

**Геолого-
технологические
исследования
нефтяных и
газовых скважин**



**Тема 2 . Методы
параметров
циркуляционной системы**

10.11.15

ОБЩИ
Й
ВОПРОС



**Перечислите *виды оборудования ГТИ*,
позволяющие собрать информацию о
геологическом разрезе и процессах в
скважине**

ВОПРОС ПО
ВАРИАНТАМ



I
Вариант
**Перечислите *геологические*
*задачи ГТИ***

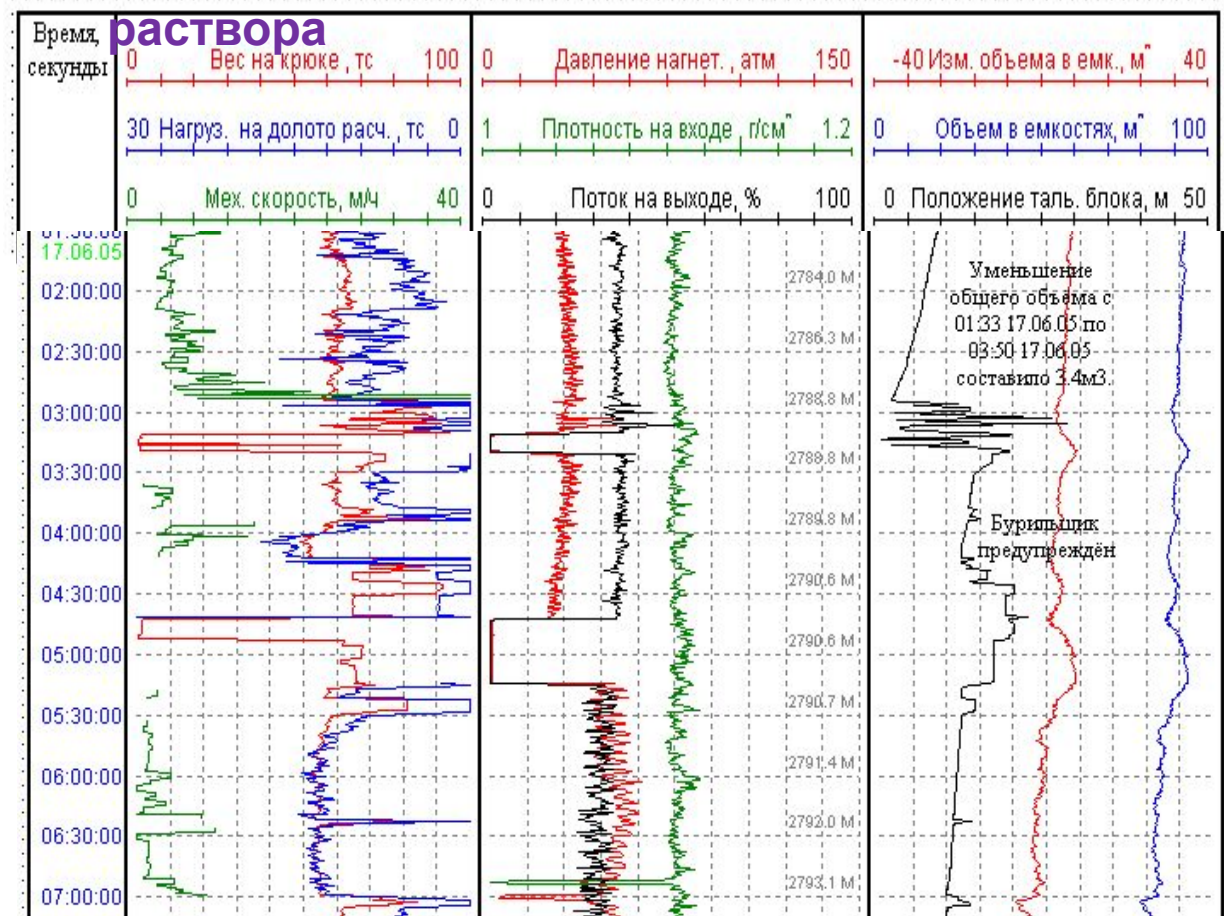
II
Вариант
**Перечислите *технологические*
*задачи ГТИ***

Контроль процесса бурения

ПРИЗНИКИ

Осложнение: поглощение бурового

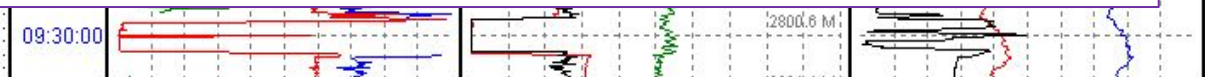
ПОГЛОЩЕНИ
Рост скорости
проходки при
вскрытии пласта
Снижение уровня
в емкостях
Снижение
расхода на
выходе
Снижение
давления на
входе.
Колебания
давления



Для контроля процесса бурения необходимо измерять основные
параметры циркуляционной системы:

Давление в узлах системы;

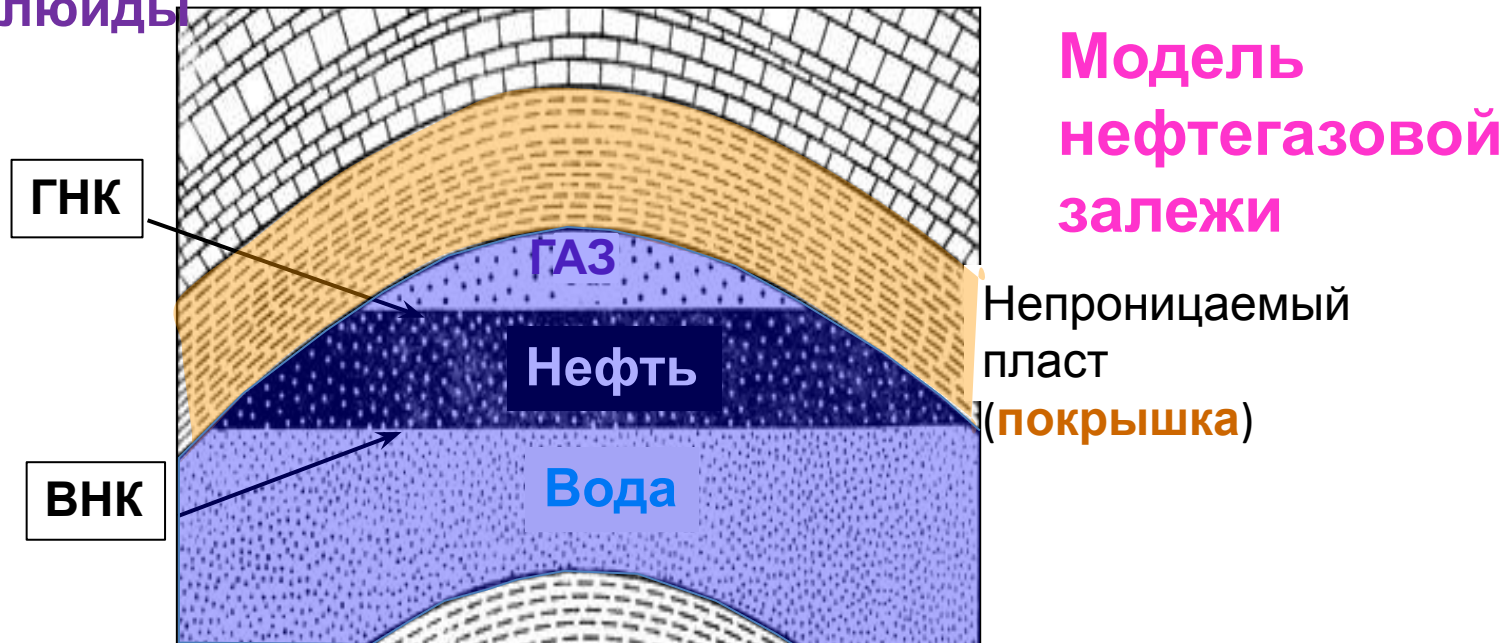
Объем и свойства промывочной жидкости



2. Параметры циркуляционной системы

1.1. ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ФЛЮИДОВ

А. Поровые флюиды



Коллектор - горная порода, способная вмещать и фильтровать через себя флюиды (вода, нефть, газ).

Базовые параметры коллектора – **пористость, проницаемость**

Физические параметры поровых флюидов

Параметр	Вода	Нефть	Газ
Плотность, 10^3 кг/м^3	1,01...1,24	0,72...1,0	0,0007...0,0032
Скорость продольных упругих волн, км/с	1,4...1,53	1,3...1,4	0,316...0,338
Удельное электрическое сопротивление, Ом*м	$10^{-2} \dots 10^4$	До 10^{14}	10^{14} и больше
Диэлектрическая проницаемость	81	2	1...1,01
Теплопроводность, Вт/(м*К)	0,582	0,13...0,14	0,04...0,21
Динамическая вязкость, мПа*с	0,2...1,5	0,1...300 и более	

Б. Буровой

раствор

ФУНКЦИИ БУРОВОГО

РАСТВОРА:

- ❖ Извлечение шлама из ствола скважины
- ❖ Предотвращение поступления пластового флюида в ствол скважины
- ❖ Поддержание устойчивости ствола
- ❖ Охлаждение и смазывание долота
- ❖ Передача гидравлической мощности долоту

СОСТАВ БУРОВОГО

РАСТВОРА:

□ Твердая фаза

Глины – хорошие загустители, улучшают выносную способность БР, образуют глинистую корку

Утяжелители

□ Жидкость

Главным недостатком БР на водной основе – вода вступает в реакцию с глинами

□ Химические компоненты

Полимеры в БР обволакивают частицы глин

Для торможения разбухания глин добавляют соль

ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА БУРОВОГО

РАСТВОРА:

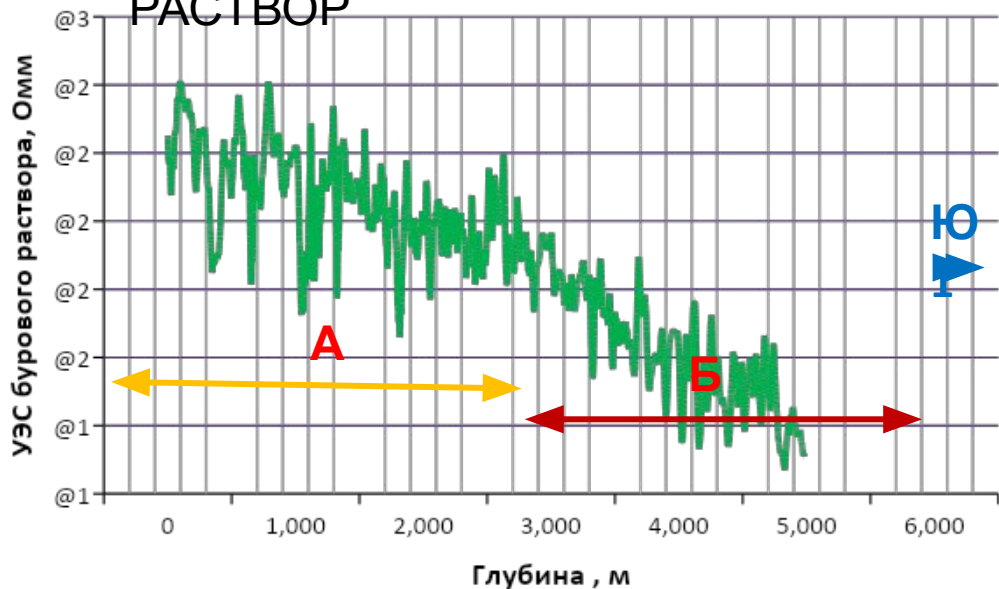
Тип промывочной жидкости	Плотность, 10^3 кг/м^3	Условная вязкость, с	Водоотдача, $\text{см}^3/\text{с}$	УЭС, Ом
Полимер-глинистый	1,08...1,18	31...33	3...5	1,3...3,0

Для месторождений Нижневартовского

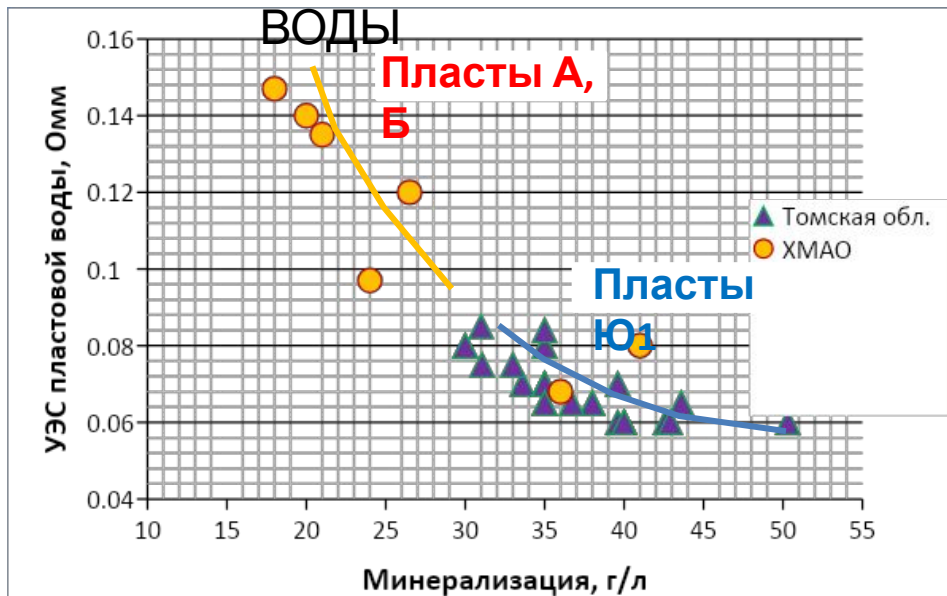
УДЕЛЬНОЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЕ СОПРОТИВЛЕНИЕ (УЭС)

ПЛАСТОВЫХ ВОД И БУРОВОГО РАСТВОРА

БУРОВОЙ РАСТВОР



ПЛАСТОВЫЕ ВОДЫ

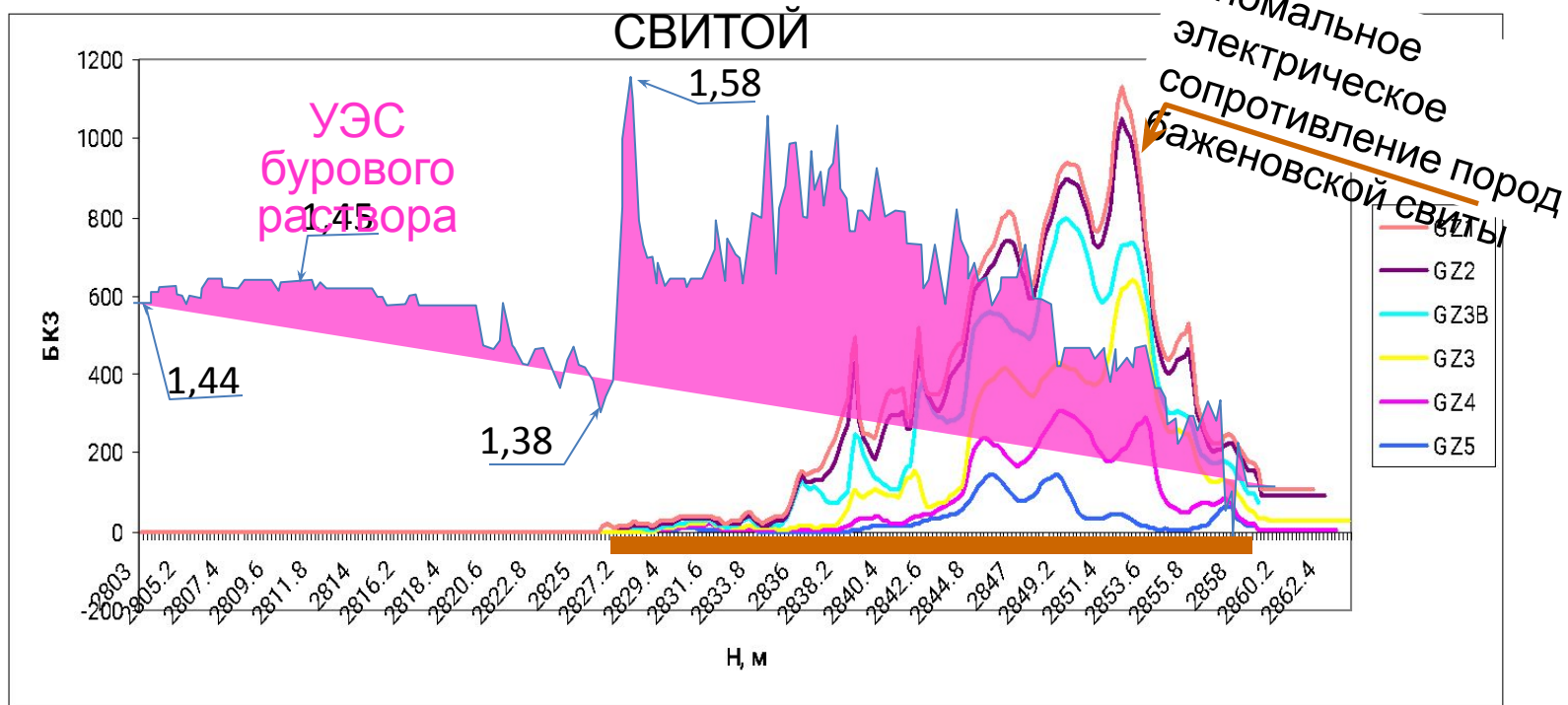


Самотлор, Усть-Балыкское, Ватинское, Ачинское, мест. ТО

Ватинское

АЙ-ПИМСКОЕ НЕФТЯНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

РАЗРЕЗ С НЕФТЕНОСНОЙ БАЖЕНОВСКОЙ



РАЗБУРИВАНИЕ ВЫСОКООМНЫХ
НЕФТЕНОСНЫХ ПОРОД БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ
ПРИВЕЛО К ПОВЫШЕНИЮ УЭС
(И ПЛОТНОСТИ) БУРОВОГО РАСТВОРА

1. Для чего предназначена циркуляционная система скважины?

2. Назовите основные параметры ГТИ, которые контролируются в циркуляционной системе

1.2.

ДАВЛЕНИЕ

Давление (P) – сила, действующая на единицу площади поверхности нормально к этой поверхности, $Па$

□ **Гидростатическое давление** - создается весом столба покоящейся жидкости:

$$P_{гс} = \delta \cdot h \cdot g$$

δ – средняя плотность флюида, $кг/м^3$; h – высота столба флюида, $м$; g – $м/с^2$

□ **Горное давление (литостатическое)** – создается весом вышележащих пород

□ **Пластовое (поровое) давление** – давление, под которым находятся флюиды в поровом пространстве горных пород, P_p

□ **Давление в скважине** – может отличаться от гидростатического давления в зависимости от различных технологических операций, $P_{скв}$
движение или остановка инструмента, наличия или отсутствие циркуляции и др.

Аномальное пластовое давление

– пластовое давление, отличающееся от гидростатического давления:

Аномально низкое пластовое давление (АНПД) – $P_p < P_{гс}$

Аномально высокое пластовое давление (АВПД) – $P_p > P_{гс}$

Осложнения при
бурении

Ка – коэффициент
аномальности
 $R_{пл}/P_{гс}$

Давление
АНП Ка < 0,8 пониженные
Д Ка = 1,05...1,3
Д АВП Ка = 1,05...1,3
Д Ка = 1,3...2,0 высокие
Ка > 2 сверхвысокие

АНП
Д

- Истощение энергии пласта при разработке месторождения
- Условия залегания пластов

1.2.1. Причины формирования

АВГПД

Из опыта мировой практики бурения установлено, что существования АВГПД в глинистых отложениях составляет 65 %, в солевых отложениях - 33 %, а в карбонатных - 2 %. Наиболее часто (75 %) АВГПД встречаются в углеводородных залежах антиклинальной формы, имеющих глинистую покрывку

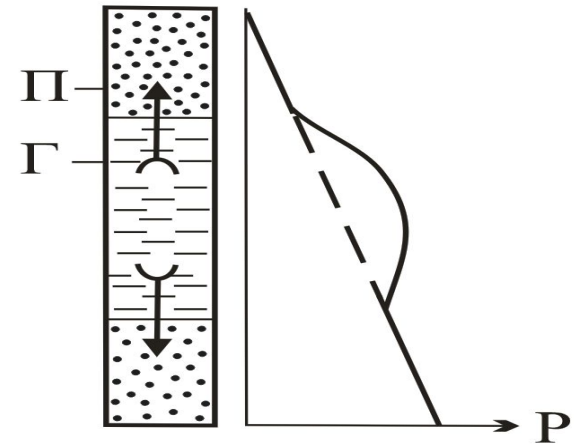
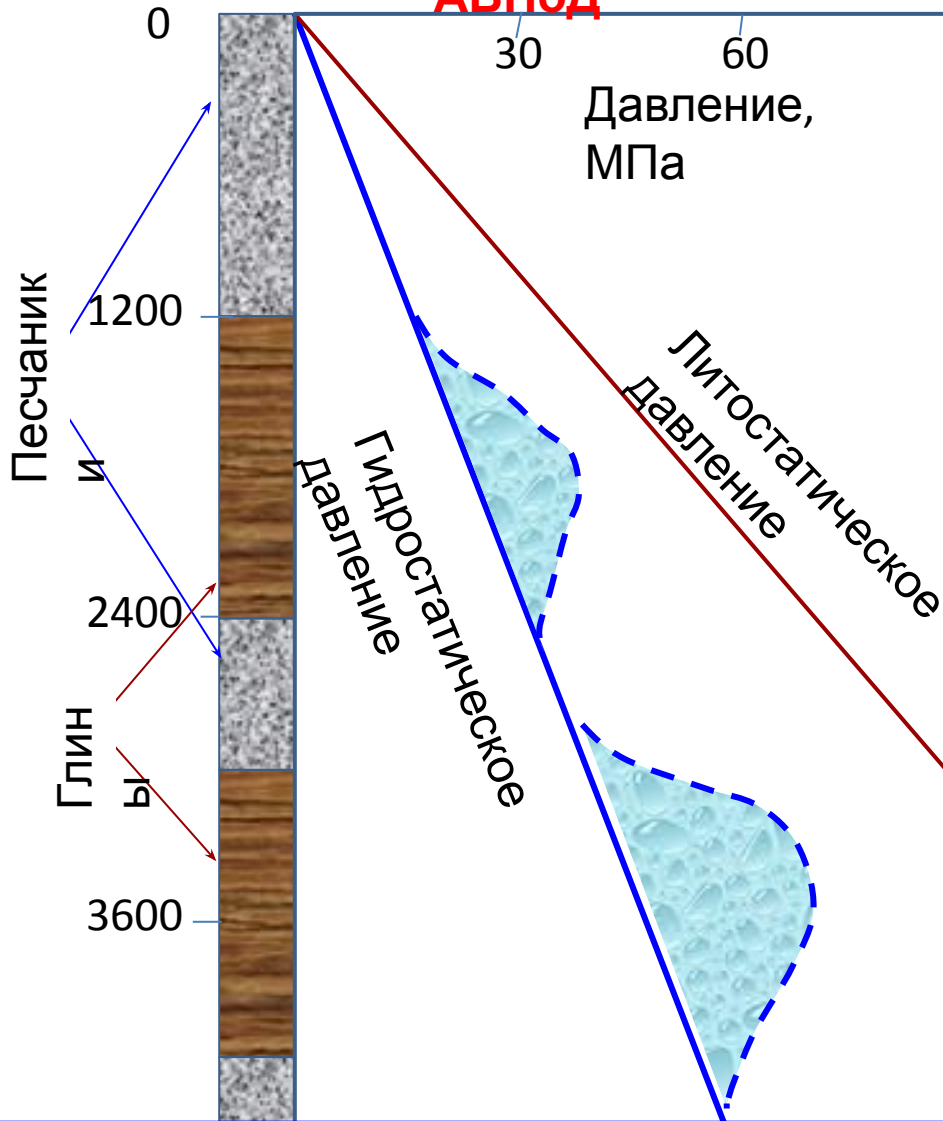
Режим нормального давления предполагает существования системы, гидравлически открытой для атмосферы. Образование аномальных давлений требует одновременного присутствия непроницаемой перегородки (покрывки) и самого фактора создающего аномальное давление.

**Гидравлическая закрытость
системы**

+

Причины формирования АВГПД

1. УПЛОТНЕНИЕ ГЛИН ▶ АВПод



Причины формирования АВПД глин:

- ◆ **Высокая начальная Пористость глин (микропористость)**
- ◆ **Повышенная способность глин к уплотнению**
- ◆ **Низкая проницаемость глин**
Мелкие поры $< 0.1 \text{ мкм}$,
 $K_{пр} < 0.1 \text{ мД}$
- ◆ **Закрытость системы**

«ВО ВСЕХ СЛУЧАЯХ АНОМАЛЬНОЕ ПОВЫШЕНИЕ ДАВЛЕНИЯ ФЛЮИДОВ ОБУСЛОВЛЕНО ИХ НЕСПОСОБНОСТЬЮ МИГРИРОВАТЬ»



2. ОБРАЗОВАНИЕ УВ ИЗ КЕРОГЕНА ► АВПод

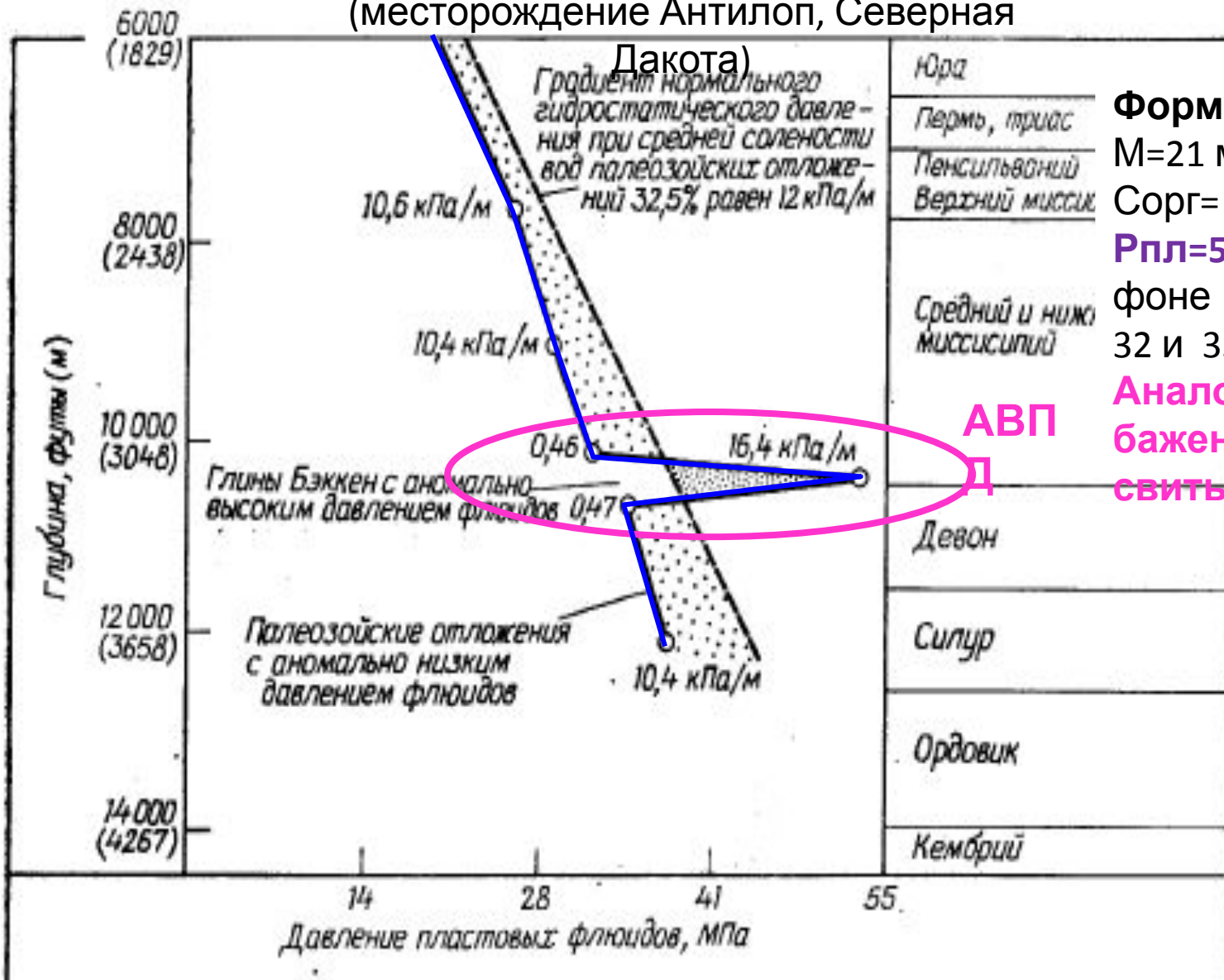
Нефтегазоматеринские породы – осадочные породы, способные в определенных геологических условиях выделять свободные УВ-флюиды, образованные в процессе диа- и катагенетических преобразований рассеянного органического вещества (керогена).

Схема образования и разрушения нефти



Нефтематеринская формация Бэккен

(месторождение Антилоп, Северная
Дакота)



Формация Бэккен

M=21 м

Сорг= до 10%

Рпл=52 МПа на

фоне

32 и 35 МПа

Аналог
баженовской
свиты

АВП

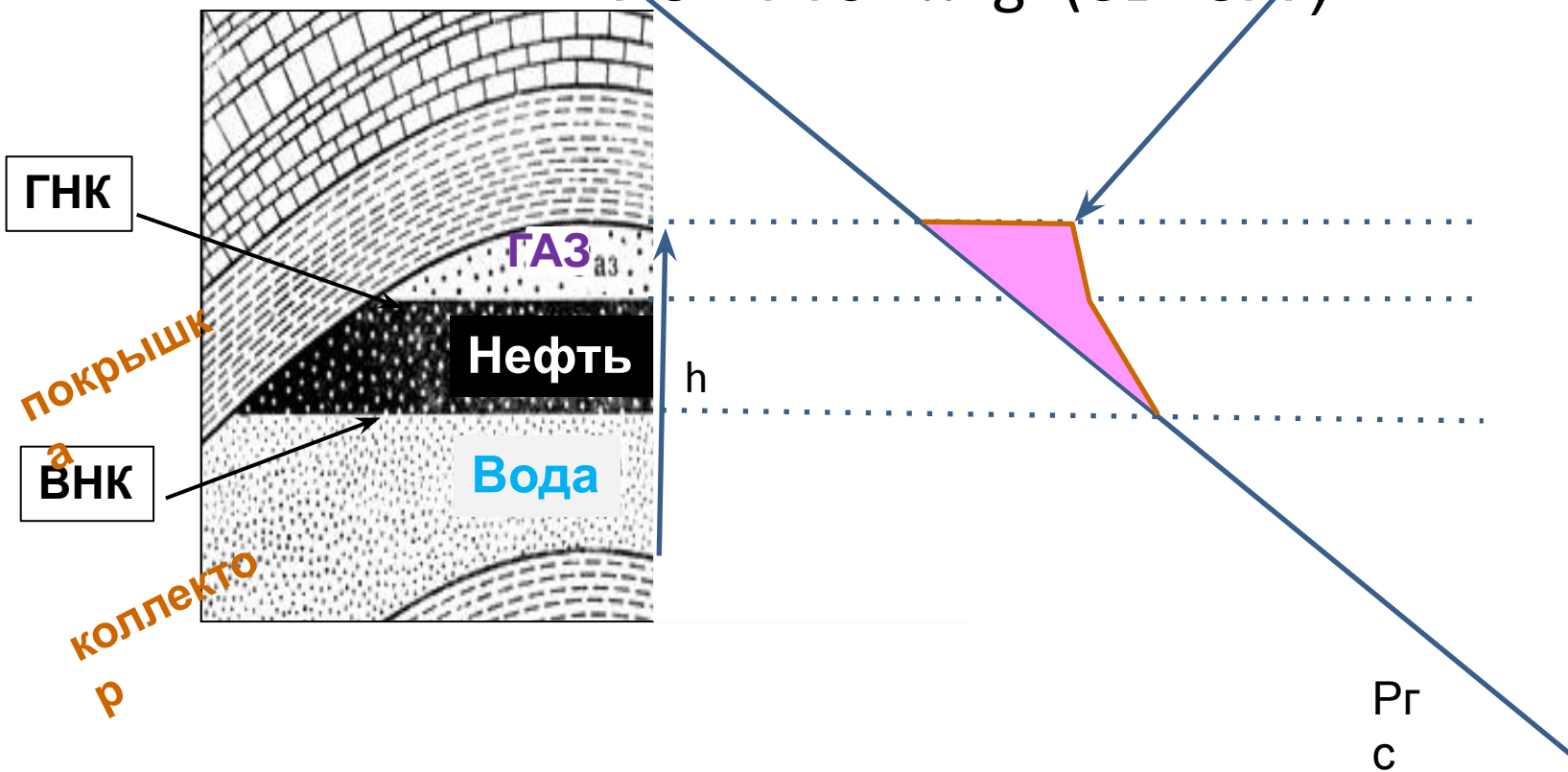
Д

3. Разность плотностей в водо-нефтегазовых системах

► АВПД

Из-за наличия покрывки давление в залежи:

$$P_z = P_{гс} + h * g * (\delta_{в} - \delta_{нг})$$



Газонефтяная часть залежи всегда имеет АВПД

4. Вторжение углеводородов в глинистую покрывку ► АВПод

Наиболее часто (75%) АВПД встречаются в углеводородных залежах

антик

ку

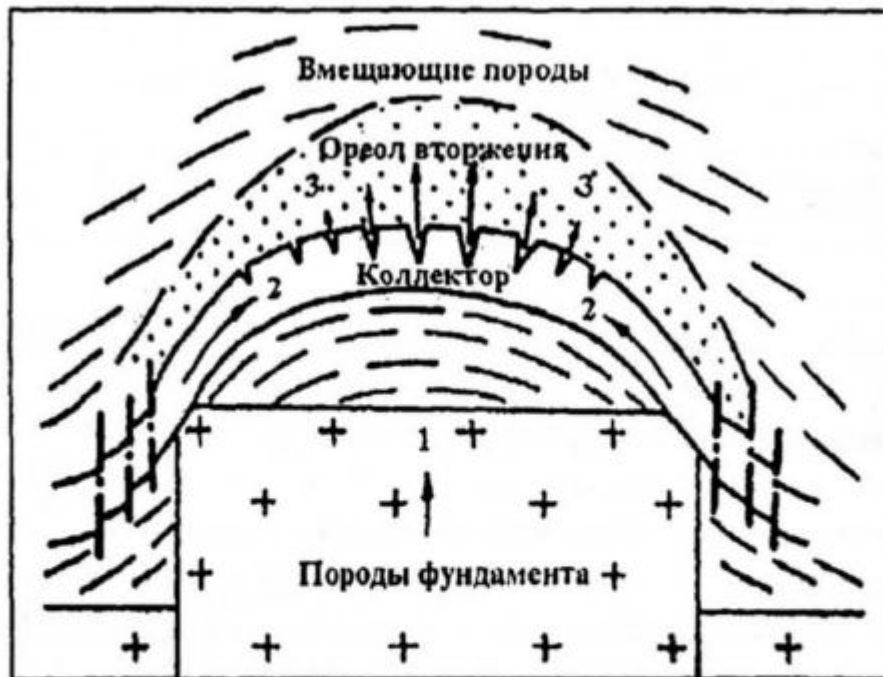


Рис. 84. Модель механизма внутрирезервуарной миграции флюидов в коллекторе при изгибании его в складку под действием воздымающегося блока консолидированных пород фундамента и вдавливания их в осадочный чехол (по А.А. Орлову):

- 1 – направление движения блока консолидированных пород в фундаменте;
- 2 – направление миграции флюидов в коллекторе;
- 3 – направление выжимания флюидов из коллектора во вмещающие породы

4. Вторжение углеводородов в глинистую покрывку ► АВПД

Наиболее часто (75%) АВПД встречаются в углеводородных залежах

антиклинальной формы, имеющих глинистую покрывку

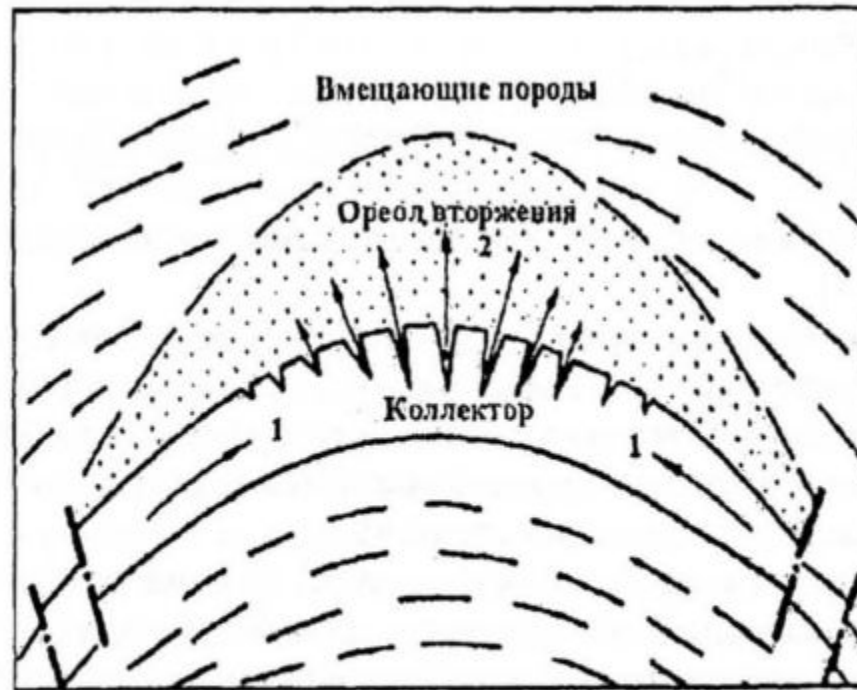


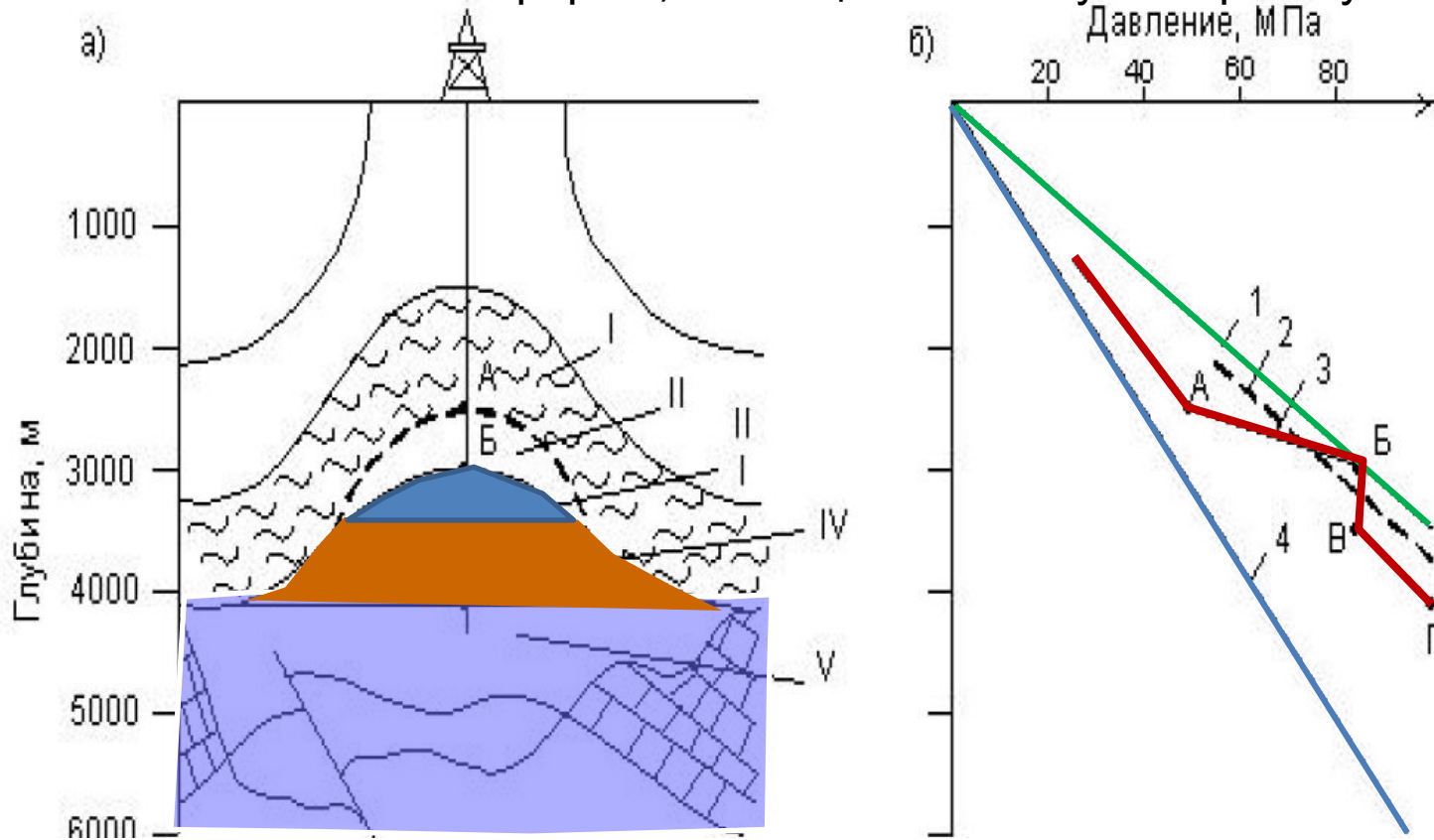
Рис. 85. Модель механизма внутрирезервуарной миграции флюидов в коллекторе при изгибании его в складку под действием тангенциально направленных тектонических усилий (по А.А. Орлову):

- 1 – направление движения флюидов внутри пласта коллектора;
- 2 – направление выжимания флюидов из коллектора во вмещающие породы

4. Вторжение углеводородов в глинистую покрывку ▶ АВПД

Наиболее часто (75%) АВПД встречаются в углеводородных залежах

антиклинальной формы, имеющих глинистую покрывку



5. Размещение месторождений УВ в зонах глубинных разломов

пластовое, условно гидростатическое.



Изменение пластового давления с глубиной в условиях существования непроницаемого барьера (а) и переходной зоны (б)



ПРИЗНАКИ ПРИБЛИЖЕНИЯ И ВХОЖДЕНИЯ В

Основные характерные признаки	Вскрываемый разрез	
	Переходная зона (АВПоД)	Зона АВПД
Градиент температуры раствора на выходе	+	+
Скорость проходки	+	+
Признаки неустойчивости ствола скважины	+	0
Уровень раствора в емкостях, скорость потока на выходе	0(+)	+
Угроза выброса раствора и пластового флюида или поглощения раствора	0	+
Плотность раствора на выходе	0(-)	-
Газосодержание раствора	+	+
Флюидные коэффициенты – отношение легких УВ к тяжелым УВ	-	+
Количество шлама на вибросите	+	0(+)
Размер частиц шлама	+	0
Плотность шлама	-	0(-)
Газонасыщенность шлама	+	+
Общая пористость пород	+	0
Открытая пористость пород	0	+

Примечание. Изменение параметров относительно нормального изменения с глубиной:

«0» – параметр не меняется; «-» – уменьшение параметра; «+» – увеличение параметра;

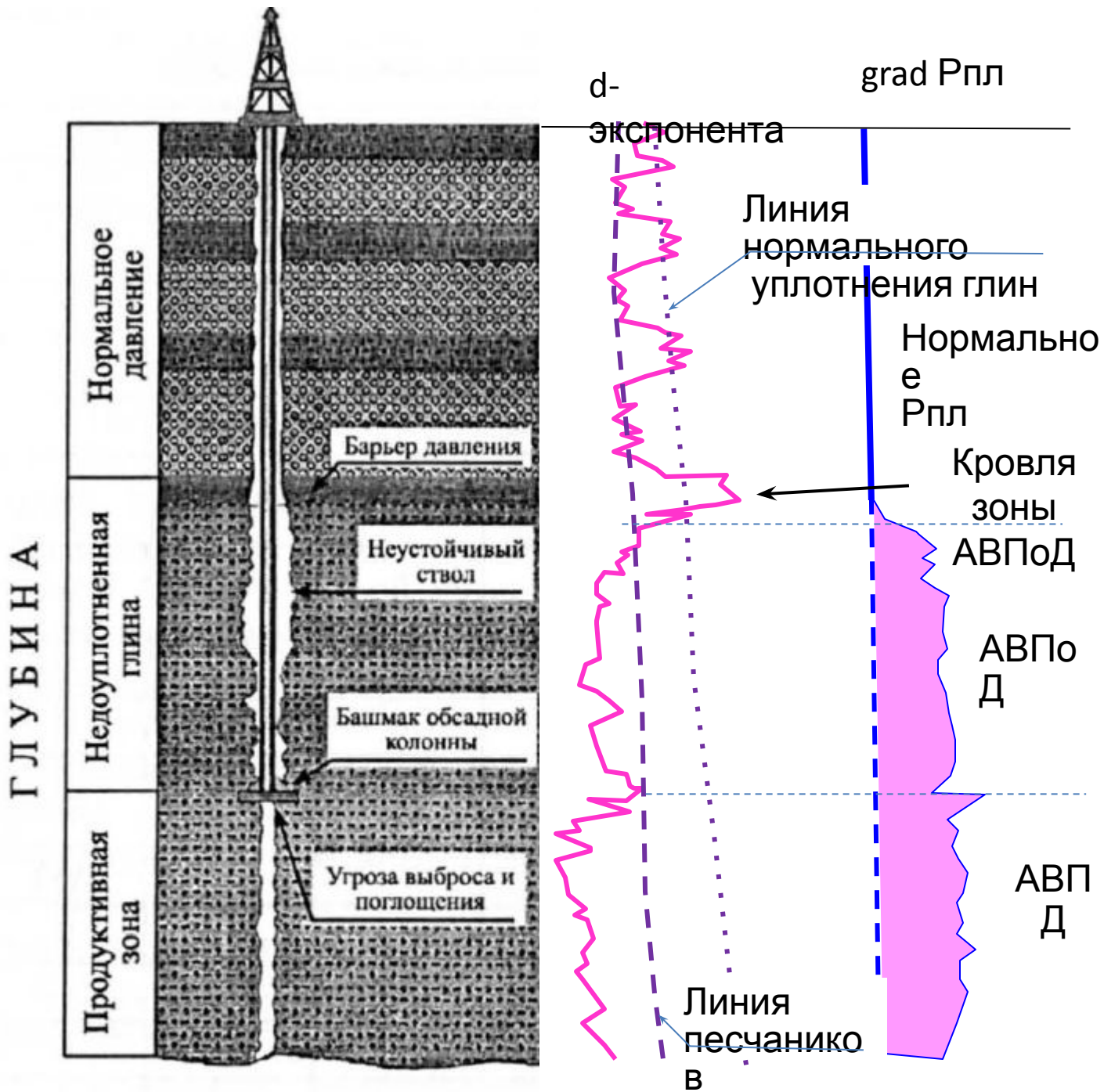
«(±)» – возможное изменение параметра.

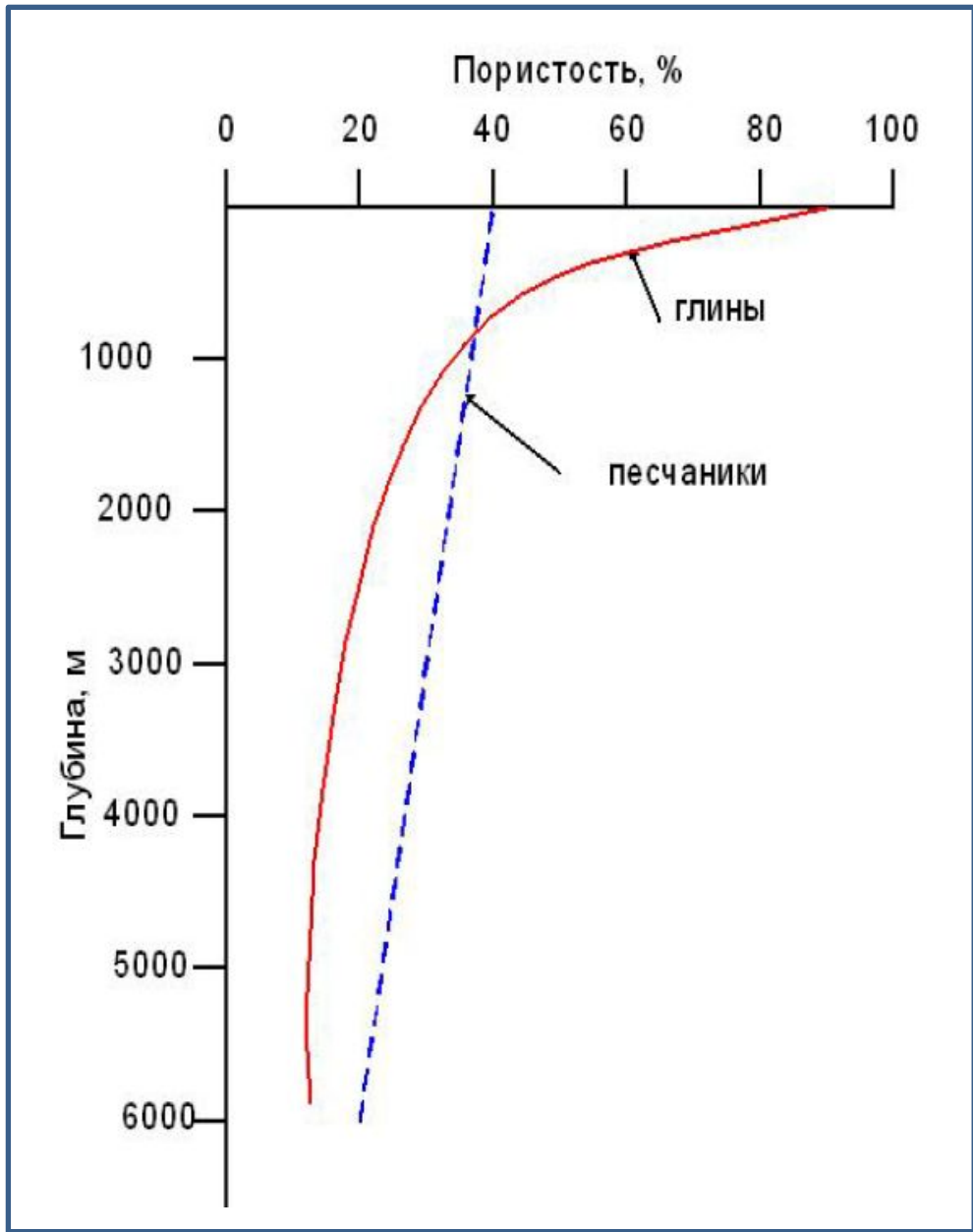
$$d = \frac{\lg \frac{v}{18,3n}}{\lg \frac{0,67W}{D}}$$

V – механическая скорость
 n – число оборотов ротора
 W – нагрузка на долото

D – диаметр скважины

+
 Поправки за:
 Износ долота
 Плотность ПЖ





Изменение давления в скважине при различных

технологических процессах

Состояние инструмента	Состояние циркуляции	Давление в скважине	Пояснение
Неподвижен	<i>Нет</i>	$P_{скв} = P_{гс}$	
	<i>Есть</i>	$P_{скв} = P_{гс} + \Delta P_{кп}$	$\Delta P_{кп}$ – потери давления в кольцевом пространстве
Двигается вниз	<i>Нет</i>	$P_{скв} = P_{гс} + \Delta P_{порш}$	$\Delta P_{порш}$ – давление поршневания
	<i>Есть</i>	$P_{скв} = P_{гс} + \Delta P_{кп} + \Delta P_{порш}$	
Двигается вверх	<i>Нет</i>	$P_{скв} = P_{гс} - \Delta P_{сваб}$	$\Delta P_{сваб}$ – давление свабирования
	<i>Есть</i>	$P_{скв} = P_{гс} + \Delta P_{кп} - \Delta P_{сваб}$	



В разрезе вскрыт высокопроницаемый пласт . При спуске или подъеме бурового оборудования опасность поглощения бурового раствора проницаемым пластом будет выше?

