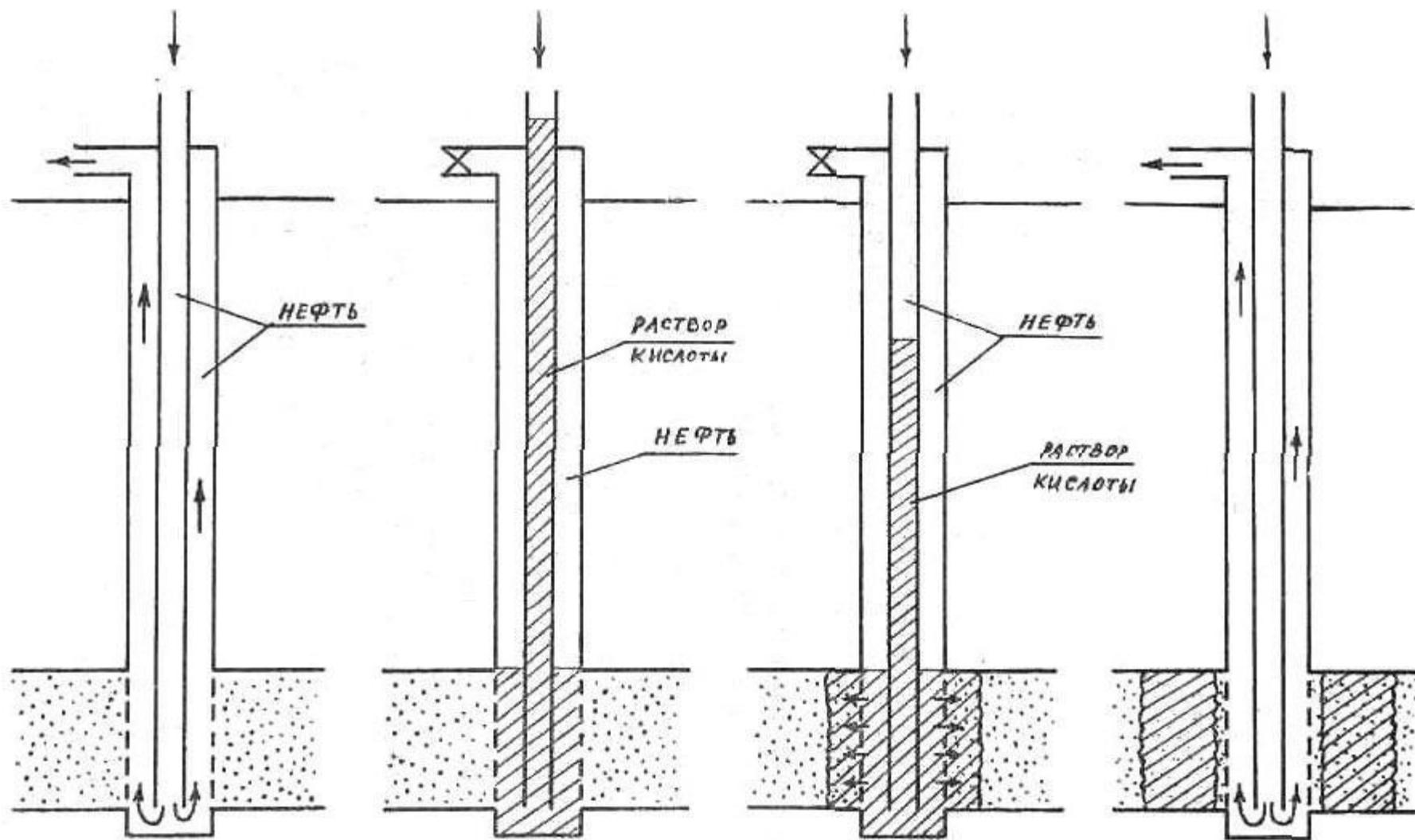
- физико-химические методы (закачка ПАВ, селективная обработка полимерами)
- тепловые методы (закачка жидкости или пара, прогрев пласта на забое)
- химические методы (кислотная обработка, закачка растворителей)
- механические методы (гидроразрыв пласта, дополнительная перфорация, взрыв)
- вибро-акустические методы
- комбинированные методы

Классификация методов воздействия

По радиусу воздействия:

- малого радиуса воздействия (закачка ПАВ, обработка полимерами, тепловые методы, дополнительная перфорация)
- большого радиуса воздействия (кислотная обработка, гидроразрыв пласта)

Кислотная обработка скважин



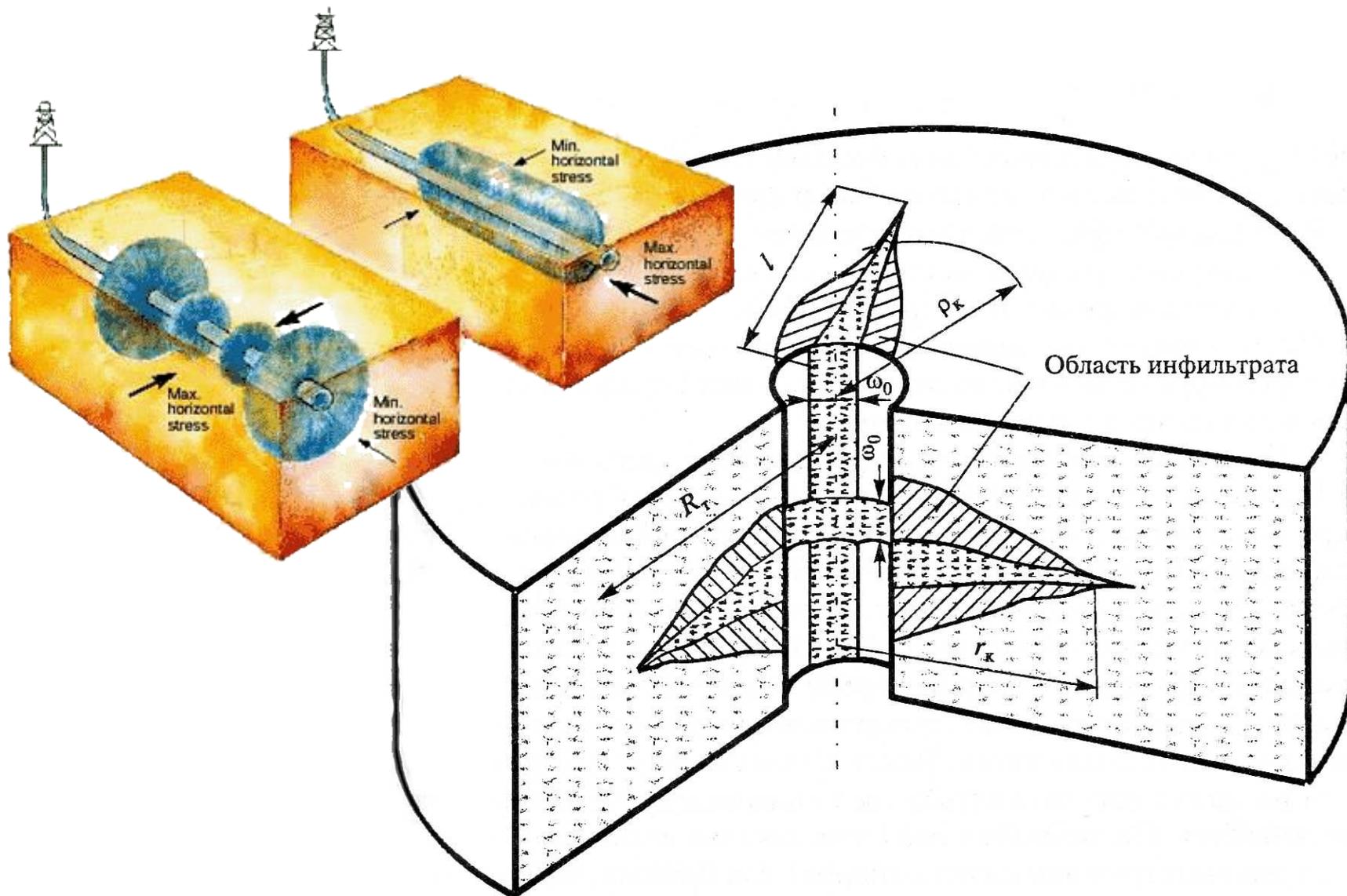
Начало
циркуляции

Закачка
кислоты

Продавка
кислоты

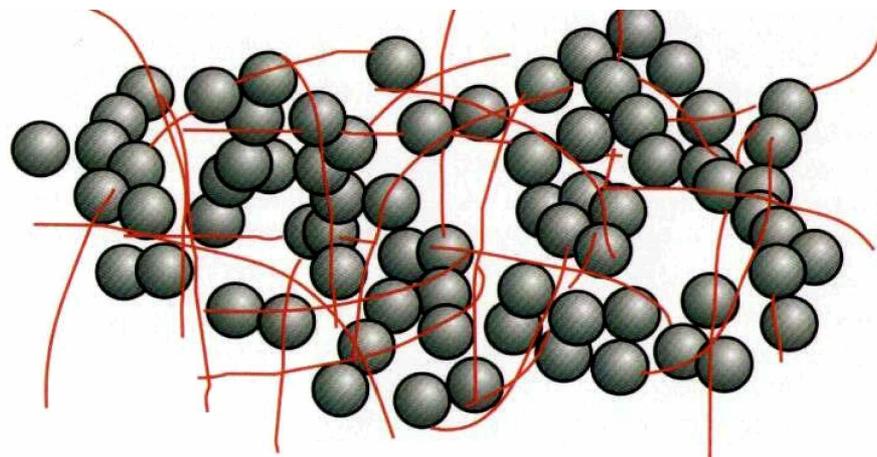
Очистка
забоя

Гидравлический разрыв пласта

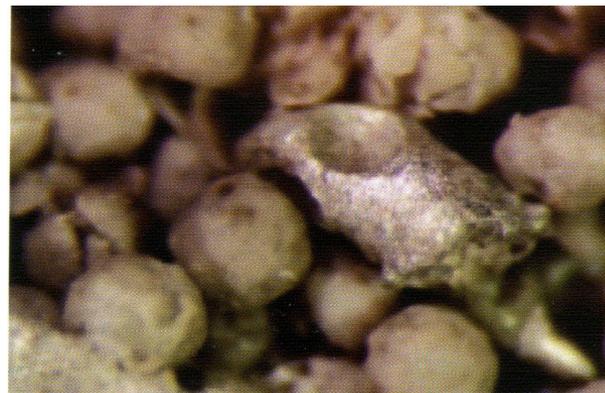


Гидравлический разрыв пласта

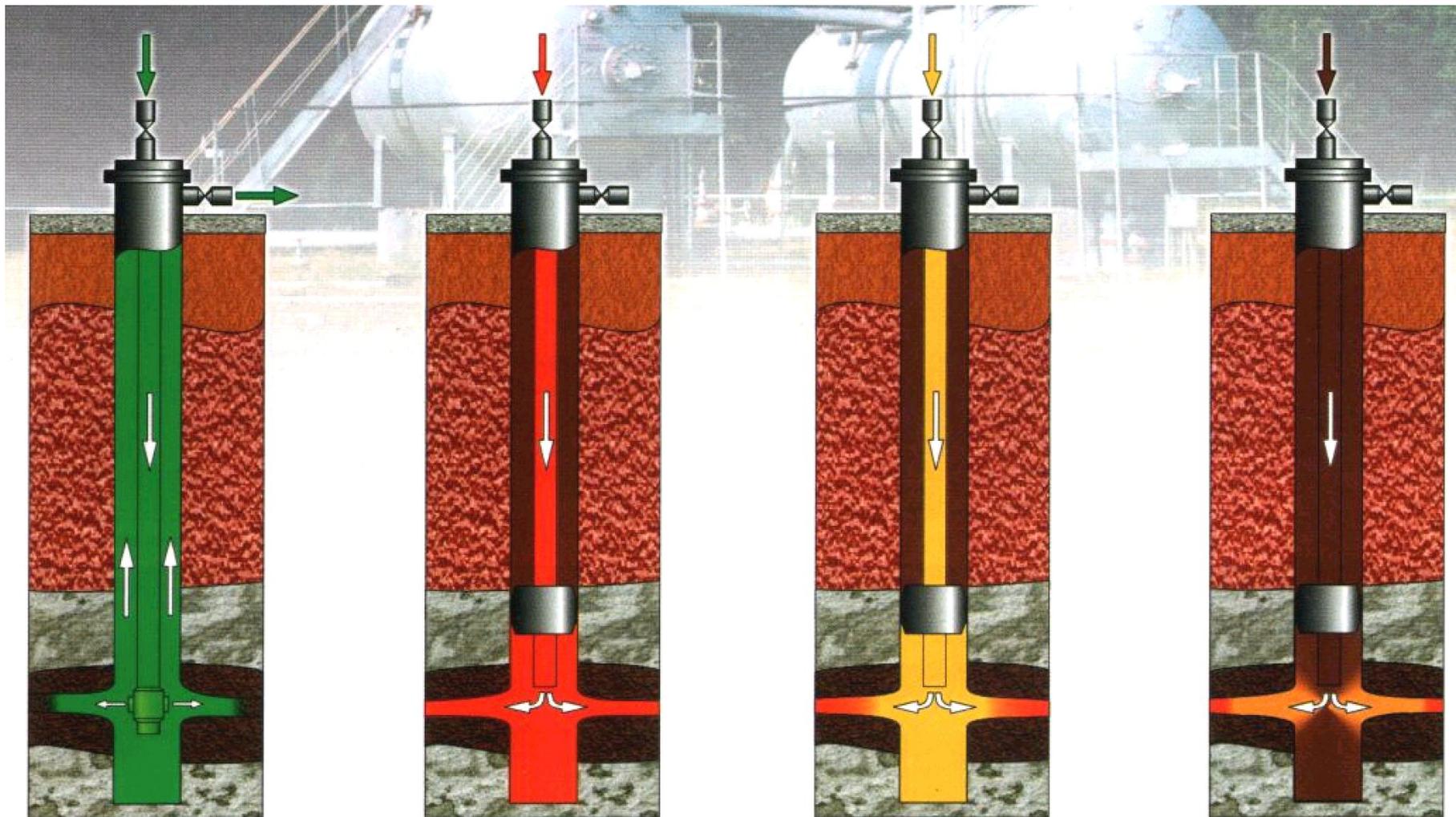
Закрепление пропанта
стекловолокном



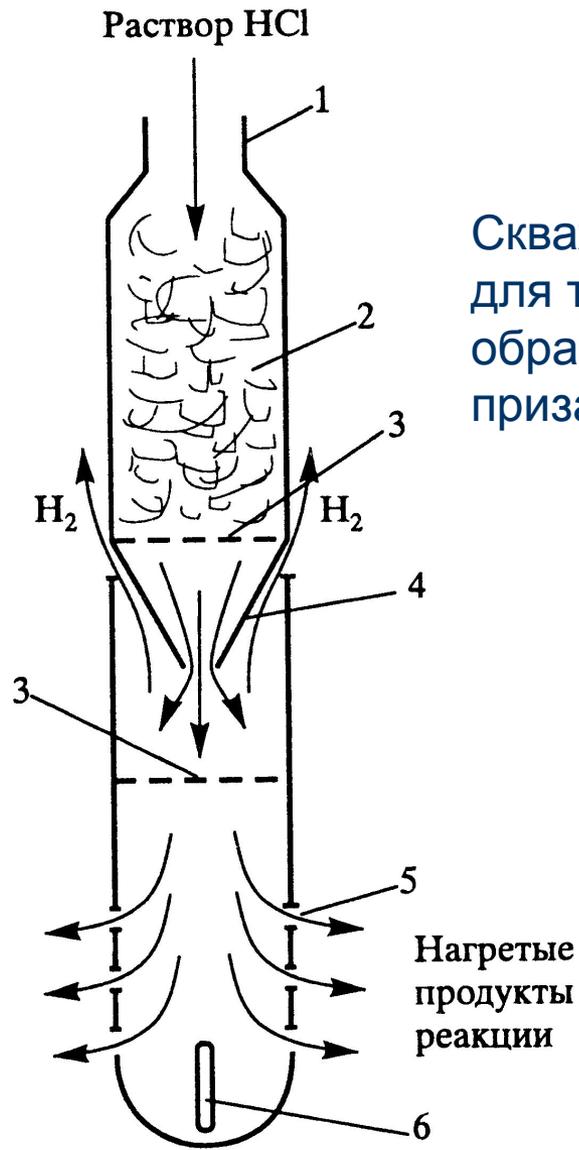
Добавка деформируемых
частиц



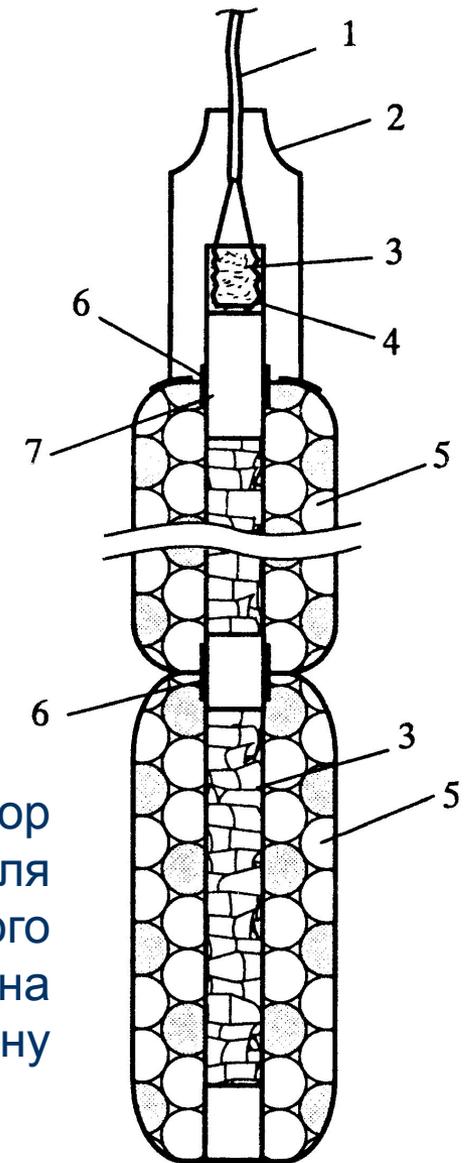
Кислотный гидроразрыв пласта



Комбинированные методы



Скважинный реактор для термокислотной обработки призабойной зоны



Пороховой генератор давления для термогазохимического воздействия на призабойную зону

Скважинная добыча нефти



Часть 10

Энергия в скважине

Потенциальная энергия скважинной жидкости:

Зависит от начального пластового давления в залежи, напора краевых вод, наличия газовой шапки.

Потенциальная энергия растворенного в жидкости газа:

Зависит от количества газа, растворенного в жидкости. начинает проявляться при снижении давления ниже давления насыщения.

Искусственно введенная в пласт энергия:

Обычно это энергия систем поддержания пластового давления за счет закачки воды или газа в залежь.

Искусственно введенная в скважину энергия:

В зависимости от способа эксплуатации скважины это может быть энергия введенного газа, либо механическая, гидравлическая или электрическая энергия, переданная с поверхности для привода в действие какого-либо насоса.

Основные способы добычи нефти

Фонтанный

- ($P_{уст} < P_{нас}$) – фонтанирование за счет энергии газа
- ($P_{уст} \geq P_{нас}$) – артезианское фонтанирование

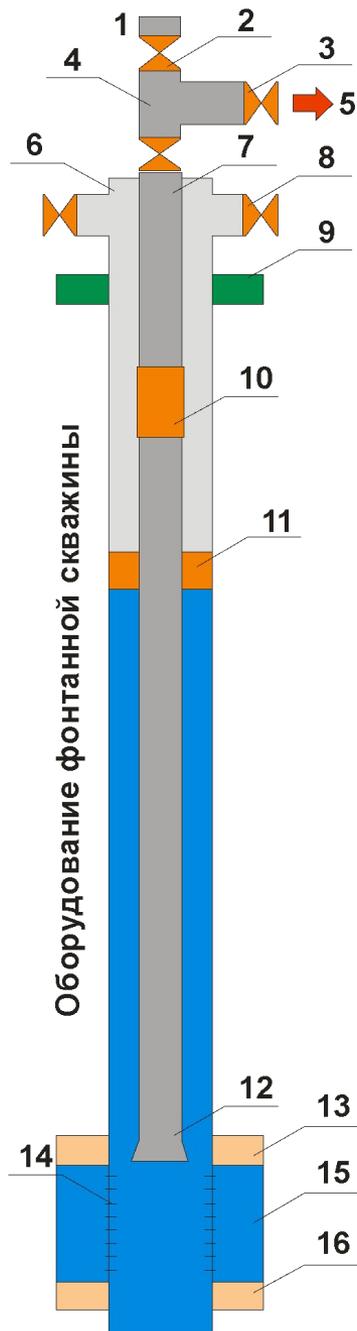
Газлифтный

- компрессорный (закачка газа компрессором высокого давления в поток добываемой продукции)
- безкомпрессорный (использование газа газовых скважин или магистрального газопровода)
- внутрискважинный (использование газа из пластов, расположенных выше или ниже эксплуатируемого нефтяного)

Механизированный (насосный)

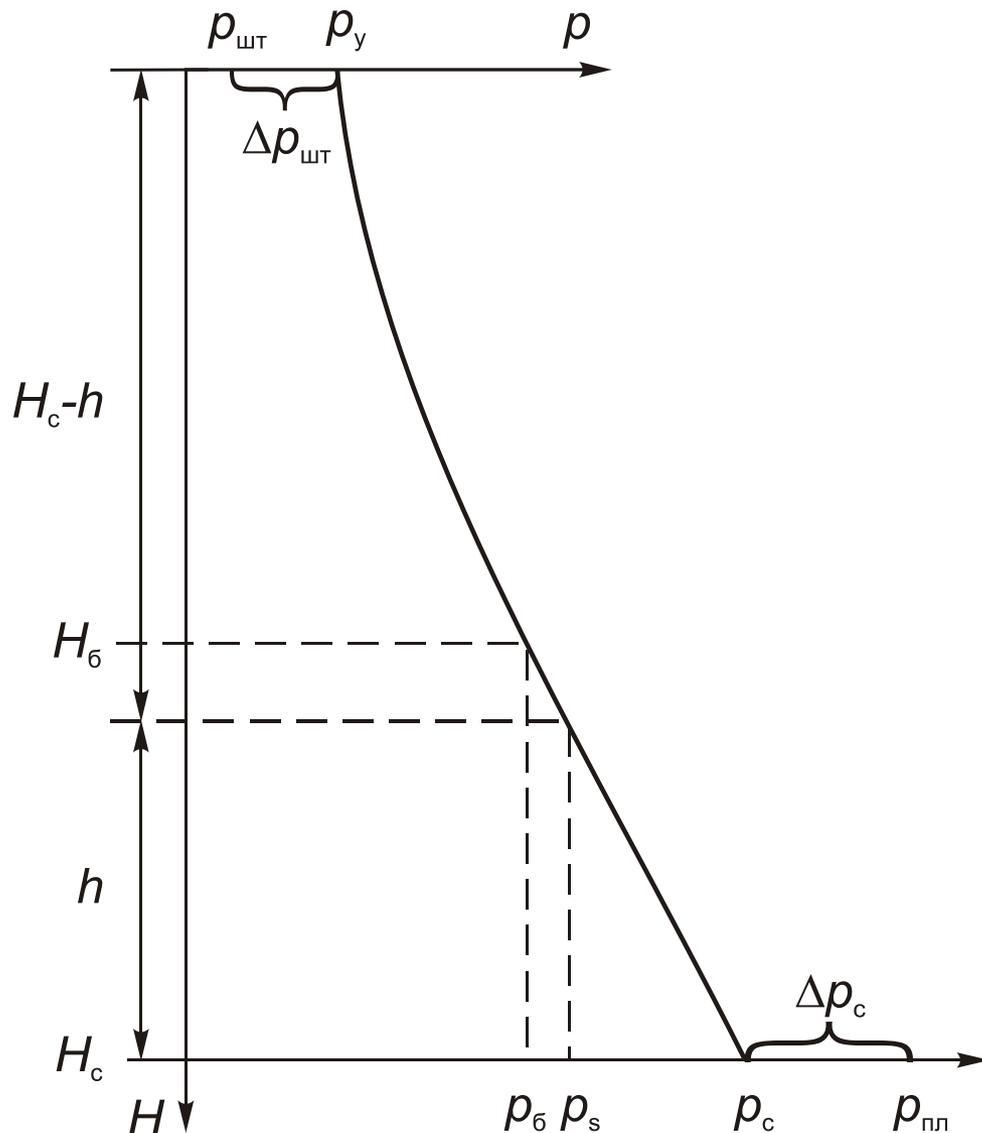
- установки погружных электроцентробежных насосов – УЭЦН
- штанговые глубиннонасосные установки – СШНУ
- установки винтовых насосов – УЭВН
- струйные насосы (эжекторы) – СН
- прочие насосы – ГПНУ, диафрагменный, вибрационный и т.д.

Фонтанная добыча нефти



- 1 - Лубрикатор
- 2 - Лубрикаторная задвижка
- 3 - Буферная задвижка
- 4 - Фонтанная арматура
- 5 - Добываемая продукция
- 6 - Эксплуатационная колонна
- 7 - Колонна насосно-компрессорных труб (НКТ)
- 8 - Затрубная задвижка
- 9 - Поверхность земли
- 10 - Противовыбросовое оборудование
- 11 - Пакер
- 12 - Воронка
- 13 - Кровля пласта
- 14 - Перфорационные отверстия
- 15 - Продуктивный пласт
- 16 - Подошва пласта

Распределение давления

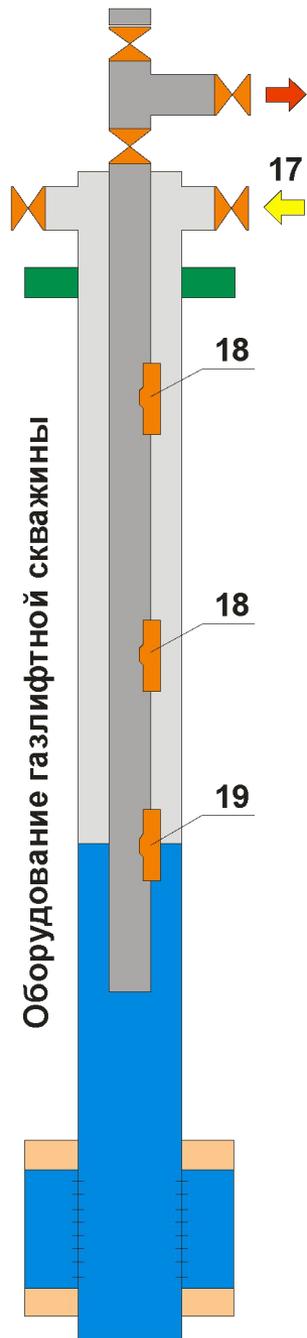


- $p_{шт}$ – давление после штуцера
- $\Delta p_{шт}$ – перепад на штуцере
- p_y – давление на устье скважины
- H_c – глубина скважины
- h – глубина выделения газа
- H_b – глубина спуска НКТ
- p_b – давление на башмаке НКТ
- p_s – давление насыщения
- p_c – давление на забое скважины
- $p_{пл}$ – пластовое давление
- Δp_c – депрессия

Осложнения при фонтанной добыче

- Отложение парафина
- Отложение солей
- Песчаные пробки
- Пульсации в работе
- Открытое фонтанирование

Газлифтная добыча нефти



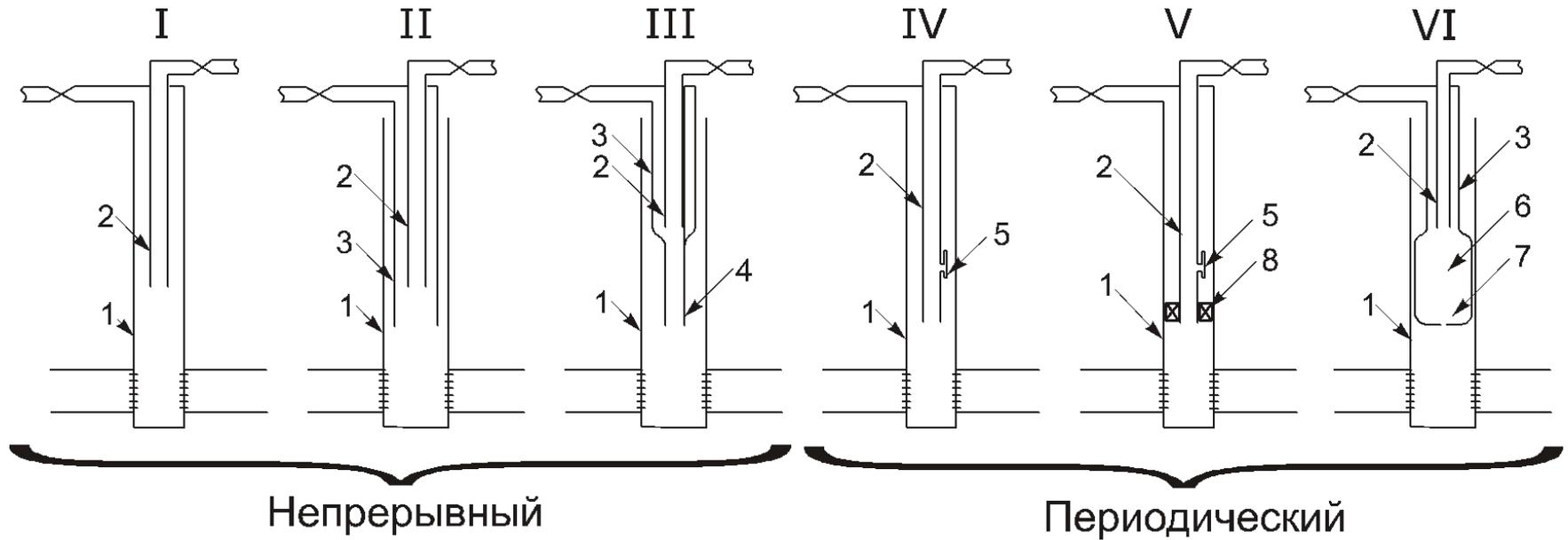
Основные отличия газлифтной скважины от фонтанной:

17 - Закачиваемый газ

18 - Пусковой газлифтный клапан

19 - Рабочий газлифтный клапан

Виды газлифта



1 – обсадная колонна

2 – колонна НКТ (подъемник)

3 – колонна НКТ (воздушные трубы)

4 – хвостовик

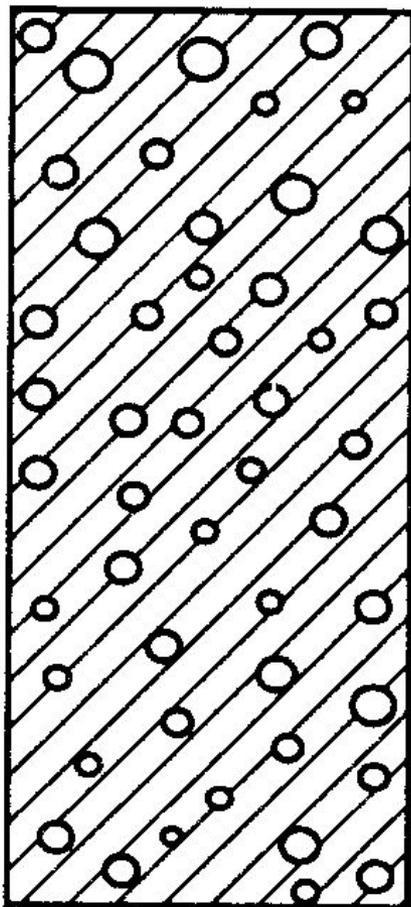
5 – перепускной клапан

6 – камера накопления

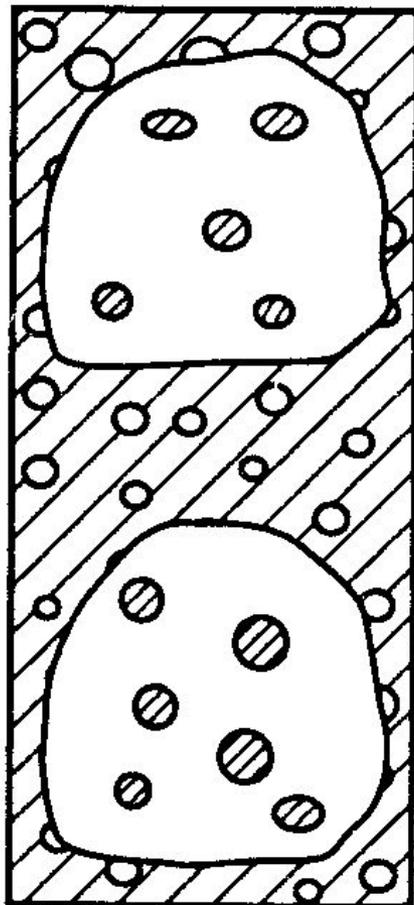
7 – обратный клапан

8 – пакер

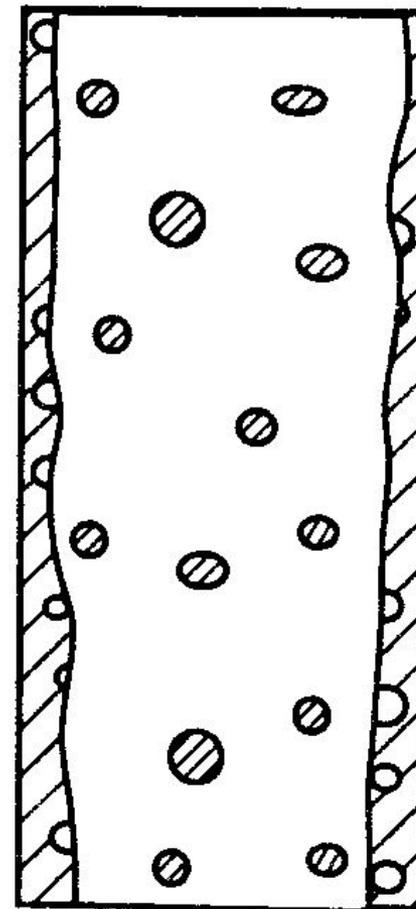
Структуры газожидкостной смеси



Пузырьковая
(газ распределен
в жидкости)

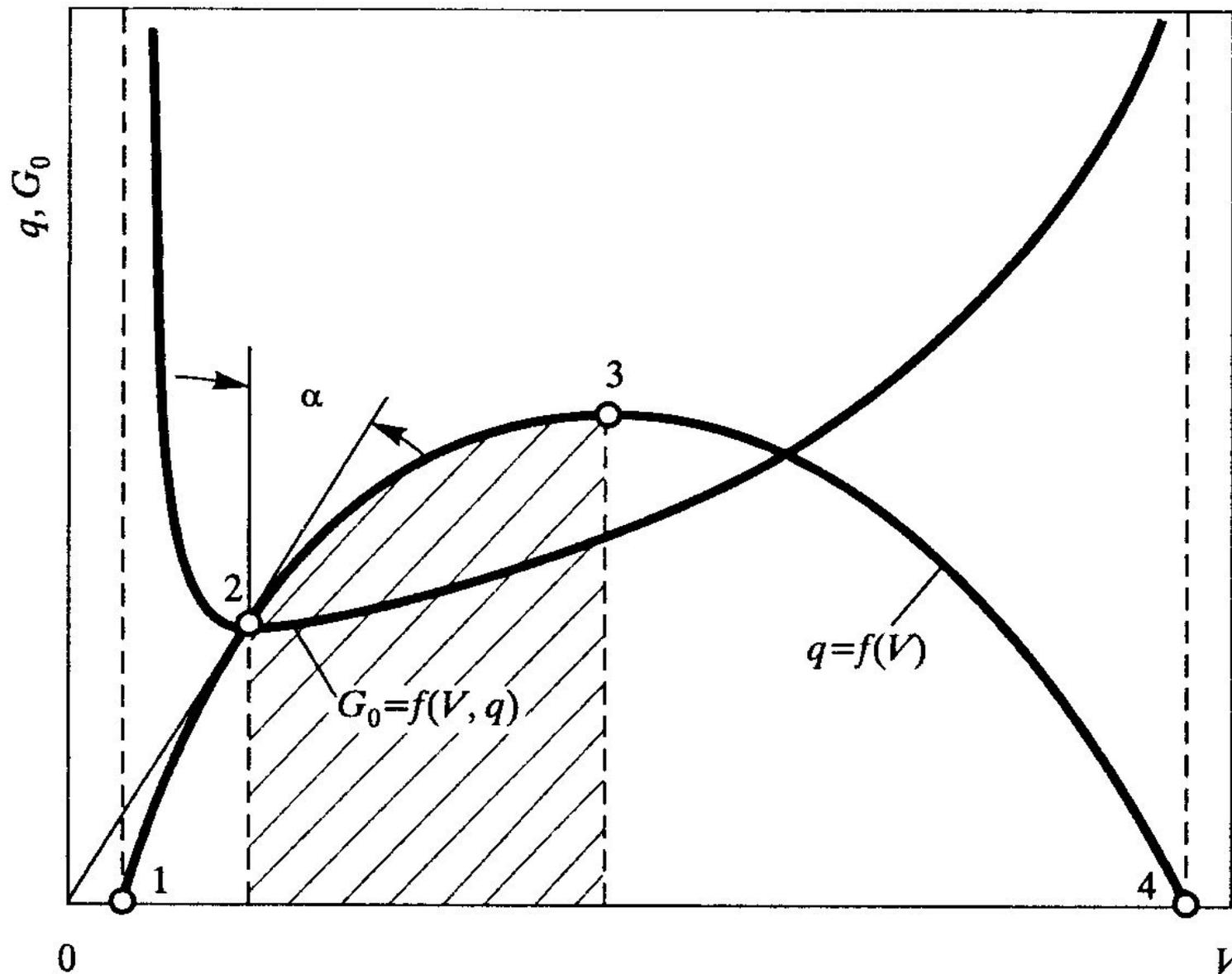


Пробковая или четочная
(газ объединяется
в крупные скопления)



Стержневая
(газ - в центре,
жидкость - по краям)

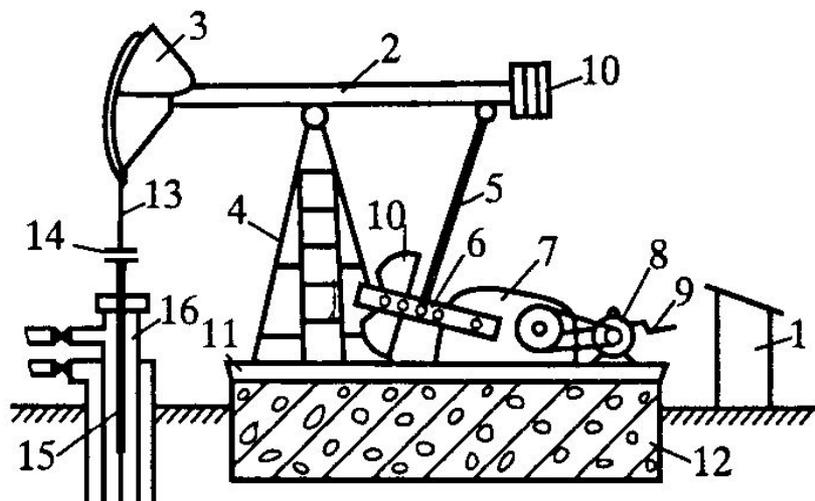
Характеристическая кривая



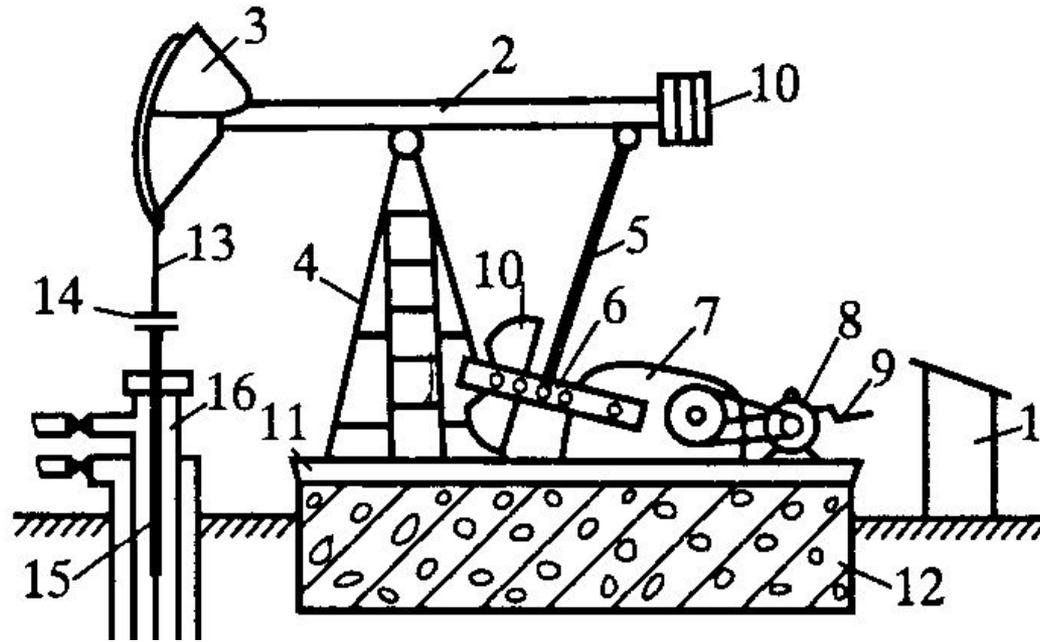
Методы запуска газлифтной скважины

- Метод задавки жидкости в пласт
- Метод свабирования
- Метод последовательного допуска труб
- Метод смены направления закачки газа
- Метод пусковых отверстий
- **Использование газлифтных клапанов**

Штанговая насосная установка



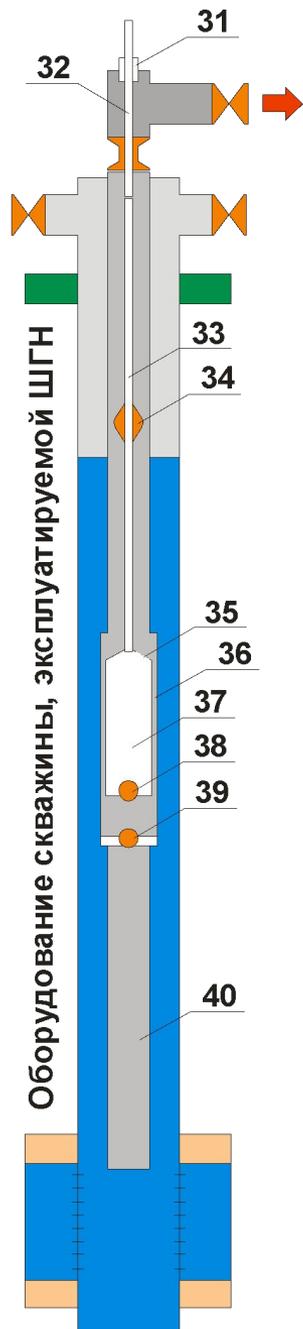
Станок-качалка



Надземная часть оборудования включает в себя:

- 1 – Станция управления
- 2 – Балансир
- 3 – Головка балансира
- 4 – Стойка балансира
- 5 – Шатун
- 6 – Кривошип
- 7 – Редуктор
- 8 – Приводной двигатель
- 9 – Тормоз
- 10 – Противовесы
- 11 – Металлическая рама
- 12 – Бетонный фундамент
- 13 – Канатная подвеска
- 14 – Траверсы
- 15 – Полированный шток
- 16 – Устьевая арматура

Подземное оборудование



Подземная часть оборудования включает в себя:

31 - Сальник

32 - Полированный шток

33 - Колонна штанг

34 - Центратор

35 - Выкидное отверстие плунжера

36 - Корпус насоса

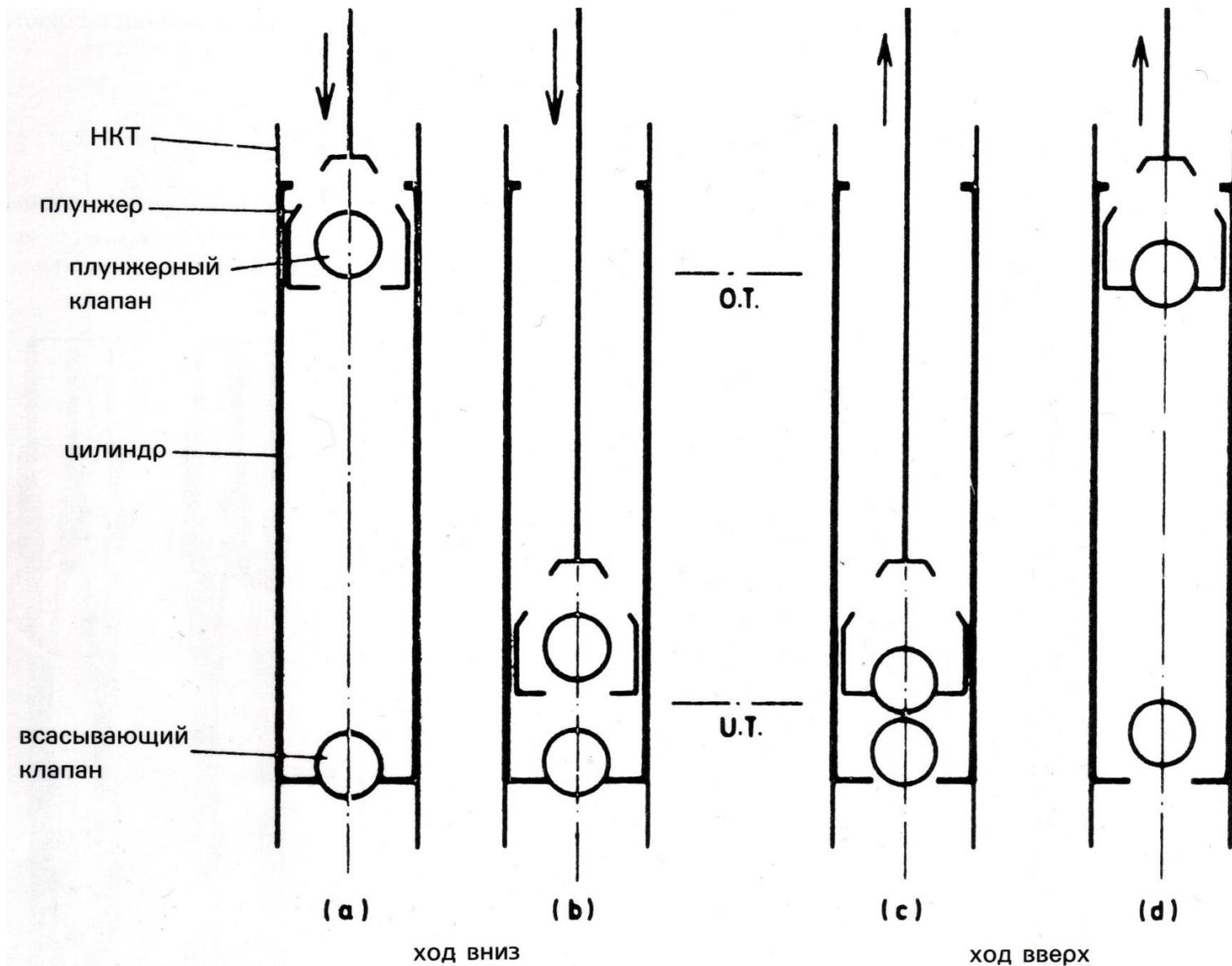
37 - Плунжер

38 - Нагнетательный клапан

39 - Всасывающий клапан

40 - Хвостовик

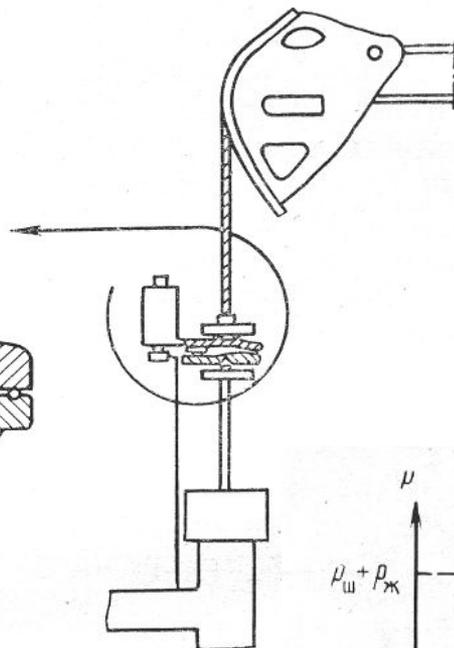
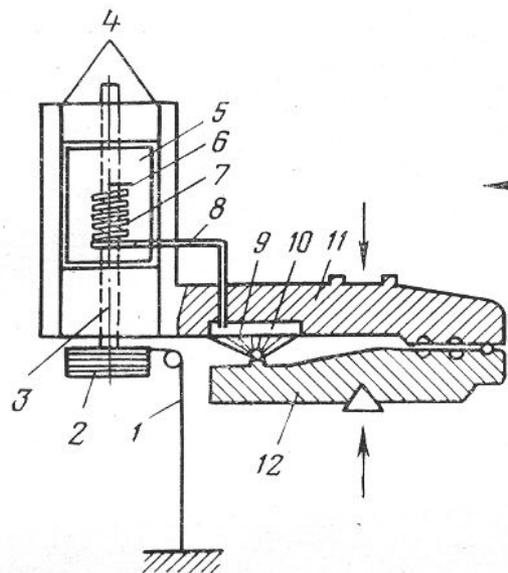
Принцип работы погружного насоса



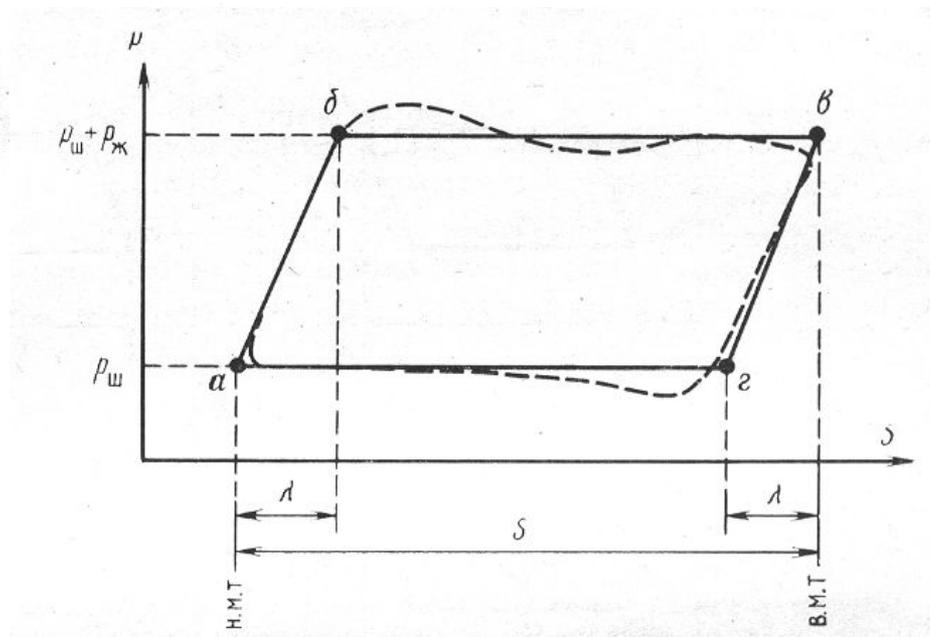
Динамометрия СШНУ

Схема динамографа

Место установки динамографа



Динамограмма

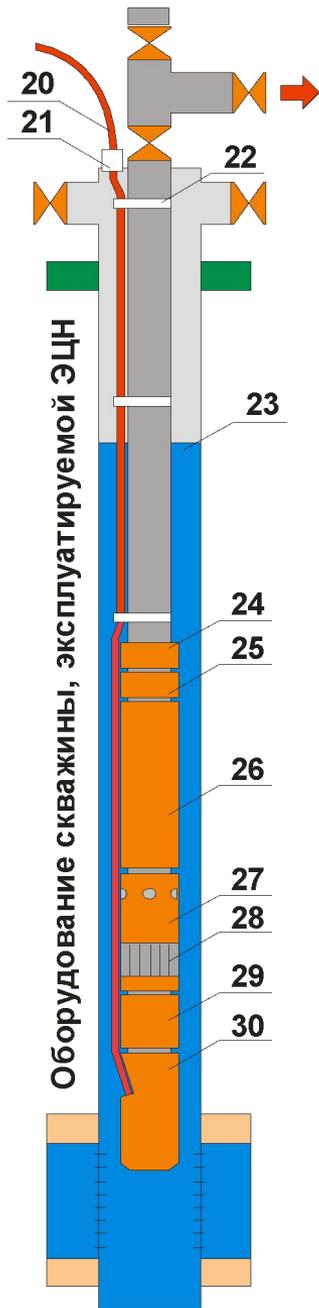


Зависимость нагрузки на головку балансира в зависимости от ее положения в пространстве

Осложнения при работе СШНУ

- Влияние свободного газа
- Износ механическими примесями
- Заклинивание плунжера насоса
- Заклинивание клапанов
- Отложение солей и парафинов
- Истирание штанг и НКТ
- Недостаточный вынос воды с забоя

Установки центробежных насосов



Подземная часть оборудования:

20 - Электрический кабель

21 - Кабельный ввод

22 - Хомут крепления кабеля

23 - Динамический уровень

24 - Сбивной клапан

25 - Обратный клапан

26 - Секции насоса ЭЦН

27 - Газосепаратор

28 - Приемная сетка

29 - Гидрозащита

30 - Погружной электродвигатель (ПЭД)

Надземная часть оборудования включает в себя станцию управления и автотрансформатор

Наземное оборудование УЭЦН

Устьевая арматура



Станция управления

Подземное оборудование УЭЦН

Компенсатор

Электродвигатель

Газосепаратор

Насос

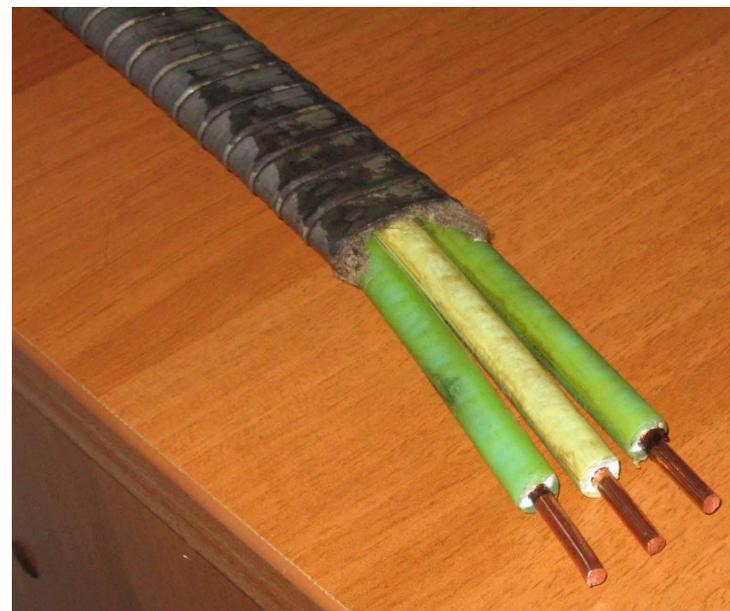


Погружной кабель для УЭЦН



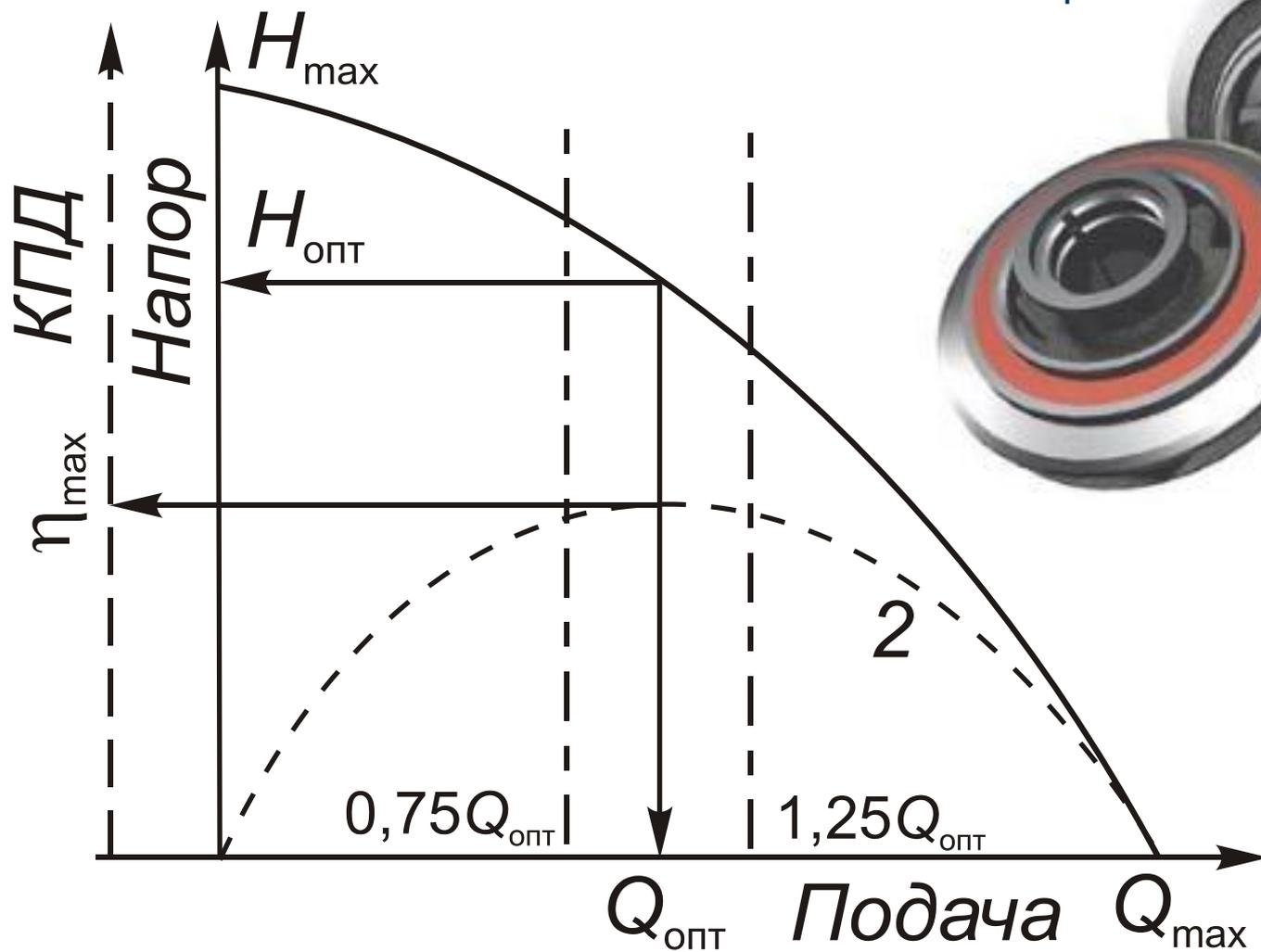
Кабельные удлинители

Устройство кабеля



Рабочая характеристика УЭЦН

Рабочие органы насоса ЭЦН



Классификация УЭЦН

2 ЭЦН М ИК 5А – 125 – 1200

2 – двухпорный насос

ЭЦН – электроцентробежный с погружным двигателем

М – модульный

ИК – износо- и коррозионно-стойкий

5А – группа насоса

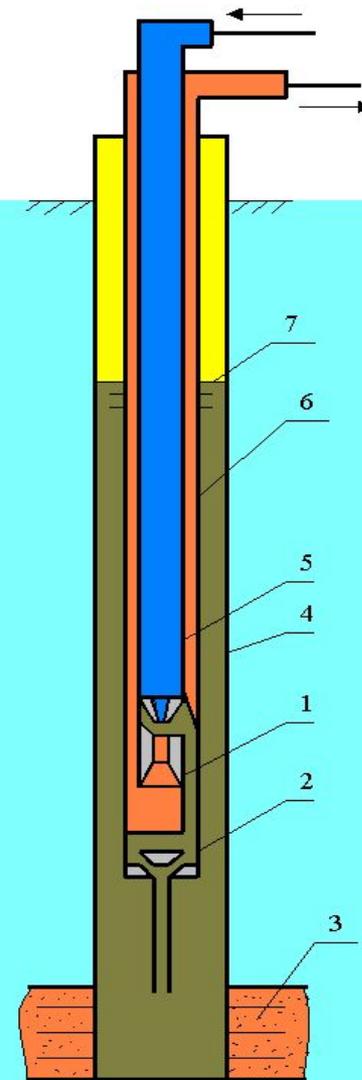
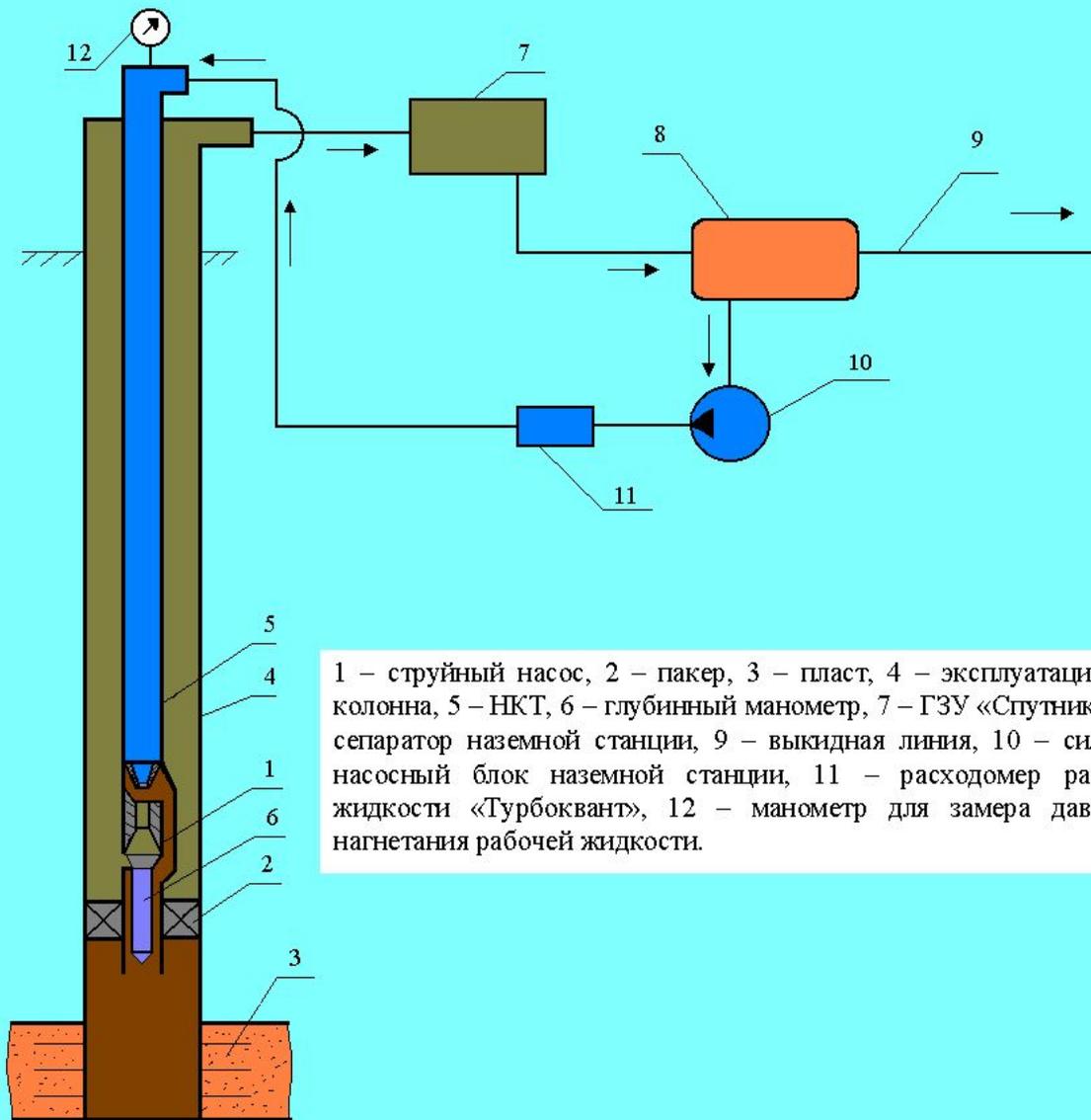
125 – номинальная подача, м³/сут

1200 – номинальный напор (при подаче 125 м³/сут), м

Осложнения при работе УЭЦН

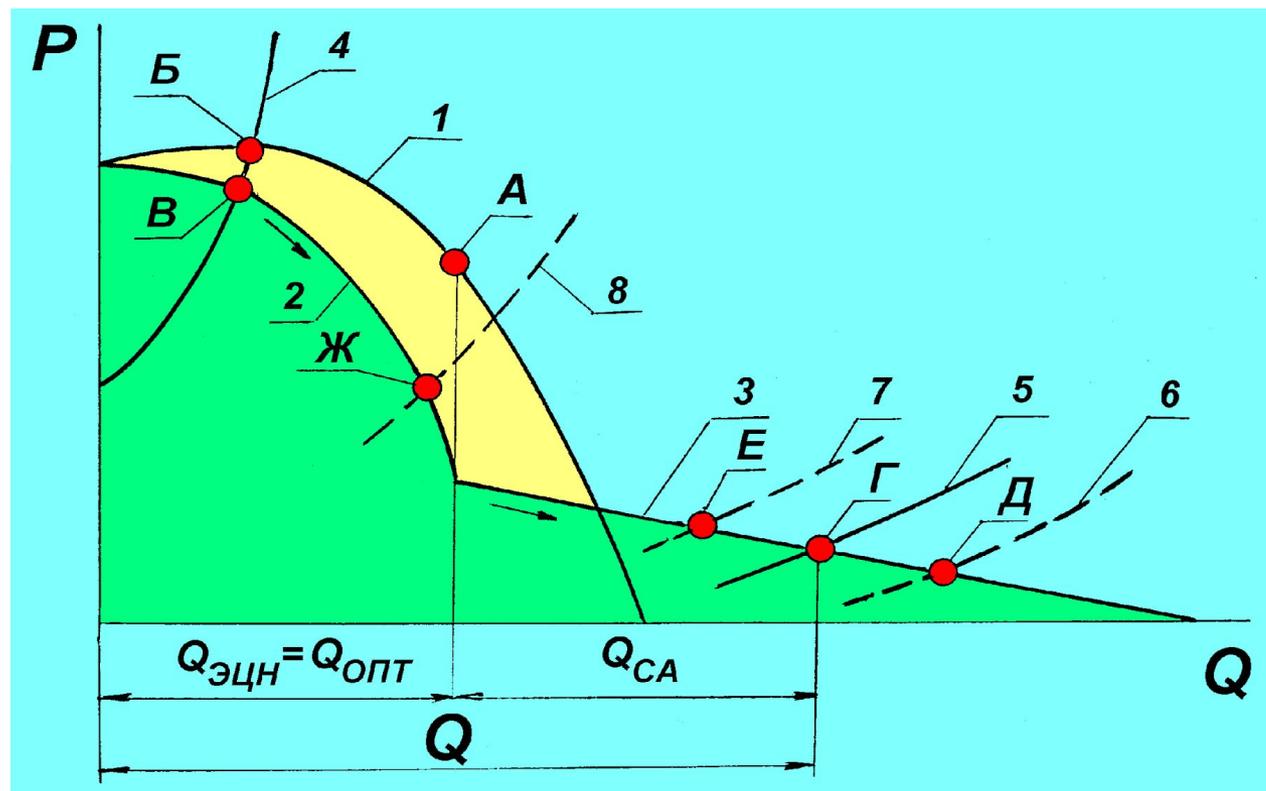
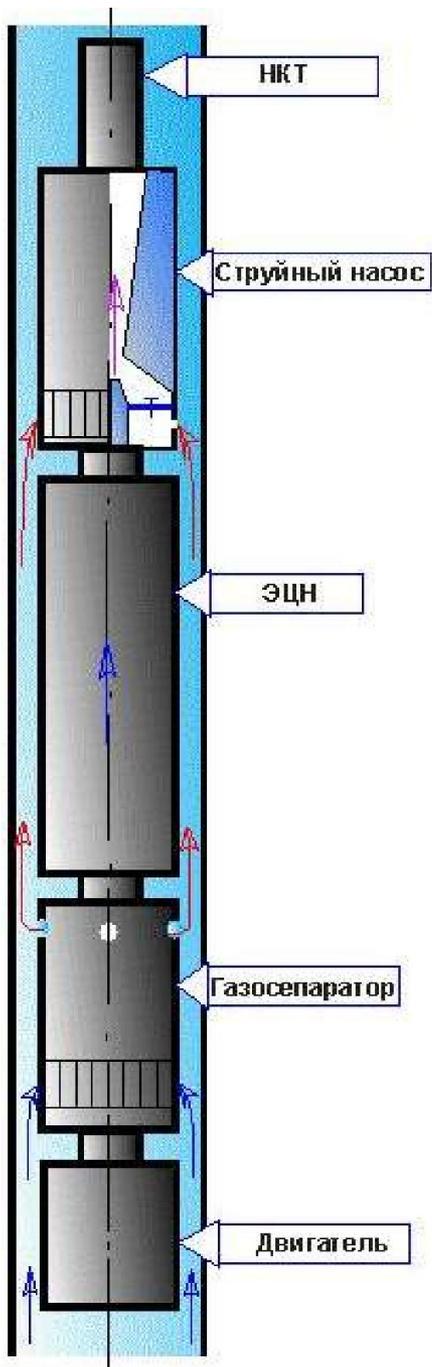
- Влияние свободного газа
- Засорение и износ механическими примесями
- Разлом насоса в результате вибраций
- Недостаточное охлаждение погружного электродвигателя
- Отложения парафинов и солей

Струйные насосы для добычи нефти

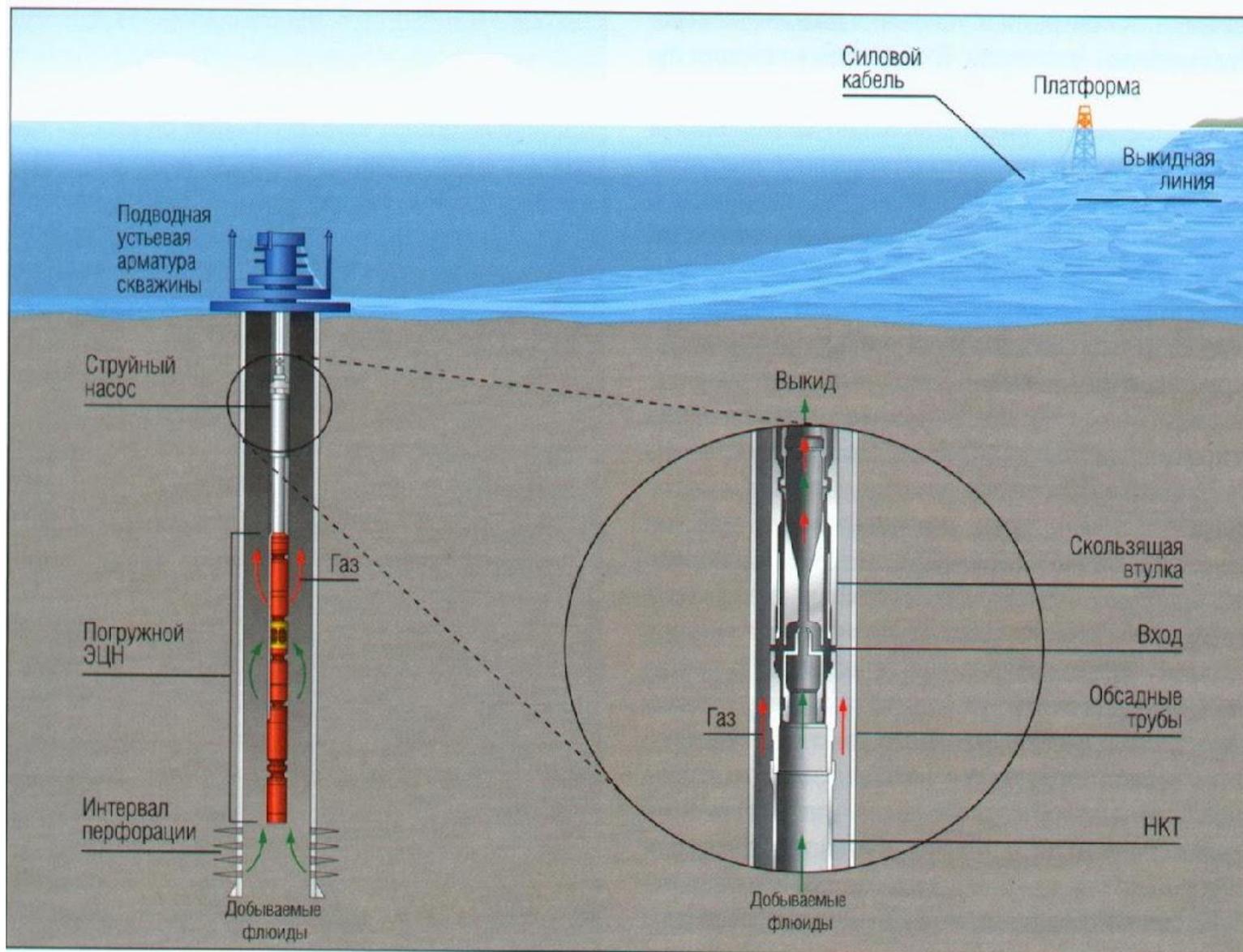


Система «Тандем»

Эксплуатация нефтяных скважин совместно установкой ЭЦН и струйным насосом дает ряд существенных преимуществ, по сравнению с каждым из этих способом по отдельности.



Система «Тандем» для морской добычи



Добыча нефти винтовыми насосами



Варианты винтовых насосов:

- с поверхностным приводом
- с погружным электродвигателем

Особенности шельфовой добычи нефти



Часть 11

Геофизические исследования



Геофизическое судно «Профессор Рябинкин»
предназначено для проведения геофизических исследований

Буровое оборудование

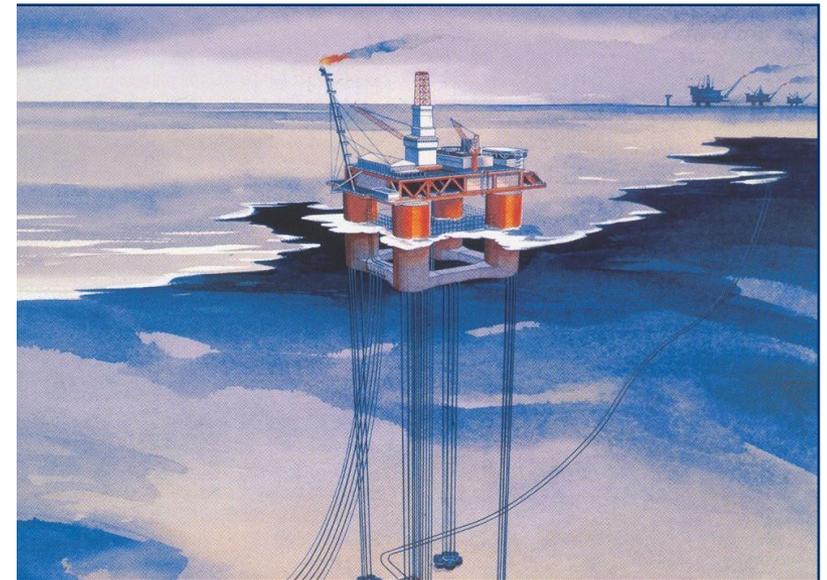
Самоподъемная буровая установка



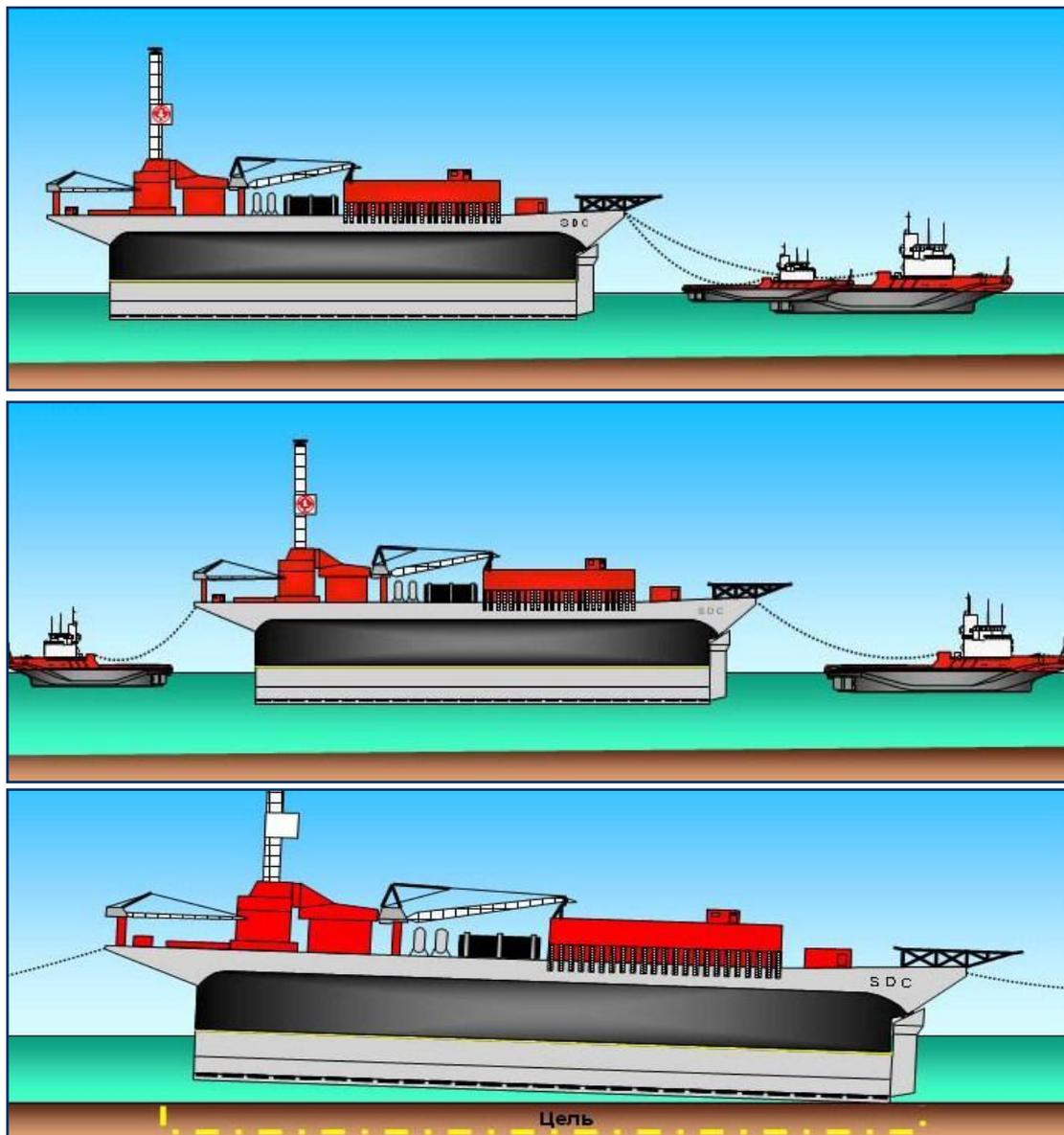
Буровое судно



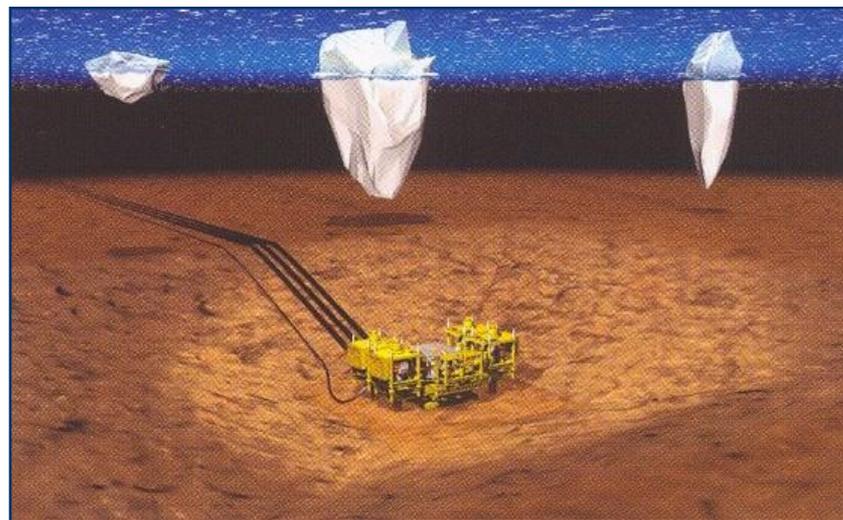
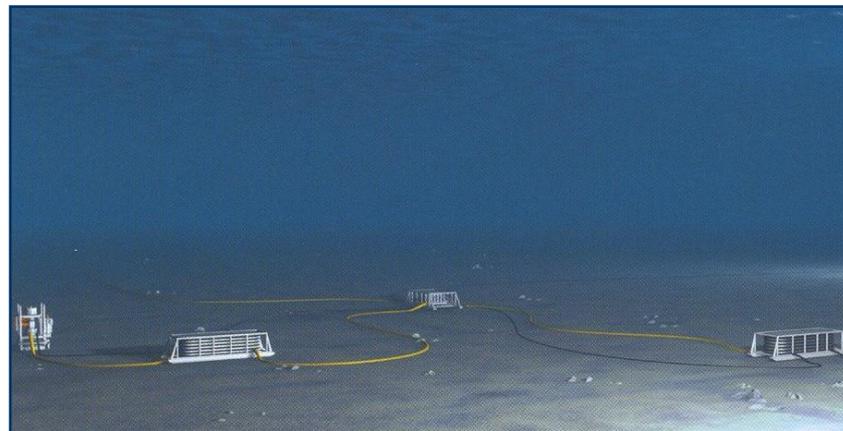
Полупогружная буровая установка



Установка буровой на точку бурения



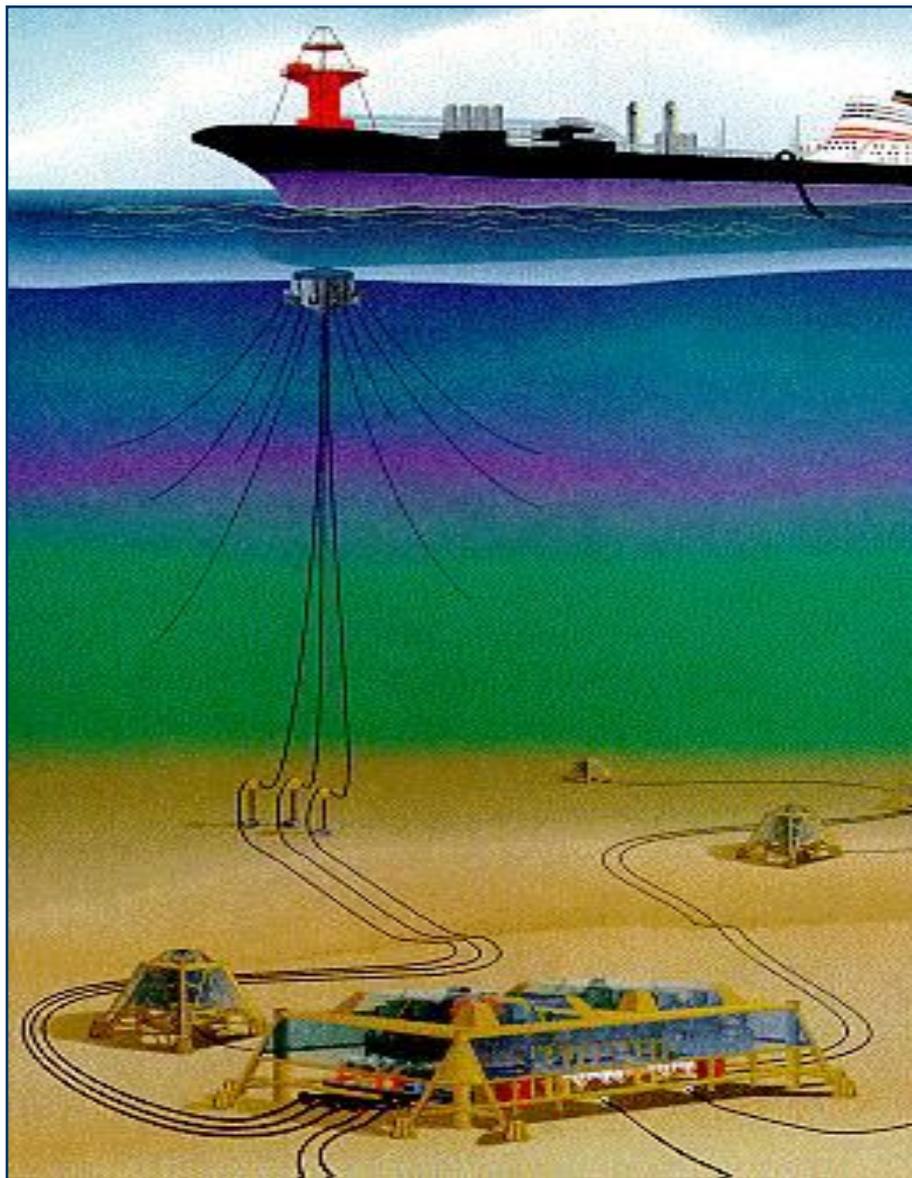
Оборудование устья скважин



Морская ледостойкая платформа



Управление добычей



Ремонт подводных трубопроводов

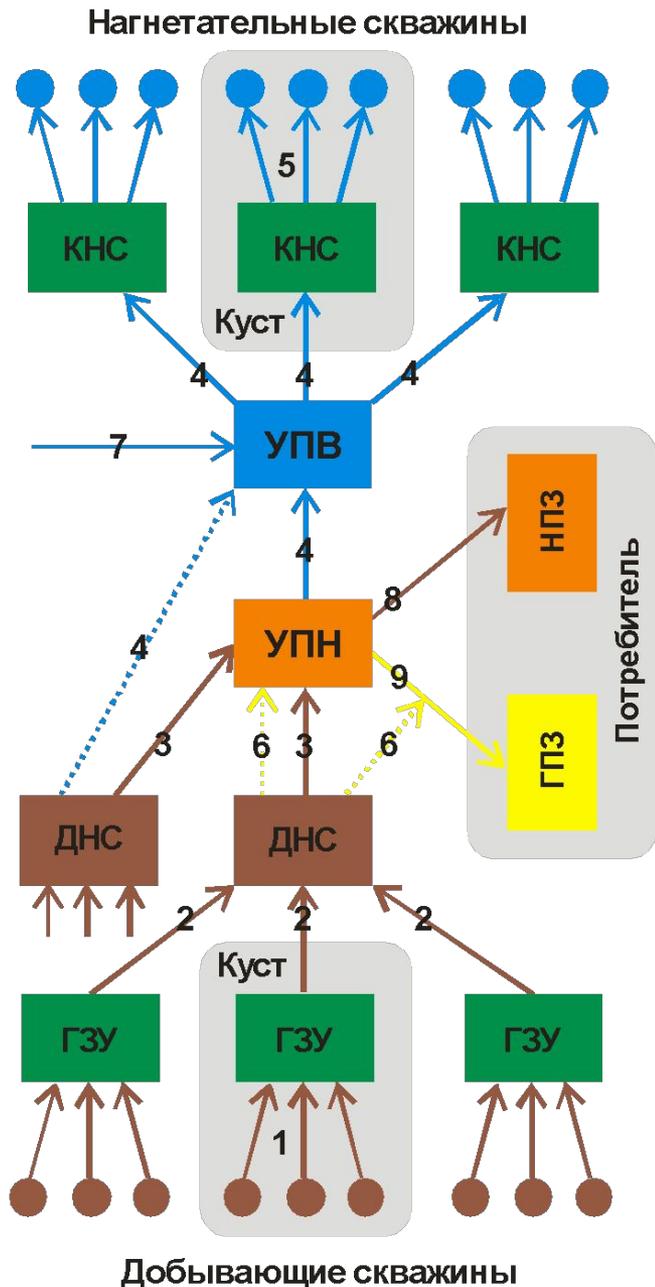


Сбор и подготовка скважинной продукции



Часть 13

Система сбора



ГЗУ - Групповая замерная установка

ДНС - Дожимная насосная станция

УПН - Установка подготовки нефти

УПВ - Установка подготовки воды

КНС - Кустовая насосная станция

1 - Кустовые трубопроводы (манифольды)

2 - Промысловые трубопроводы

3 - Промысловые водонефтепроводы

4 - Промысловые водопроводы

5 - Кустовые водопроводы

6 - Промысловые газопроводы

7 - Водозаборный трубопровод

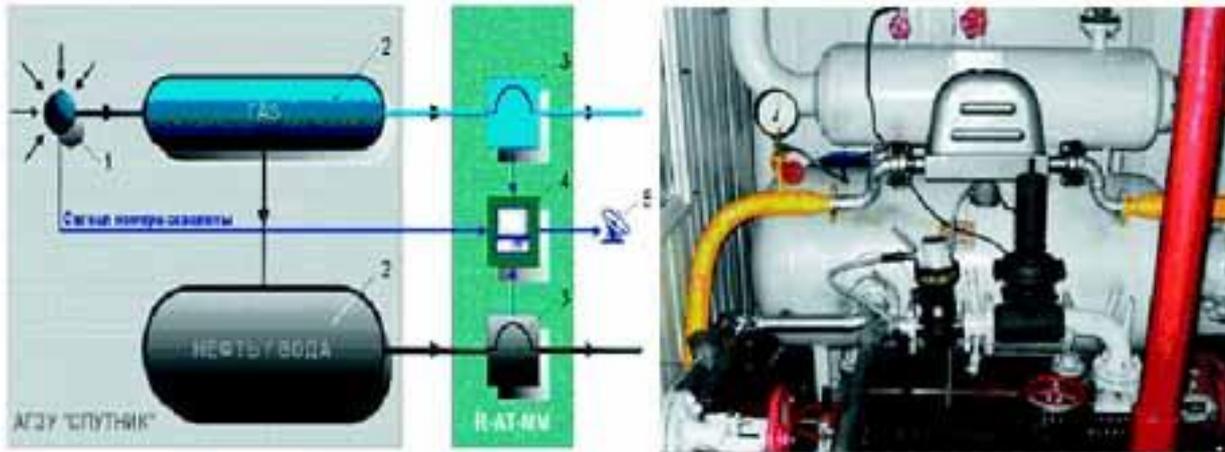
НПЗ - Нефтеперерабатывающий завод

ГПЗ - Газоперерабатывающий завод

8 - Магистральный нефтепровод

9 - Магистральный газопровод

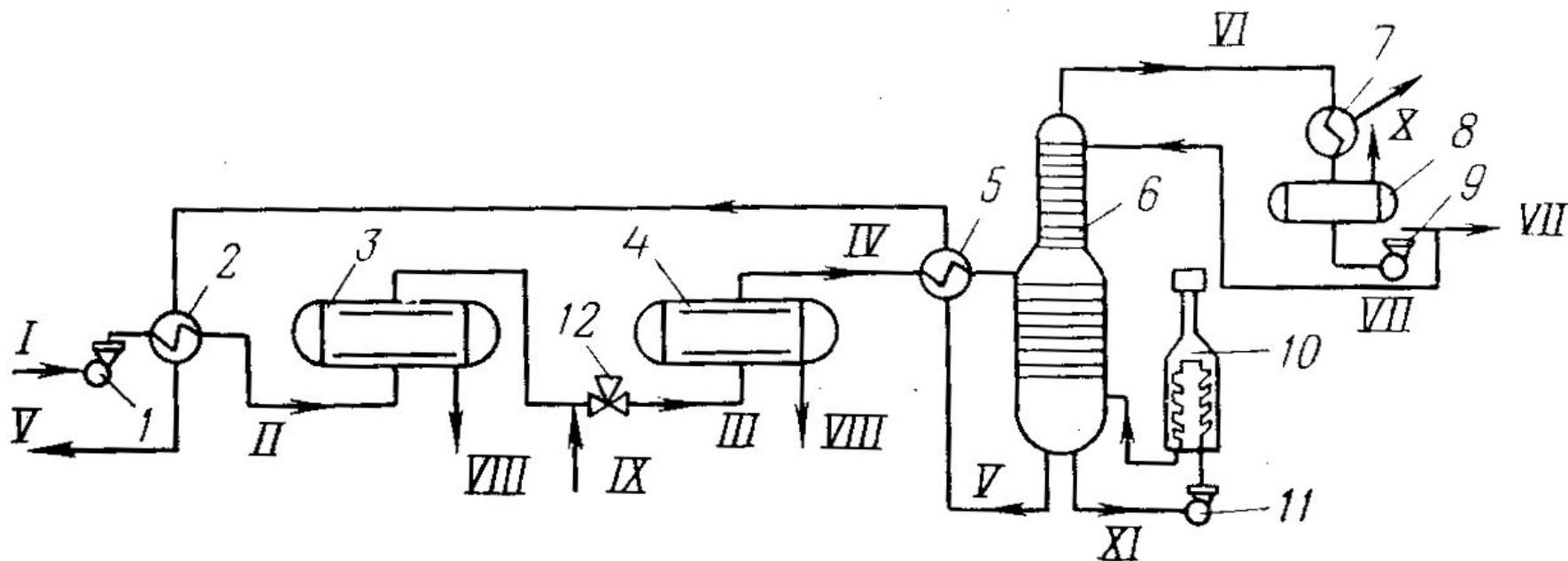
Групповая замерная установка



Дожимная насосная станция



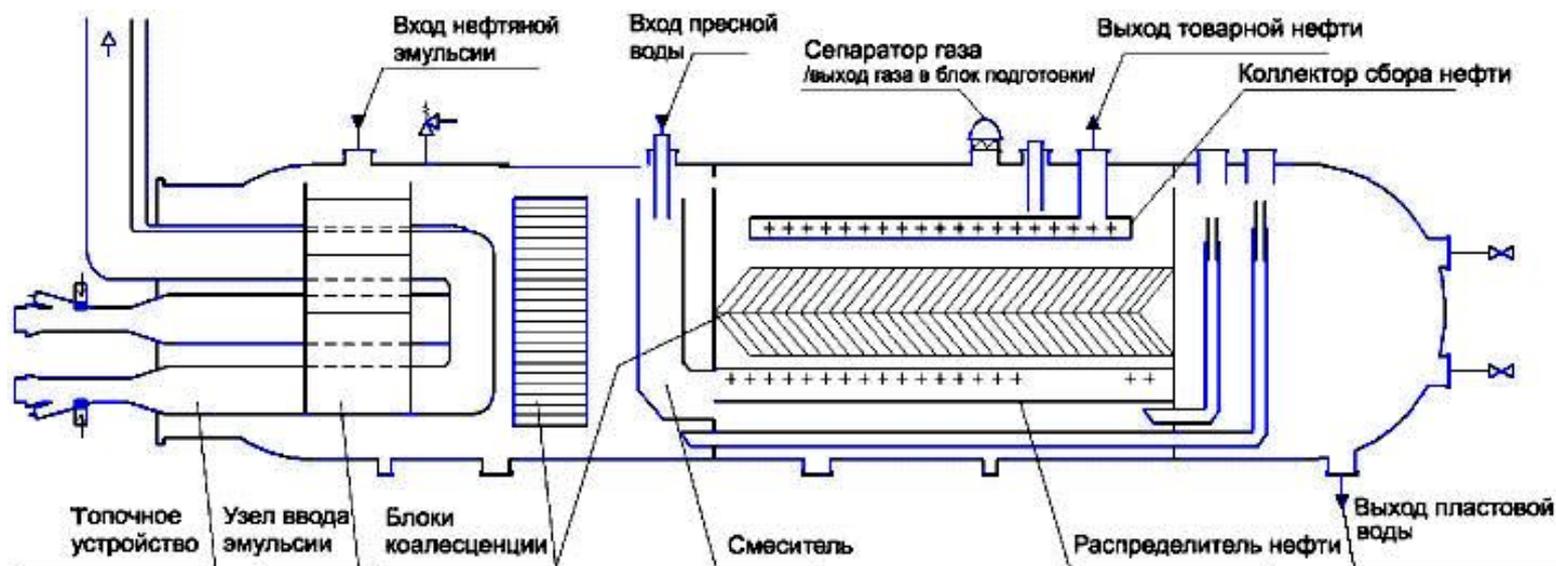
Схема подготовки нефти



- 1,9,11 – насосы
- 2 – теплообменник
- 3 – отстойник
- 4 – электродегидратор
- 5 – теплообменник
- 6 – стабилизационная колонна
- 7 – конденсатор-холодильник
- 8 – емкость орошения
- 10 - печь

- I – сырая нефть
- II – подогретая нефть
- III – обезвоженная нефть
- IV – обессоленная нефть
- V,XI – стабильная нефть
- VI – верхний продукт колонны
- VII – широкая фракция
- VIII – дренажная вода
- IX – подача пресной воды
- X – легкие углеводороды (газ)

Установка подготовки нефти



Качество товарной нефти



Часть 13

Условное обозначение нефти

Класс.Тип.Группа.Вид ГОСТ Р 51858-2002

Пример:

2.2э.1.1 ГОСТ Р 51858-2002

Нефть поставляется на экспорт.

Классы нефти

По содержанию серы:

1 – малосернистая (до 0.60)

2 – сернистая (0.61 – 1.80)

3 – высокосернистая (1.81 – 3.50)

4 – особо высокосернистая (более 3.50)

В скобках указана массовая доля серы, %

Типы нефти

По плотности:

0 – особо легкая (до 834.5 кг/м^3)

1 – легкая ($834.6 - 854.4 \text{ кг/м}^3$)

2 – средняя ($854.5 - 874.4 \text{ кг/м}^3$)

3 – тяжелая ($874.5 - 899.3 \text{ кг/м}^3$)

4 – битуминозная (более 899.3 кг/м^3)

Плотность замеряется при температуре 15°C

При поставке на экспорт дополнительно
замеряется выход фракций при температурах
 200 , 300 и 350°C и массовая доля парафина.

Группы нефти

По степени подготовки:

1 – воды до 0.05%, солей Cl до 100 мг/л

2 – воды до 0.05%, солей Cl до 300 мг/л

3 – воды до 0.10%, солей Cl до 900 мг/л

Указана массовая доля содержания воды.

Массовая доля механических примесей не более 0.05%

Давление насыщенных паров до 66.7 кПа

Виды нефти

По содержанию сероводорода и легких меркаптанов (в сумме метил+этил):

- 1 – H_2S до 20 млн^{-1} , меркаптанов до 40 млн^{-1}
- 2 – H_2S до 50 млн^{-1} , меркаптанов до 60 млн^{-1}
- 3 – H_2S до 100 млн^{-1} , меркаптанов до 100 млн^{-1}

Нефть с содержанием сероводорода до 20 млн^{-1} считается не содержащей сероводород.

Российский государственный
университет нефти и газа
им. И. М. Губкина



СПАСИБО ЗА ВНИМАНИЕ

Игревский Леонид Витальевич