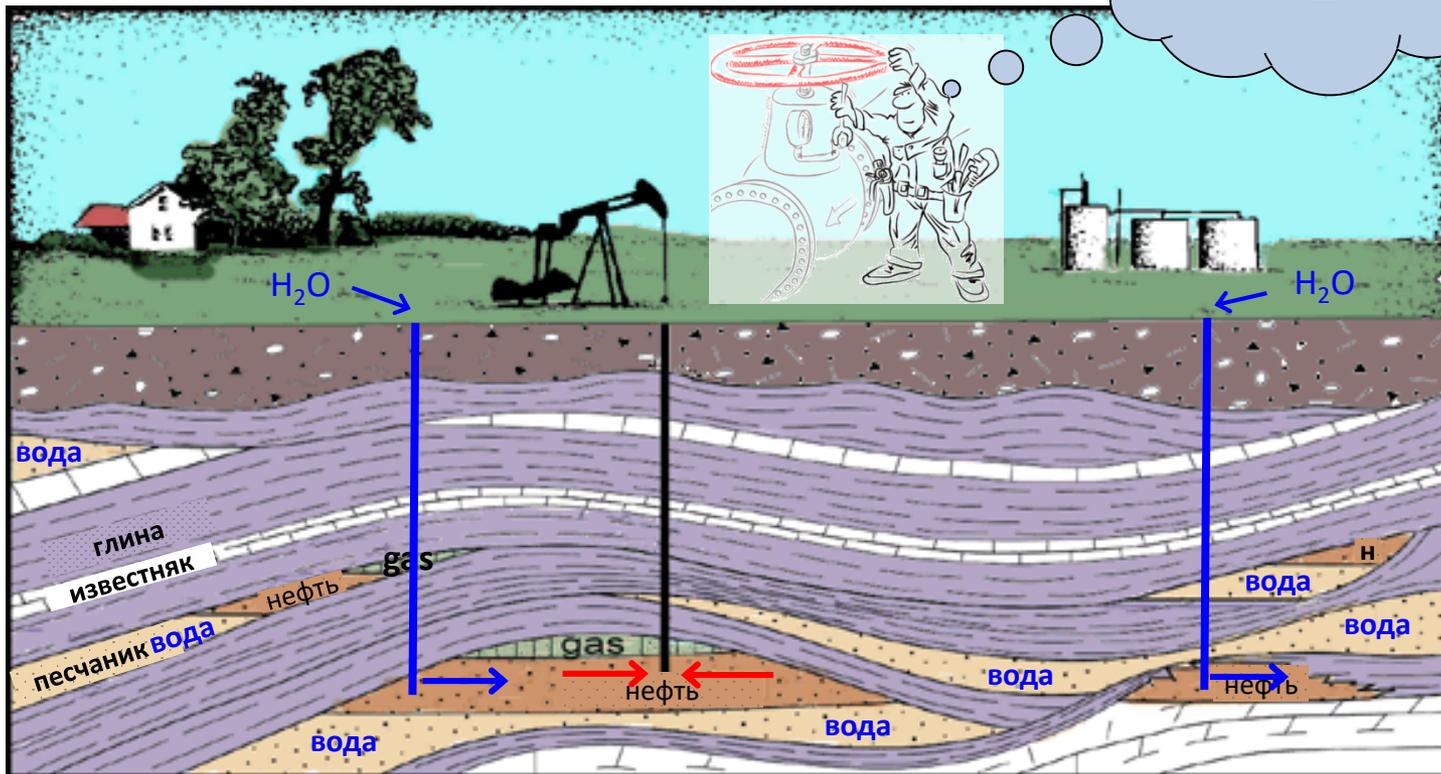
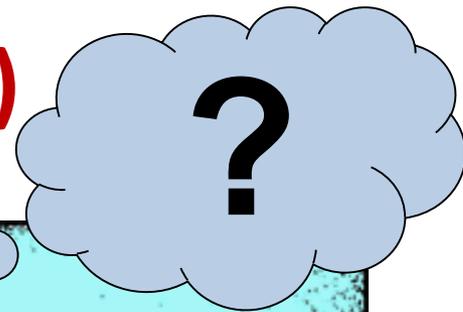


Нефте(газо)промысловая геология. Блок 3 (из 4)



Шатров Сергей Викторович, кандидат геол.-мин. наук; УУНиТ; 2024 г.

16. ГИС – радиоактивные методы; ЯМК; АК	2
17. ГИС – электрические методы; заключение	15
18. Основы интерпретации ГИС	29
19. Карты толщин	53
20. Корреляция разрезов скважин	61
21. Состав и свойства нефти и газа	75
22. Подсчёт запасов УВ	95
23. Классификация запасов и ресурсов УВ	111
24. Подсчётный план	117

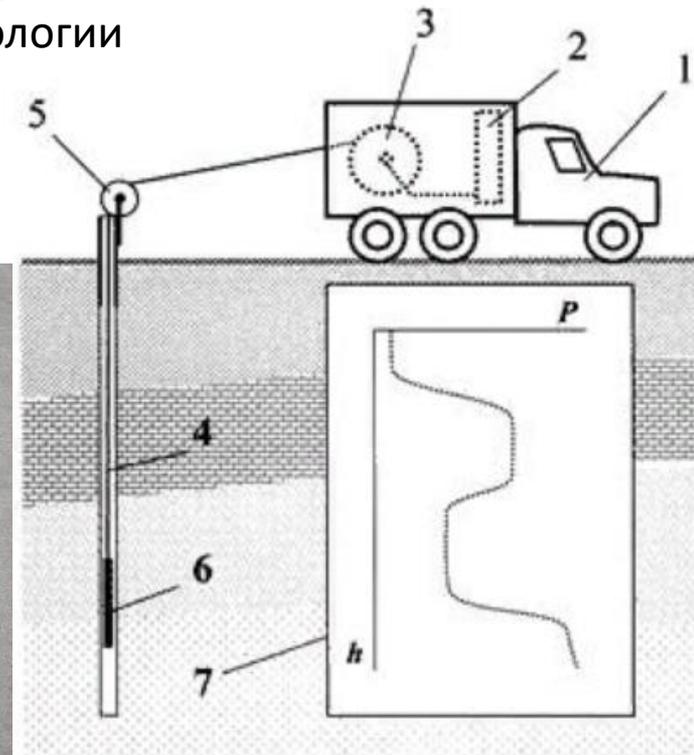
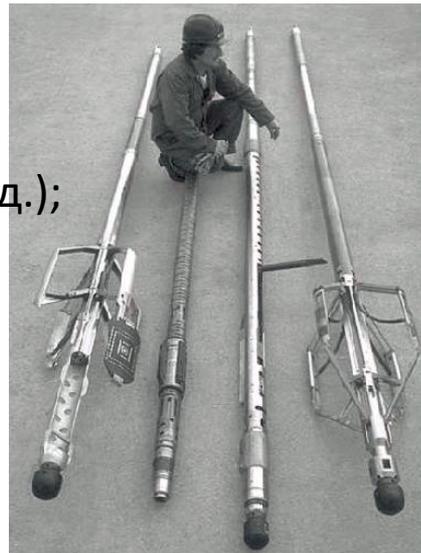
Каротаж скважин (ГИС)

Геофизические исследования, основанные на измерении параметров физических полей в скважине и околоскважинном пространстве, т. е. пространстве, непосредственно примыкающем к стволу скважины, согласно отечественной терминологии называются каротажом.



Получаемая информация:

- глубина залегания пласта;
- толщина пласта;
- типы пород, слагающих пласт (песчаник, глина, известняк и т.д.);
- пористость;
- наличие нефти или газа;
- оценка проницаемости;
- пластовое давление;
- температура;
- компонентный состав;
- соединение цемента с колонной;
- количество и состав притока из различных интервалов в скважину.



- 1 – транспортное средство;
- 2 – приёмно-измерительная аппаратура;
- 3 – спуско-подъёмное оборудование;
- 4 – кабель; 5 – направляющий блок;
- 6 – зонд; 7 – каротажная диаграмма.

Классификация методов ГИС

Методы ГИС для решения геологических задач

Электрические

Метод ПС
 Метод КС (стандартный и ~~боковой~~)
 Индукционный каротаж
 Боковой каротаж
 Микрокаротаж
 ВИКИЗ (Высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование)
 Микроимиджер электрический

Радиоактивные

Гамма каротаж
 - интегральный
 - спектральный
 Гамма-гамма каротаж
 - плотностной гамма-гамма каротаж
 - селективный гамма-гамма каротаж
 Нейтронный каротаж
 - нейтронный гамма каротаж
 - нейтрон-нейтронный каротаж

Другие

Акустический каротаж
 Ядерно-магнитный каротаж
 Телеметрические методы
 Кавернометрия (геол. задачи)
 Микроимиджер акустический

Методы контроля технического состояния

Инклинометрия

Измерение азимута и зенитного угла скважины

Кавернометрия

Измерение диаметра скважины

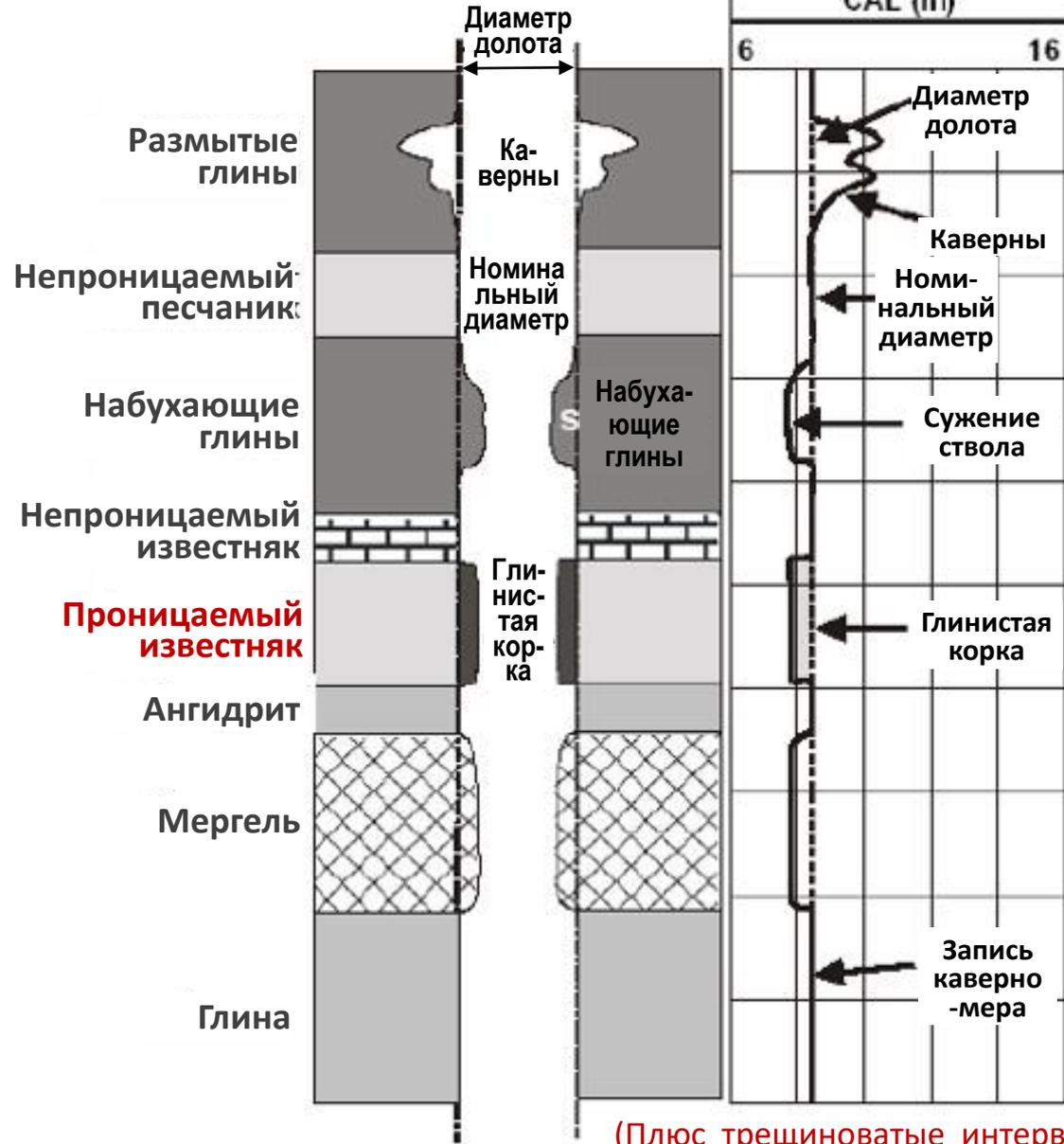
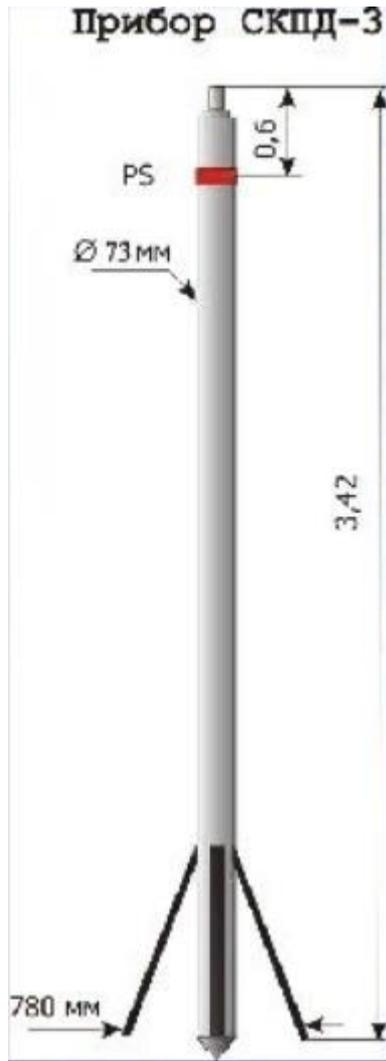
Термометрия

Измерение пластовой температуры

Резистивиметрия

Измерение сопротивления бурового раствора

Каверномер



(Плюс трещиноватые интервалы)

Метод ГК (гамма-каротаж)

Измеряется **естественная** гамма-активность пород. В осадочных породах подавляющее большинство радиоактивных минералов обычно содержится в **глине**, что обусловлено высокой способностью глин сорбировать катионы. Таким образом, метод ГК позволяет уверенно различать в разрезе пласты песчаников и доломитов (потенциальные коллекторы) от пластов глин.

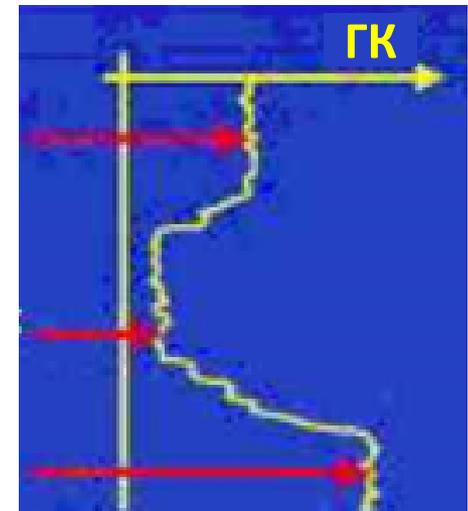
Кроме того, можно в первом приближении оценить массовую долю глинистости ($K_{гл}$) в коллекторе посредством линейной интерполяции между зафиксированными максимальным и минимальным показаниями ГК (первый соответствует глине, второй – чистому коллектору):

$$K_{гл} = \frac{ГК - ГК_{min}}{ГК_{max} - ГК_{min}}$$

ГК – показания ГК в целевом интервале

ГК_{min} – показания ГК в чистых песчаниках

ГК_{max} – показания ГК в глинах



Справочно: существуют и нелинейные модели для оценки коэффициента глинистости:

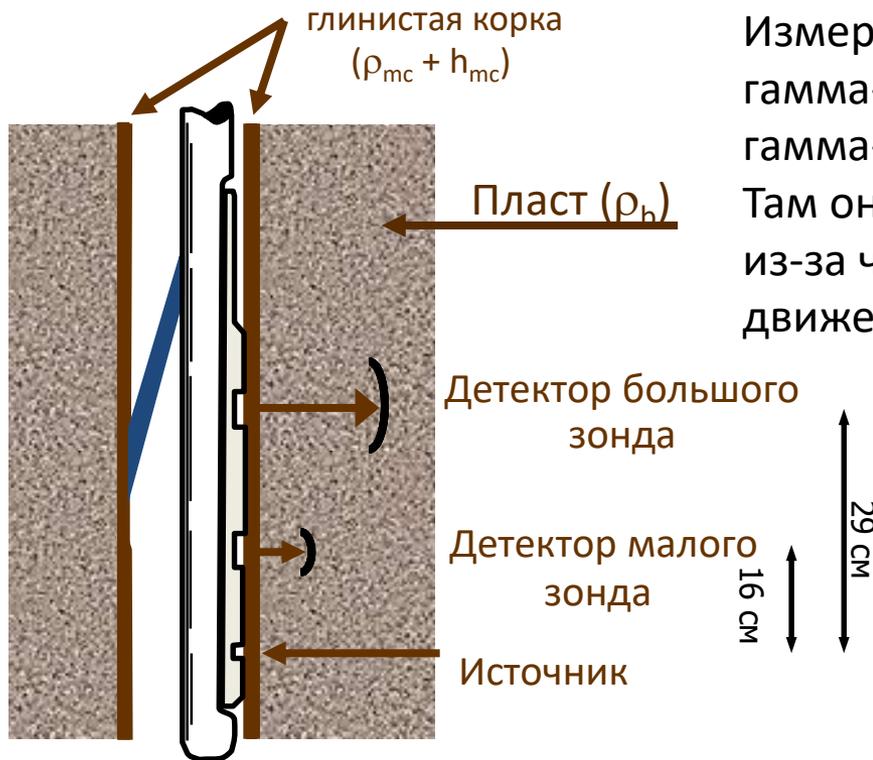
$$K_{гл} = 0.33 \cdot (2^{2 \cdot J} - 1) \quad Larionov$$

$$K_{гл} = 1.7 - (3.38 - (J + 0.7)^2)^{0.5} \quad Clavier$$

$$K_{гл} = \frac{0.5 \cdot J}{1.5 - J} \quad Staiber$$

Под J в этих формулах подразумевается разностный параметр, определённый выше как $K_{гл}$

Метод ГГК-П (гамма-гамма каротаж плотностной) (1/2)

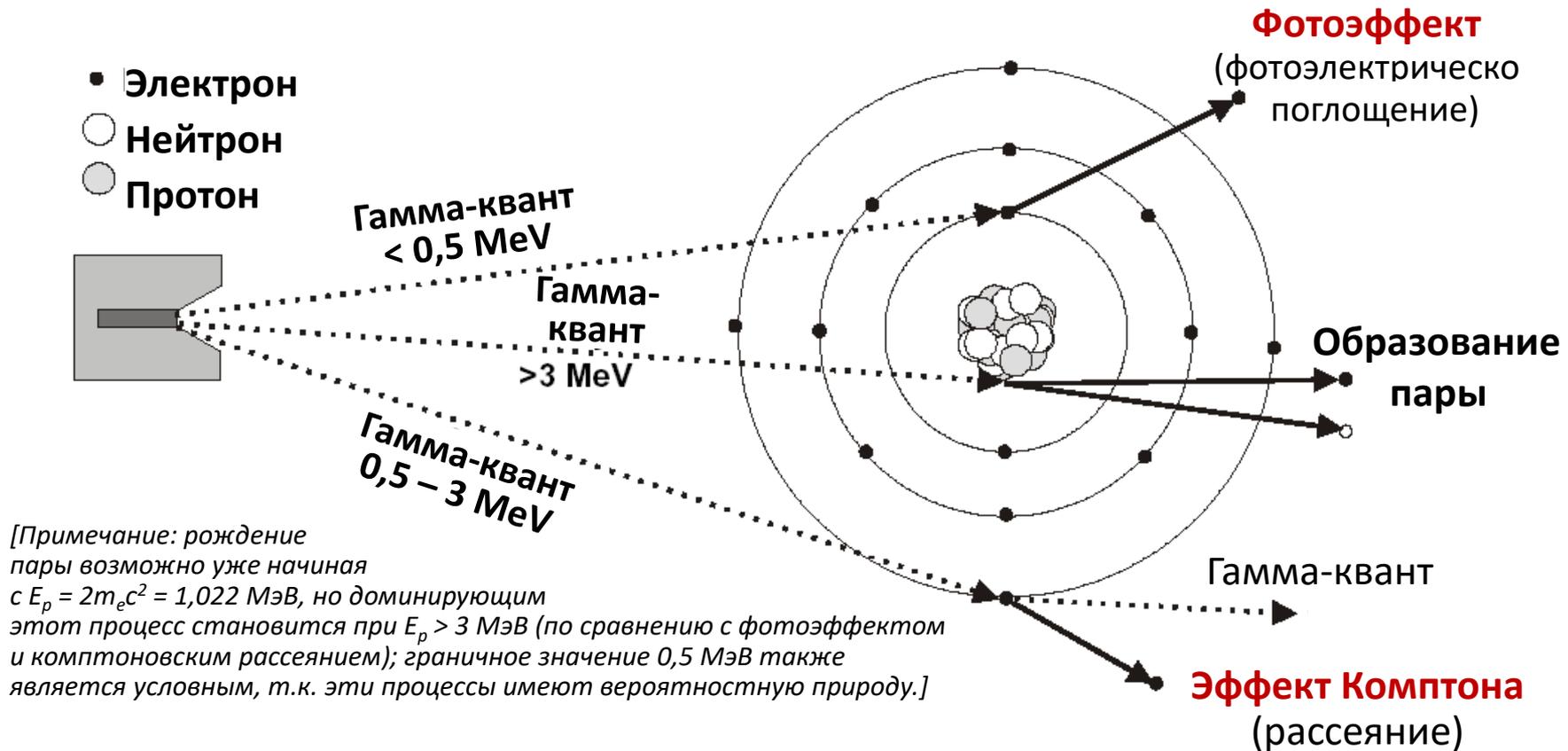


Измеряется интенсивность **искусственного** гамма-излучения. Источник испускает поток гамма-квантов, которые проникают в пласт. Там они многократно сталкиваются с электронами, из-за чего теряют энергию и изменяют направление движения (комptonовское рассеяние).

Когда энергия гамма-квантов становится очень маленькой, они исчезают (фотоэлектрическое поглощение, или фотоэффект). Детектор регистрирует интенсивность дошедшего до него гамма-излучения.

На ранних временах из трёх явлений доминирует комptonовское рассеяние. При этом **вероятность** комptonовского рассеяния (для каждого гамма-кванта) пропорциональна количеству электронов в единице объёма (объёмной плотности электронов), а она, в свою очередь, пропорциональна плотности вещества. Таким образом, чем слабее сигнал, принятый приёмником прибора, тем выше плотность электронов в пласте и, следовательно, тем выше **плотность пласта**. Это позволяет, во-первых, определить **литологию**; во-вторых, и оценить **пористость**.

Метод ГГК-П (гамма-гамма каротаж плотностной) (2/2)



Расчёт коэффициента пористости по данным ГГК-П

Плотность ρ_f флюида в порах значительно ниже, чем плотность ρ_m минералов, слагающих породу. Представим интегральную плотность пласта ρ_b как средневзвешенное между ρ_m и ρ_f :

$$\rho_b = \varphi \cdot \rho_f + (1 - \varphi) \cdot \rho_m$$

Тогда: $\varphi = (\rho_m - \rho_b) / (\rho_m - \rho_f)$

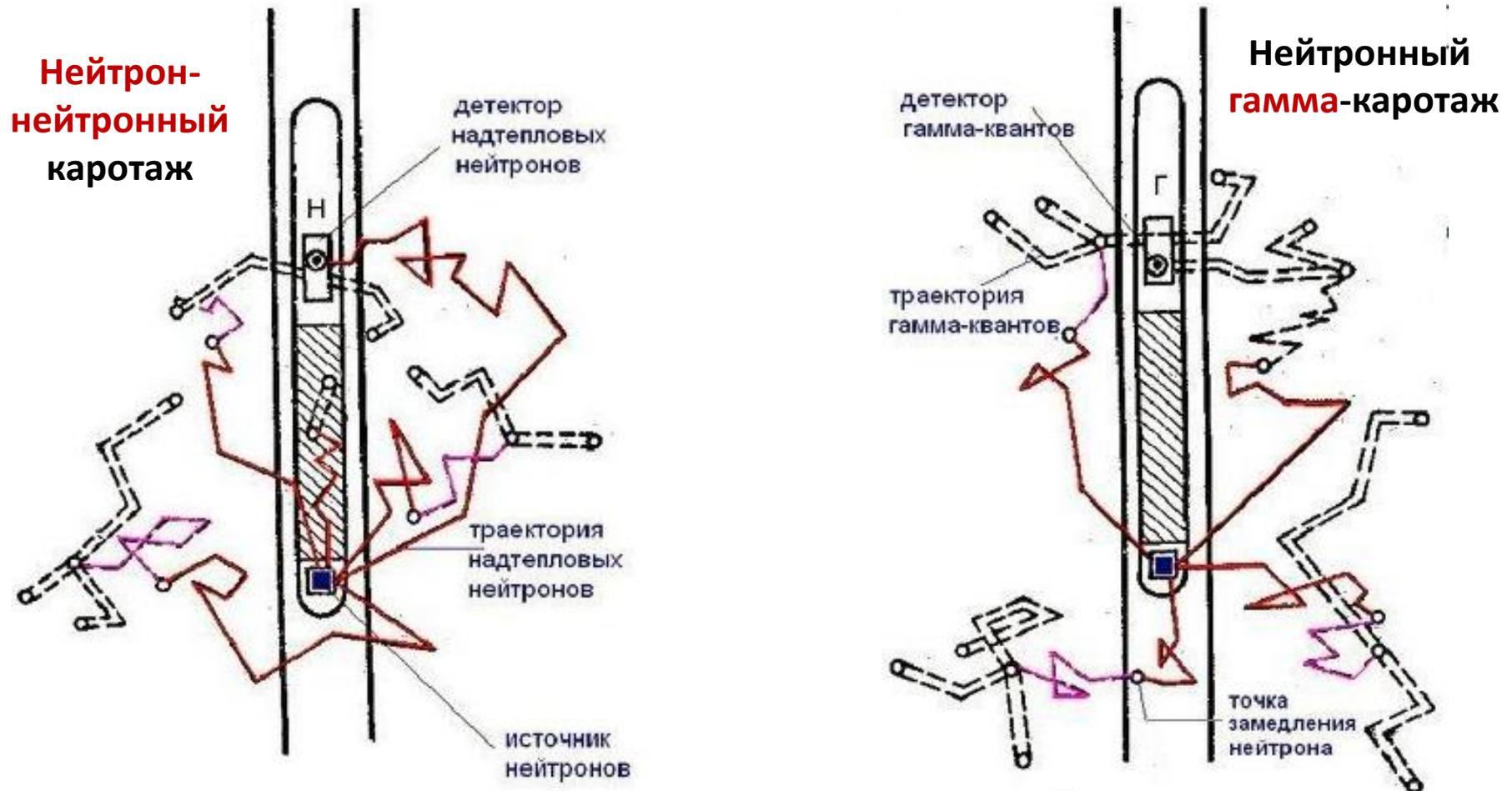
ρ_b – измеренная плотность пласта, г/см³

ρ_f – плотность флюида в порах, г/см³

ρ_m – плотность матрицы (зёрен породы), г/см³

φ – пористость, д.е.; $(1-\varphi)$ – объёмная доля матрицы.

НК – нейтронный каротаж (2 модификации)



Принцип работы. Модификации. Вода – H_2O и нефть – $\text{C}_n\text{H}_{2n+1}$

Вопрос на сообразительность: почему НК чувствителен именно к водороду?

Пористость по НК: метод опорных пластов

Кп вычисляется через «разностный параметр» $J_{нк}$, в предположении линейного изменения пористости от минимального значения в пласте с наименьшим водородосодержанием (например, низкопористый известняк или низкопористый песчаник) до максимального значения в пласте с самым высоким (для данной скважины) водородосодержанием. (Максимальным значением обычно характеризуются глины – эта порода не является коллектором из-за крайне низкой проницаемости, но пористость у неё обычно высокая).

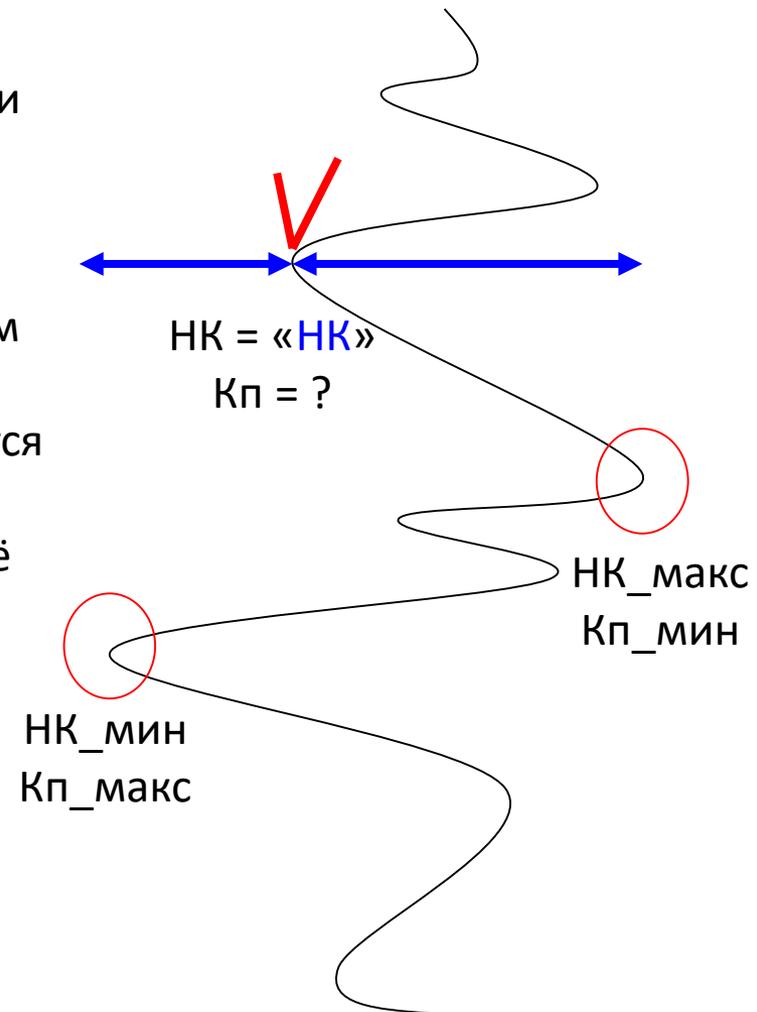
$$J_{нк} = (\text{НК} - \text{НК}_{\min}) / (\text{НК}_{\max} - \text{НК}_{\min})$$

$$\text{Кп} = \text{Кп}_{\min} + J_{нк} \cdot (\text{Кп}_{\max} - \text{Кп}_{\min})$$

Например:

$$\text{Кп} = 0.05 + J_{нк} \cdot (0.30 - 0.05)$$

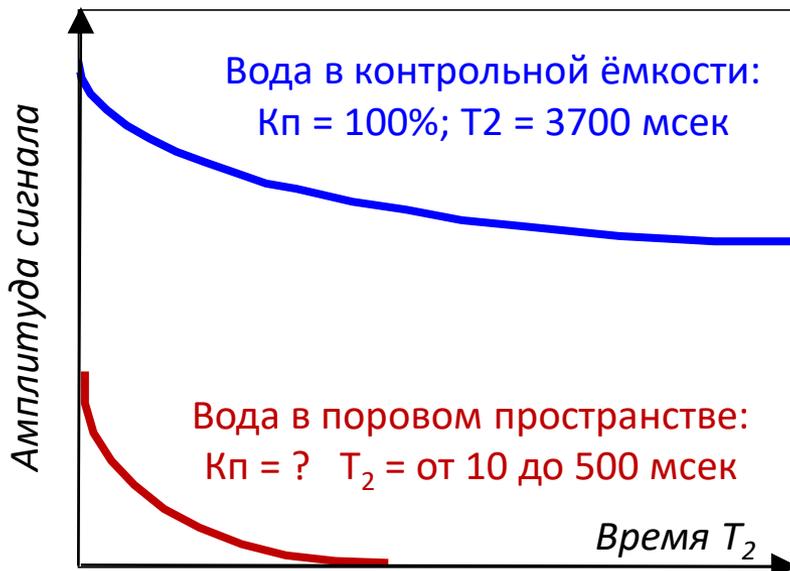
НК – измеренный по нейтронному каротажу (НК) сигнал в оцениваемой точке;
НК_{мин} и **НК_{макс}** – измеренные по НК сигналы в выбранных опорных пластах, имеющих известные интерпретатору значения пористости (в данном примере – 0,05 и 0,30).



ЯМК – ядерно-магнитный каротаж (1/2)

Ядра атома водорода обладают магнитным моментом. При отсутствии внешнего магнитного поля магнитные моменты ядер **ориентированы хаотически**, во все стороны, и их суммарный магнитный момент равен нулю. При помещении атома во **внешнее постоянное магнитное поле** H_0 , магнитные силы будут стремиться **ориентировать** магнитный момент ядра атома по направлению этого внешнего поля.

Через катушку в скважине пропускают ток, создавая поперечное магнитное поле, поляризующее горную породу. Через некоторое время поляризующее поле резко выключают, и вектор намагниченности пород M , затухая, прецессирует (вокруг поля H_0). При этом вектор M пересекает в разных направлениях витки катушки и наводит в ней переменную ЭДС. Амплитуда U_0 этой ЭДС уменьшается со временем по экспоненте. U_0 – основная величина, определяемая при ЯМК.

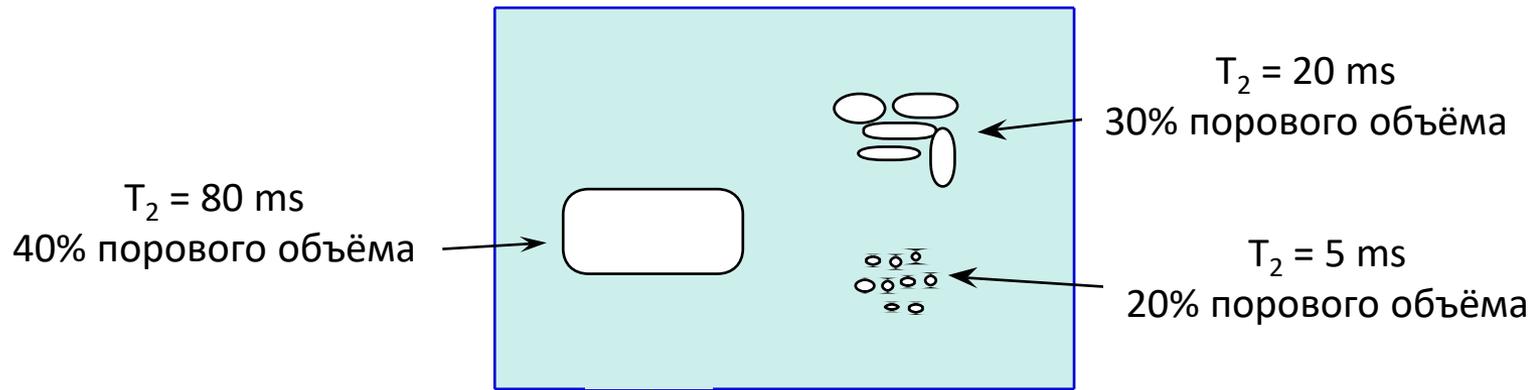


Величина U_0 пропорциональна концентрации ядер водорода в породе. Первичная амплитуда сигнала позволяет судить о суммарной величине пористости, т.к. водород сосредоточен в воде и УВ, т.е. приурочен к флюидам, занимающим поровое пространство породы.

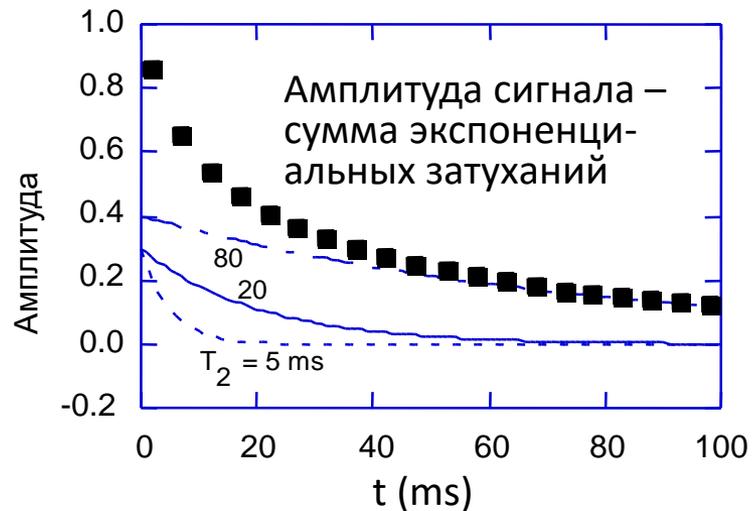
Время затухания сигнала (T_2) позволяет судить о размере пор.

ЯМК – ядерно-магнитный каротаж (2/2)

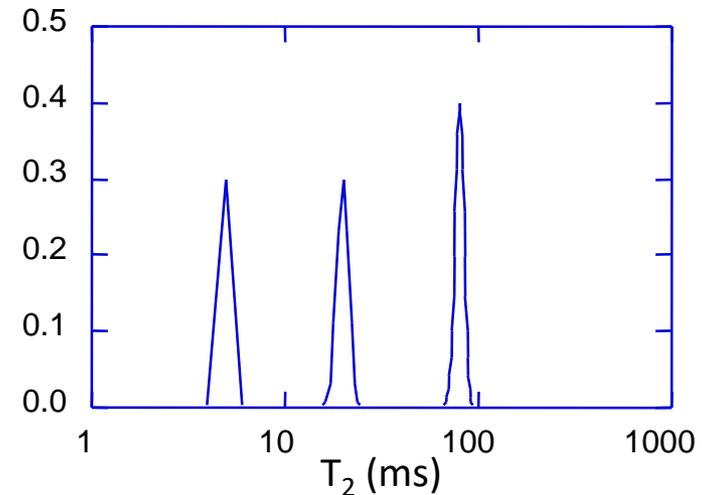
Пример: порода с преобладанием трёх размеров пор



Мультиэкспоненциальное затухание

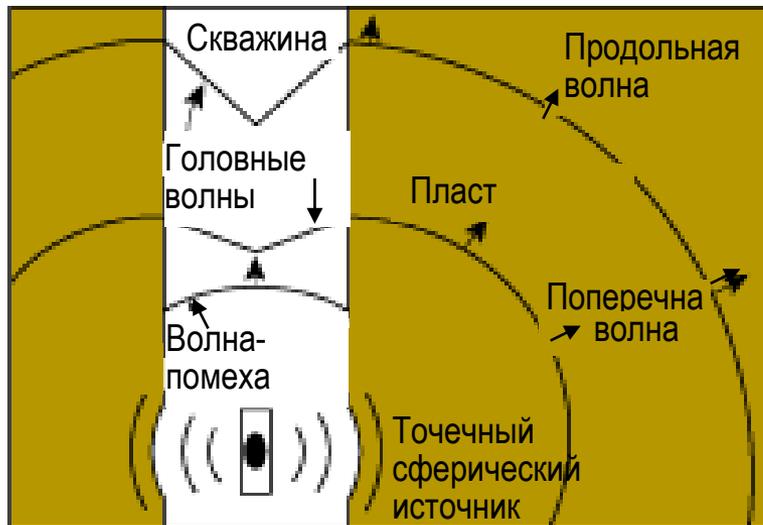
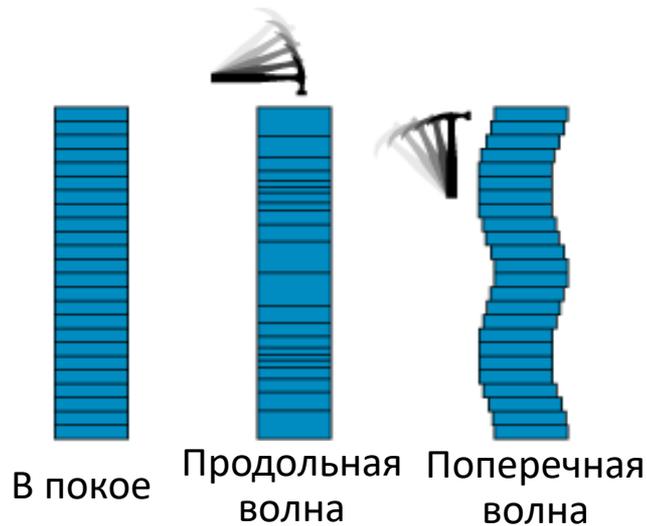


T_2 распределение

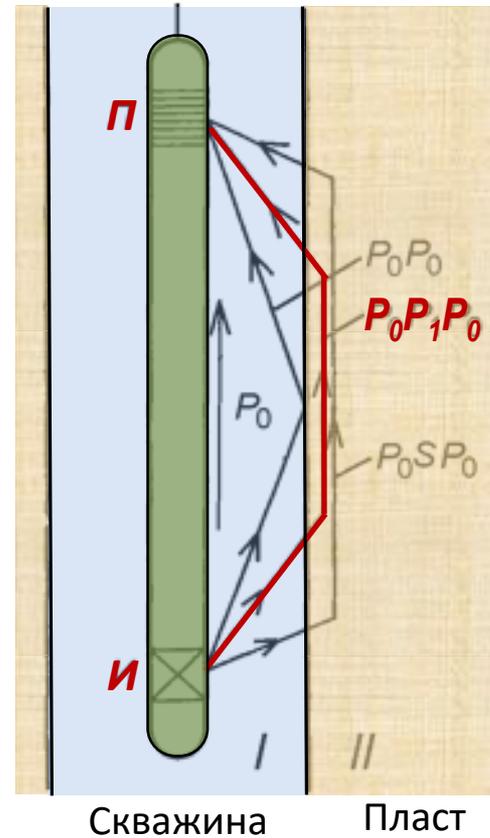


(Другое название ЯМК: ЯМР – метод ядерно-магнитного резонанса)

Распространение акустических волн в скважине



Схематичное изображение траекторий различных волн в системе «скважина – пласт»



P_0 – продольная волна, распространяющаяся от излучателя до приёмника в жидкости.

Когда прямая волна (P_0) от излучателя в виде луча падает под каким-нибудь углом на стенку скважины, она порождает отражённую волну (P_0P_0).

Головные (преломленные) волны образуются наряду с отражёнными волнами при определенных углах их падения на стенку скважины.

$P_0P_1P_0$ – головная продольная волна. Она первой приходит в приёмник.

P_0SP_0 – головная поперечная волна.

Для защиты приемника от прямой волны от излучателя, распространяющейся по корпусу прибора, между излучателем и приемником обычно располагают акустический изолятор, исключающий распространение акустических волн по корпусу прибора.

АК – акустический каротаж

Измеряется время прихода звуковой волны от источника до приёмника.

На самом деле по той или иной схеме измеряется разность времён прихода волн от одного источника до **двух приёмников**. Это делается для того, чтобы исключить время пробега волны в скважине.

Ещё более хитроумная схема, с **двумя источниками**, позволяет компенсировать также и влияние наклона прибора в скважине (приёмники R2 и R4 – для верхнего источника, R1 и R3 – для нижнего).

Для расчёта пористости применяется **формула среднего времени**:

$$\Delta t = \Delta t_f \cdot \phi + \Delta t_m \cdot (1 - \phi)$$

$$\phi = \frac{\Delta t - \Delta t_m}{\Delta t_f - \Delta t_m}$$

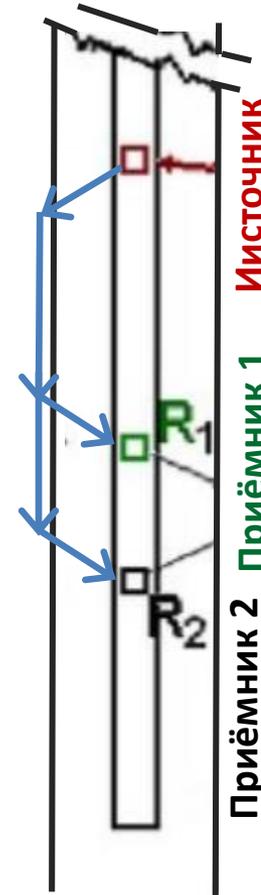
$\Delta t_m = 1.7$ мкс/см – песчаник

$\Delta t_m = 1.5$ мкс/см – известняк

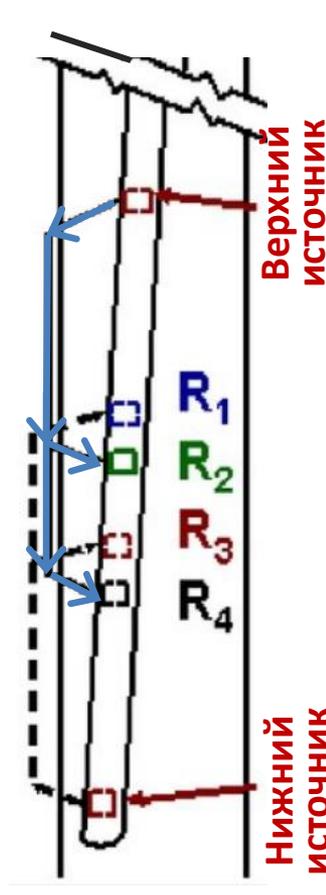
$\Delta t_m = 1.3$ мкс/см – доломит

$\Delta t_f = 6.2$ мкс/см – буровой раствор

1 Ист., 2 Пр.



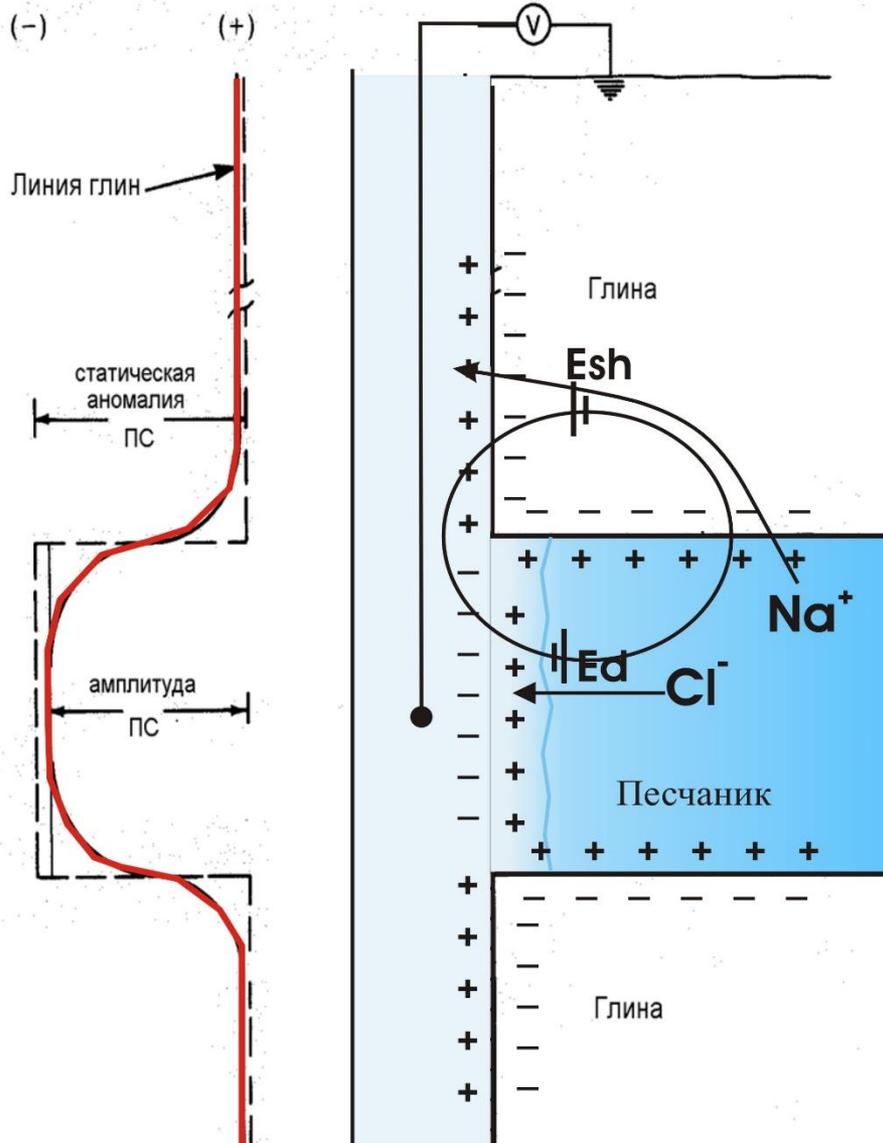
2 Ист., 4 Пр.



Скорость в породе выше, чем в жидкости, поэтому более длинный геометрически маршрут – от источника к стенке скважины, далее вдоль поверхности породы и затем к приёмнику – оказывается для волны более коротким (быстрым), чем путь к приёмнику внутри скважины, по жидкости.

16. ГИС – радиоактивные методы; ЯМК; АК	2
17. ГИС – электрические методы; заключение	15
18. Основы интерпретации ГИС	29
19. Карты толщин	53
20. Корреляция разрезов скважин	61
21. Состав и свойства нефти и газа	75
22. Подсчёт запасов УВ	95
23. Классификация запасов и ресурсов УВ	111
24. Подсчётный план	117

Метод самопроизвольной поляризации – ПС



Самопроизвольное возникновение в скважине и около неё естественного электрического поля называется самопроизвольной поляризацией и обозначается сокращенно ПС.

Сопротивление бурового раствора практически всегда отличается от сопротивления пластовой воды (обычно в большую сторону).

Вследствие этого между двумя жидкостями возникают электрохимические процессы:

1) адсорбционный потенциал

Глина пропускает ионы Na⁺, но не пропускает Cl⁻ => поток Na⁺ из пласта глины в скважину;

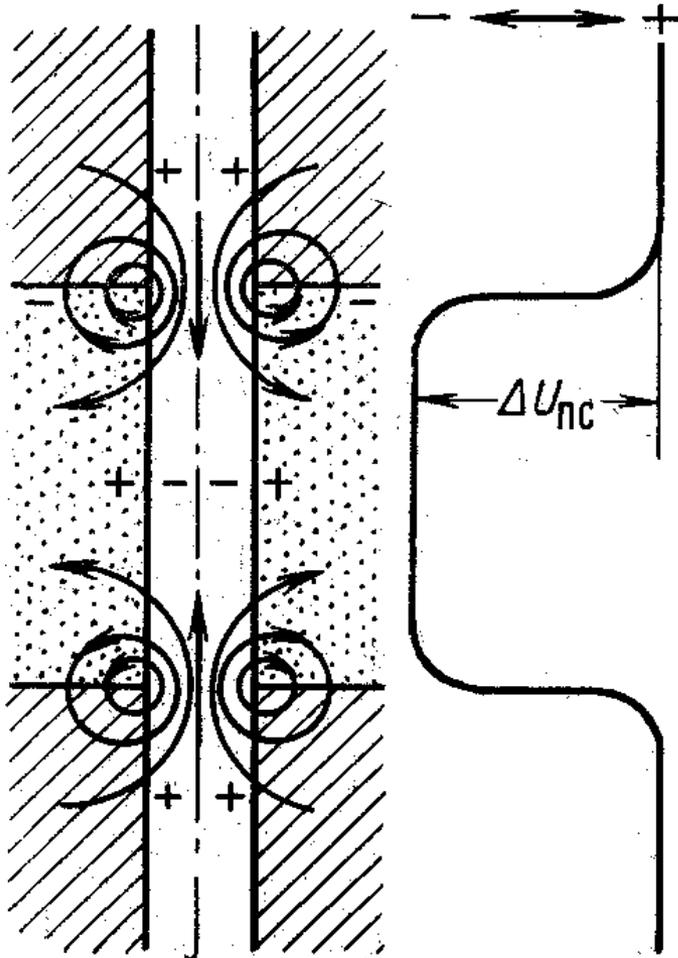
2) диффузионный потенциал

Ионы Cl⁻ более подвижны, чем ионы Na⁺ => поток Cl⁻ из пласта песчаника в скважину

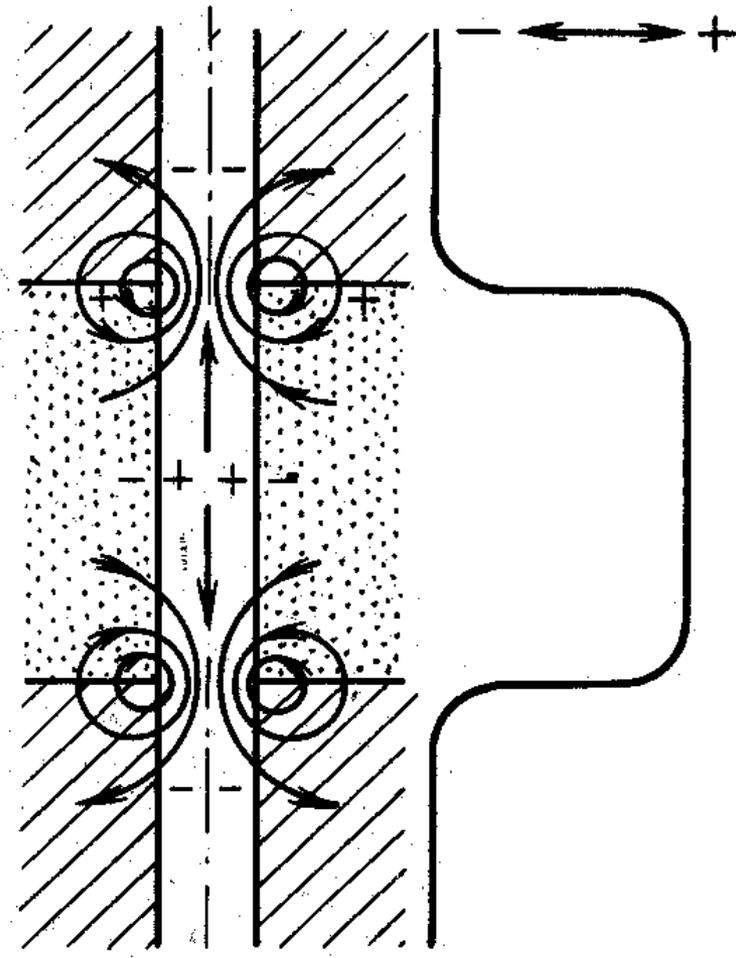
$$E = -k \lg \left(\rho_{\text{бур. р-ра}} / \rho_{\text{воды}} \right)$$

[Существует ещё третья составляющая, фильтрационные потенциалы, но их вклад очень мал.]

Зависимость показаний ПС от минерализации



Минерализация пластовой воды **больше** минерализации бурового раствора

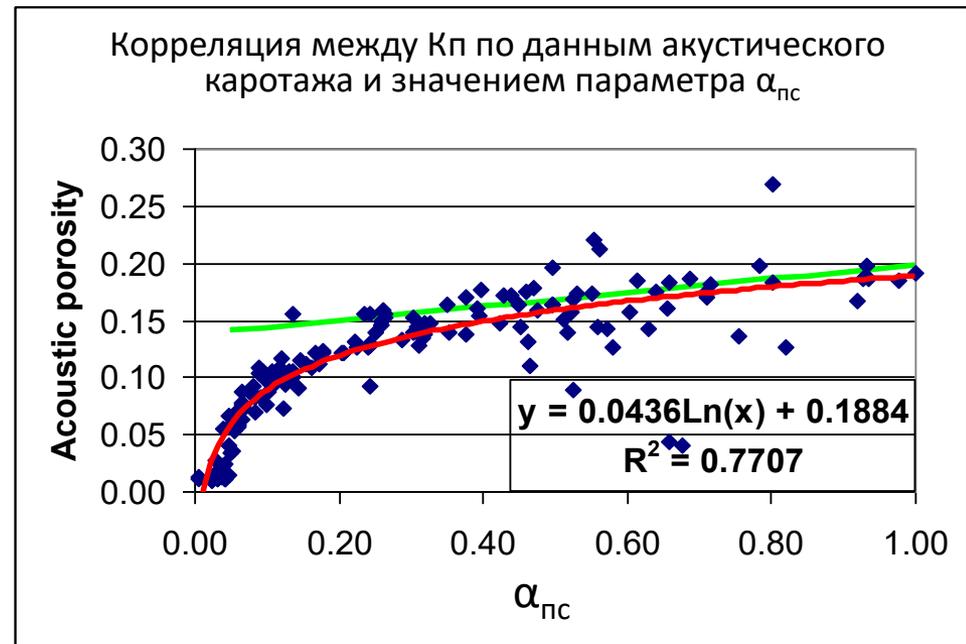
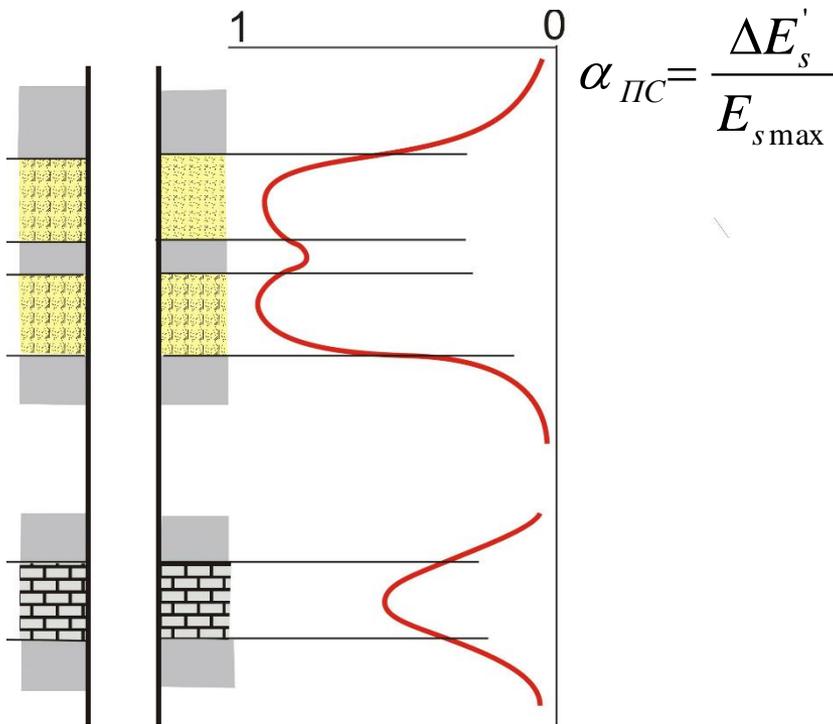


Минерализация пластовой воды **меньше** минерализации бурового раствора

Оценка коэффициента пористости по ПС

Разностный параметр $\alpha_{\text{ПС}}$ пересчитывается в коэффициент пористости по линейной или другой зависимости. Формула эта подбирается по керну или по кривым пористости, рассчитанным по другим методам каротажа.

$$\alpha_{\text{ПС}} = (\text{ПС}_{\text{макс}} - \text{ПС}) / (\text{ПС}_{\text{макс}} - \text{ПС}_{\text{мин}})$$



Физически это наименее обоснованный способ определения Кп (по сравнению с ГКп, НК, ЯМК и АК). Но Альфа_пс действительно может демонстрировать неплохую корреляцию с Кп – в тех случаях, когда основным фактором, контролирующим Кп, является глинистость оцениваемого коллектора.

Радиальные зоны сопротивления

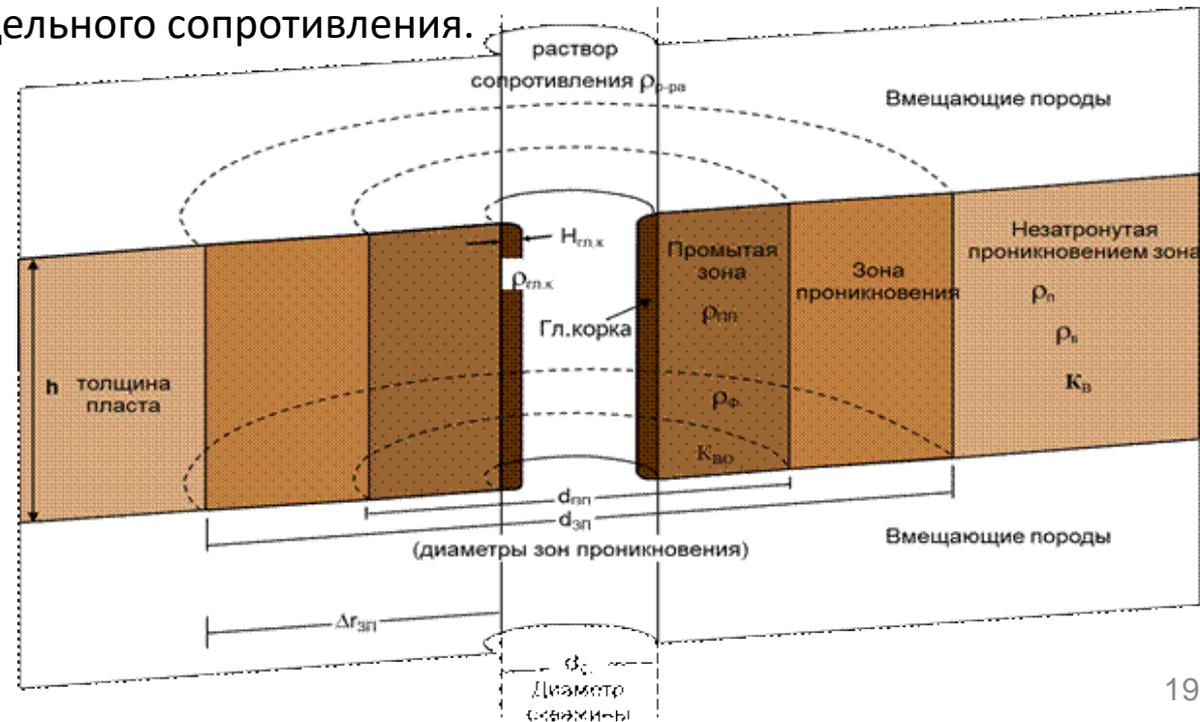
Поскольку давление бурового раствора в скважине обычно выше пластового давления, то фильтрат бурового раствора обычно проникает в продуктивный пласт и вытесняет пластовую жидкость. Получается следующая картина.

Самая ближняя к скважине зона – зона, **полностью промытая** фильтратом бурового раствора (если пласт нефтенасыщенный, то в этой зоне содержится остаточная нефть в объеме 15-30%); толщина этой зоны – порядка 5-10 см. Далее находится **зона проникновения** фильтрата в пласт, с переходным насыщением. Самая дальняя зона – **незатронутая проникновением** (сохраняет исходное насыщение пласта).

Когда удельное электрическое сопротивление фильтрата меньше сопротивления воды, насыщающей поры породы, или когда фильтрат проникает в нефтегазонасыщенный пласт, происходит снижение удельного сопротивления.

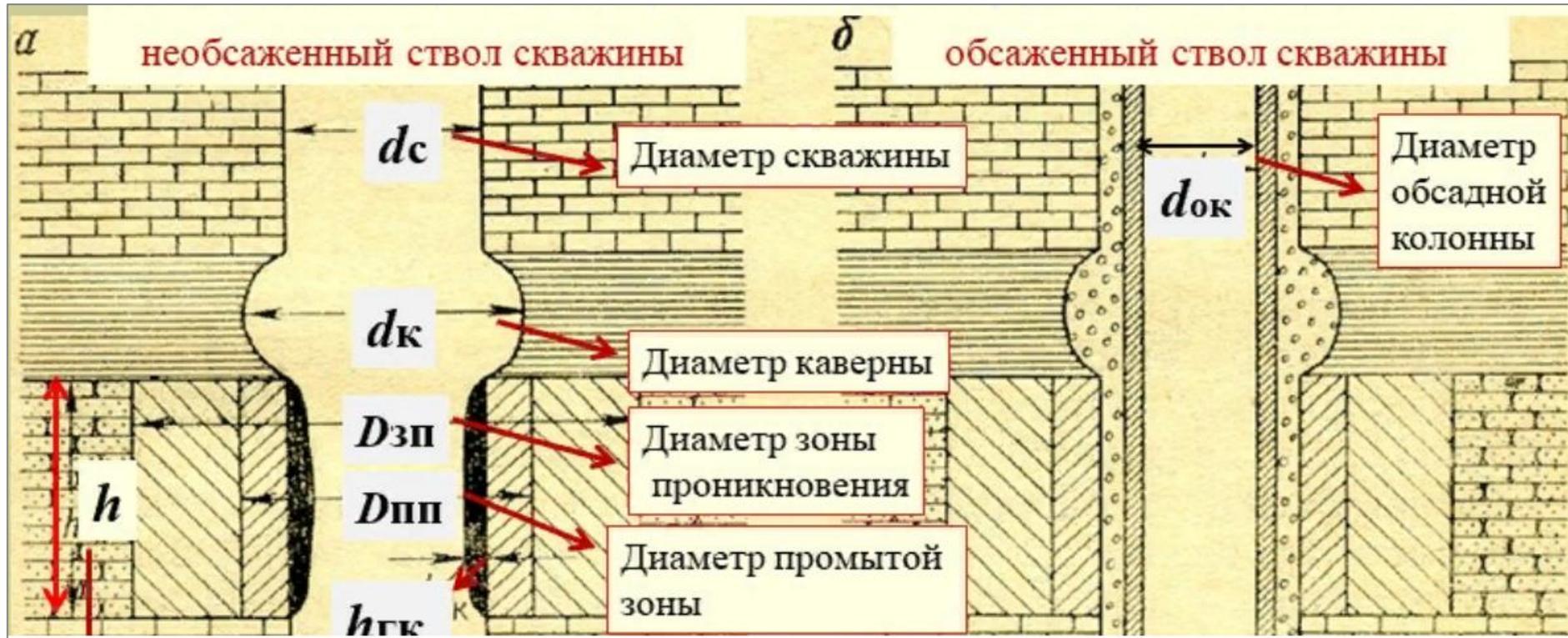
Такое проникновение называется **понижающим**.

При проникновении пресного фильтрата ПЖ в водоносные проницаемые пласты, насыщенные более минерализованной водой, происходит повышение удельного сопротивления пласта. Это проникновение называется **повышающим**.



Элементы прискважинного пространства.

Понятие кажущегося сопротивления пласта



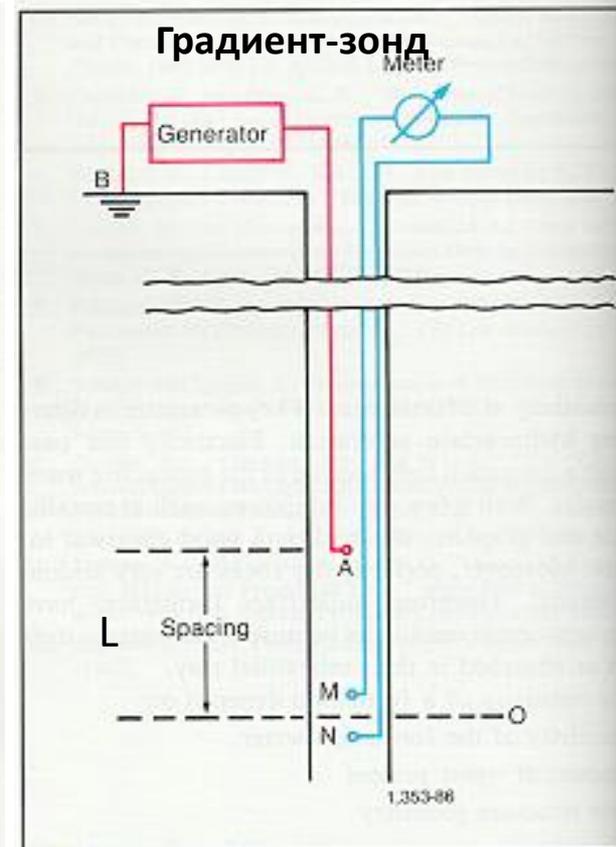
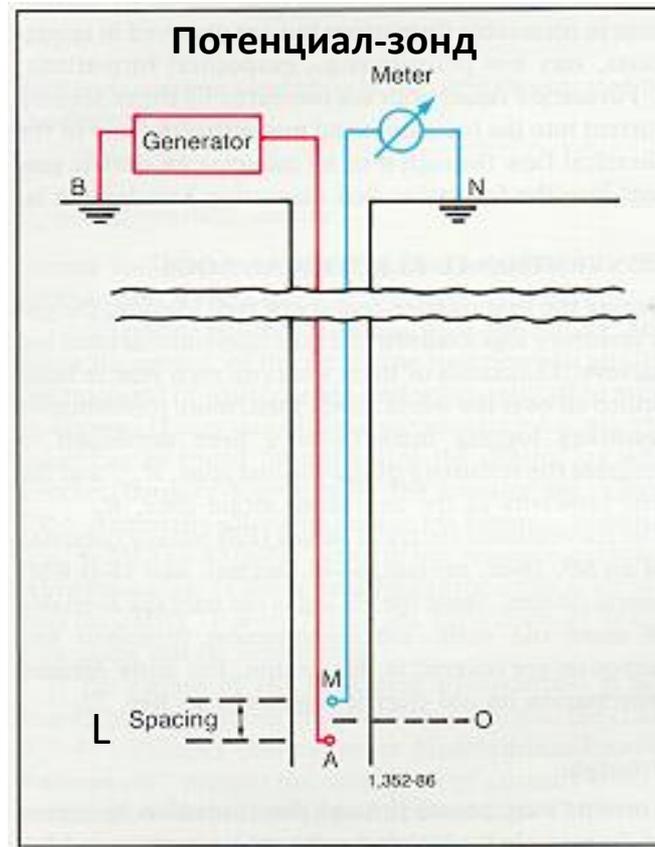
Любые измеряемые в скважине геофизические параметры определяются не только физическими свойствами пласта изучаемой породы, но и толщиной пласта, диаметром скважины, физическими свойствами бурового раствора, глубиной и физическими свойствами зоны проникновения фильтрата бурового раствора в породы, толщиной и физическими свойствами глинистой корки, размерами приборов. Вследствие этого измеренное удельное сопротивление не равно истинному удельному сопротивлению исследуемой породы, поэтому оно получило название **кажущегося сопротивления**.

Методы кажущегося сопротивления. БКЗ

Электроды A и B являются питающими, через них пропускают ток силой I (мА), который создает электрическое поле в скважине и окружающей её породе. Электроды M и N служат для измерения разности потенциалов ΔU (мВ).

В зависимости от соотношения расстояний между скважинными электродами различают потенциал-зонд и градиент-зонд.

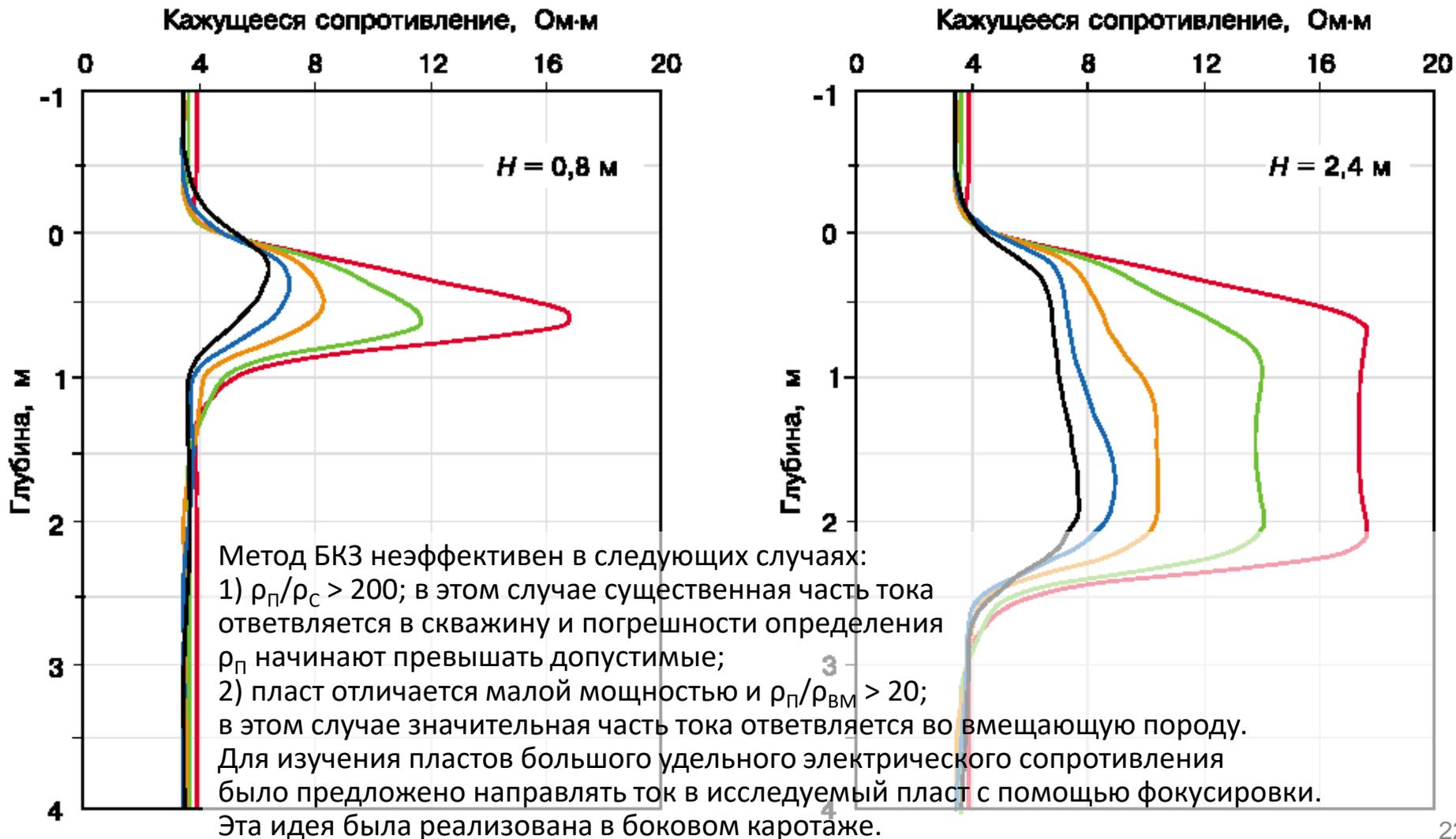
Радиус исследования (глубинность) потенциал-зонда равна его двукратной длине $2L$, а градиент-зонда – L .



Поскольку глубинность исследования определяется длиной зонда, то можно зондировать среду в радиальном (боковом) направлении, проводя измерения набором зондов **различной длины**. Это БКЗ – боковое каротажное зондирование. 21

Методы КС – кажущегося сопротивления

Боковое каротажное зондирование (БКЗ) позволяет получить информацию об изменении сопротивления на разном радиальном удалении от скважины, т.е. информацию о наличии и характере зоны проникновения.



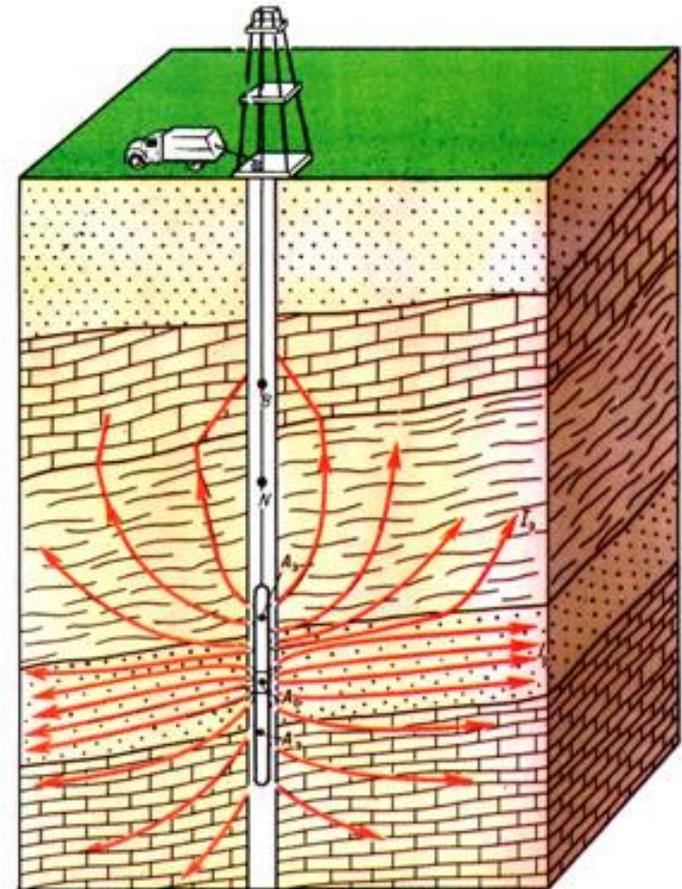
БК – боковой каротаж (фокусированные зонды)

При боковом каротаже ток от источника, расположенного на поверхности, подаётся в скважинный прибор, через токовые электроды зонда поступает в скважину и окружающие её горные породы.

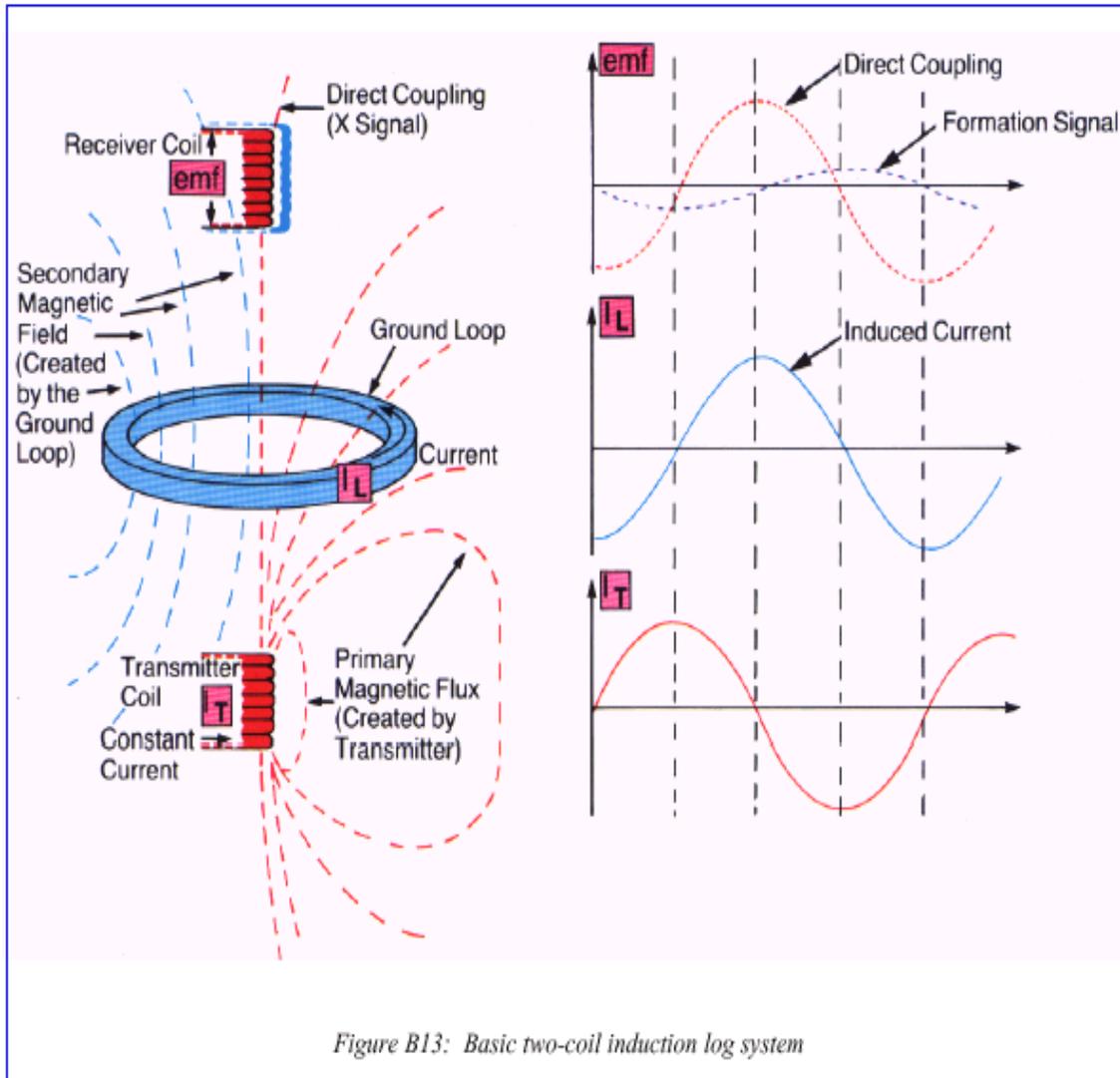
Кроме основного (центрального) питающего электрода A_0 , здесь используют дополнительные (экранирующие) электроды, через которые пропускают ток той же полярности, что и через питающий электрод A_0 .

Сила тока через электроды **автоматически регулируется** так, чтобы ток, выходящий из электрода A_0 , распространялся преимущественно в направлении, перпендикулярном оси скважины (при вертикальных скважинах-горизонтально), захватывая слой определённой толщины.

Благодаря применению экранирующих электродов с регулируемой силой тока через них уменьшается влияние на результаты измерений бурового раствора, заполняющего скважину, и вмещающих пород. В результате кажущееся сопротивление получается близким к удельному (т.е. истинному).



ИК – индукционный каротаж



Наиболее простой зонд состоит из двух катушек, генераторной и приемной, расположенных соосно на расстоянии L друг от друга. Генераторная катушка питается от генератора переменным током частоты несколько десятков KHz.

Создаваемое этим током **первичное** переменное магнитное поле возбуждает в окружающих породах вихревые токи. Эти токи создают **вторичное** переменное электрическое поле, в результате в пласте наводятся вихревые токи (тоже соосные скважине). Первичное и вторичное магнитные поля индуцируют в приемной катушке э.д.с.

При этом прямой сигнал от источника известен, а вторичное поле – пропорционально проводимости среды. Таким образом определяется сопротивление пласта. (Причём на значительном удалении от скважины.)

Сопоставление БК и ИК

При **солёных буровых растворах** и для пластов высокого сопротивления предпочтение имеет **боковой картаж**.

При **пресных буровых растворах**, растворах на полимерной основе и для пластов низкого сопротивления предпочтение имеет **индукционный картаж**.

Почему?

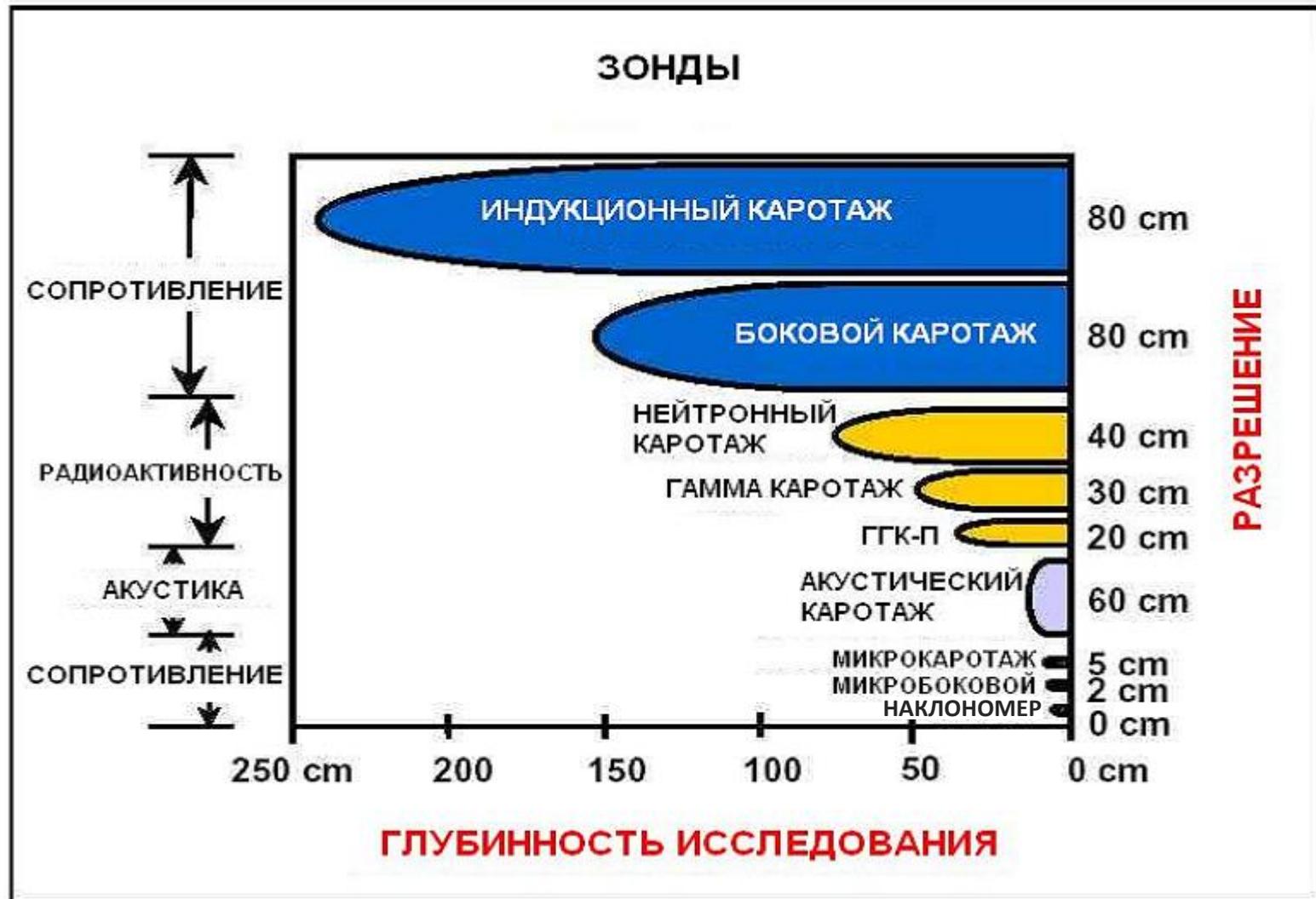
Объяснение:

при измерении **сопротивления** – вклад **пресного** бурового раствора будет «перебивать» сигнал горных пород (вклад же **солёного** – не будет заметен).

И наоборот, при измерении **проводимости** – при **пресном** буровом растворе практически все индуцированные токи будут сконцентрированы в породе (и измеренный сигнал будет характеризовать её реальную проводимость), а при **солёном** растворе будут сильны токи в скважине (помехи).

Таким образом, в зависимости от имеющихся скважинных условий преимущество может иметь БК либо ИК.

Глубинность и разрешающая способность методов (1/2)



Глубинность и разрешающая способность методов (2/2)

Методы	Глубинность, см	Вертикальное разрешение, см
ПС	10-25	1-1.5 м
ГК	10-15	30-40
НК	15-30	40 – 60
АК	10-15	40– 60
ГГК-П	15-30	20 – 40
ИК	100-150	1-1.5 м
БК	30-80	30-80
Микрозонды	2.5-5	10

В разных источниках данные по разрешению и глубинности приводятся по разным модификациям методов, отсюда некоторый разноречивый значений с предыдущим слайдом. В рамках настоящего курса эти величины приведены справочно, для формирования общего представления о том, как соотносятся показатели разных методов ГИС.

Сравнительная характеристика информации по керну и по ГИС

Достоинства, Недостатки

Керн

1. **Детальная** литолого-минералогическая характеристика
2. **Точное** определение физических и фильтрационно-емкостных параметров отдельных типов пород
3. **Малое количество** скважин, выборочные интервалы в них, **точечный** отбор образцов (иногда с большим шагом)
4. **Малые размеры** образцов => замер **может** оказаться **непредставительным** даже для данного «микроинтервала»

ГИС

1. **Упрощенная** литологическая модель геологического разреза
2. **Приближённая** оценка физических и фильтрационно-емкостных свойств
3. Измерения **во всех скважинах**, по всему стволу скважины, с **равномерным (малым) шагом**
4. Оценка **объёмных параметров** геологической формации в целом

16. ГИС – радиоактивные методы; ЯМК; АК	2
17. ГИС – электрические методы; заключение	15
18. Основы интерпретации ГИС	29
19. Карты толщин	53
20. Корреляция разрезов скважин	61
21. Состав и свойства нефти и газа	75
22. Подсчёт запасов УВ	95
23. Классификация запасов и ресурсов УВ	111
24. Подсчётный план	117

Методы выделения коллекторов по данным ГИС

1. Качественные признаки

1.1. Прямые качественные признаки – указывающие на факт проникновения фильтрата промывочной жидкости в пласт в процессе бурения (ведь если пласт может «принимать», значит может и «отдавать»). Устанавливаются по данным ГИС и являются следствием движения пластовых флюидов в поровом пространстве.

Основные методы {

- 1) сужение диаметра скважин (глинистая корка)
- 2) радиальный градиент сопротивлений
- 3) специальные методы (повторные измерения)

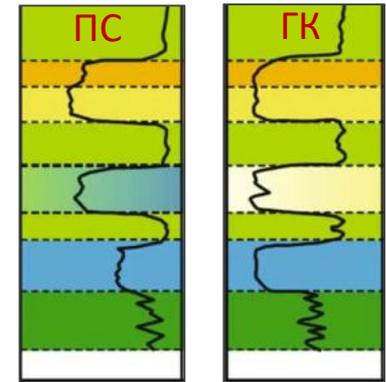
1.2. Косвенные качественные признаки – данные ГИС, не связанные с проникновением ПЖ в пласты:

Основные методы {

- 1) Аномалии ПС
- 3) Низкие показания ГК

Применяются гораздо реже {

- 3) Показания ЯМК, превышающие фоновые
- 4) Затухание упругих волн, вызванное трещинами и кавернами



2. Количественные критерии

«Граничные значения» (другие термины: предельные, кондиционные значения) фильтрационно-емкостных или соотносимых с ними геофизических характеристик. Чаще всего используется граничное значение коэффициента пористости.

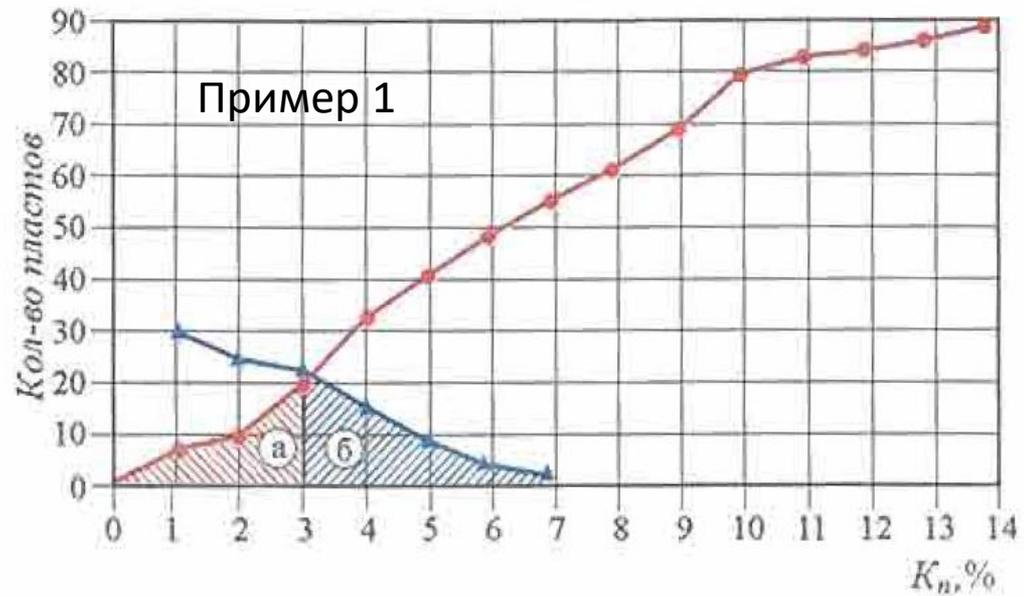
Например: «Будем считать коллектором все пропластки с $Kп \geq 0,15$, а все пропластки с $Kп < 0,15$ будем считать неколлектором».

Определение граничного значения методом пересечения куммулянт (на примере K_p)

Красный – распределение K_p по пропласткам с **наличием** прямых признаков коллектора (т.е. распределение коэффициента пористости **в коллекторах**).

Синий – распределение K_p по пропласткам с **отсутствием** прямых признаков коллектора (т.е. распределение в **неколлекторах**).

Граничное значение пористости определяется по точке пересечения двух куммулянт. В этом случае количество пропластков, ошибочно относимых к коллекторам (согласно графику, их 20), приблизительно компенсируется количеством пропластков, ошибочно относимых к неколлекторам (их тоже ровно 20). По факту ошибок в обе стороны будет больше, но примерно равное количество.



Оценка **характера** насыщения

Оценка характера насыщения коллекторов включает:

- 1) разделение интервалов коллекторов на **водоносные** и **нефтегазосодержащие**;
- 2) установление типа углеводородов (**нефть** или **газ**).

Источники информации:

1. **Результаты испытания пластов в открытом стволе (в процессе бурения) и в колонне.**
2. **Результаты интерпретации ГИС.**
3. Газовый каротаж* во время бурения.
4. Остаточная нефтенасыщенность по керну и шламу.
5. Результаты измерения пластового давления в открытом стволе.

Методы №№ 1, 3 и 4 дают «прямую» информацию, №№ 2 и 5 – косвенную. Основными источниками информации являются №№ 1 и 2.

* Газовый каротаж — метод измерения, позволяющий определить количество углеводородных газов, поступающих в глинистый раствор при бурении скважины, с привязкой к конкретному интервалу глубин.

Удельное электрическое сопротивление породы (1/2)

Свойство горных пород проводить электрический ток характеризуется их удельной **электропроводностью** или обратной ей величиной – удельным **электрическим сопротивлением (УЭС)**. В геофизике обычно оперируют именно величиной УЭС.

Если материал характеризуется УЭС в 1 Ом·м, то цилиндр из этого материала с площадью поперечного сечения 1 м² и длиной 1 м будет иметь ЭС в 1 Ом. Связь между УЭС материала (в Ом·м) и сопротивлением конкретно объекта (в Ом) описывается следующим уравнением: $r = RL/A$

r – полное электрическое сопротивление (ЭС) объекта (в Ом);

R – удельное электрическое сопротивление материала;

A и L – площадь поперечного сечения (м²) и длина (м) образца.

Согласно закону Ома, сила тока $I = U/r$, где U – напряжение, r – сопротивление. Заменяя r на RL/A (см. уравнение выше), получаем $I = 1/R \cdot UA/L$.

Нетрудно убедиться, что получившееся уравнение имеет в точности такую же структуру, как закон Дарси: $Q = k \cdot \Delta PA/(\mu L)$.

Потоку жидкости Q соответствует поток электричества I . Перепаду давления соответствует перепад напряжения U . Площадь A и длина L играют ту же роль. Величина, обратная удельному эл. сопротивлению (проводимость) соответствует проницаемости k . (Только для вязкости аналог отсутствует – по той причине, что закон Дарси характеризует породу, через которую могут фильтроваться разные жидкости, а в законе Ома, условно говоря, эл. проводимость является комплексной характеристикой материала, так что она является эквивалентом для группы k/μ .)

Удельное электрическое сопротивление породы (2/2)

Скелет большинства осадочных пород сложен такими минералами, как кварц, кальцит, ангидрит, галит и др. Эти минералы характеризуются очень высоким удельным электрическим сопротивлением (УЭС), от 10^7 до 10^{14} Ом·м, т.е. они относятся к *изоляторам* электрического тока.

Газ или нефть также являются изоляторами, их УЭС варьируется от 10^9 до 10^{16} Ом·м.

Пресная пластовая вода, в которой отсутствуют соли, также является изолятором, её УЭС сравнимо с УЭС минералов.

Пластовая **минерализованная вода** представляет собой раствор солей-электролитов, в основном NaCl. Она является проводником электрического тока, и её УЭС варьируется в диапазоне 0,01 – 10 Ом·м. Чем большее количество солей растворено в пластовой воде и чем выше её температура, тем меньше её УЭС и тем лучше она проводит электрический ток.

Итак, **УЭС породы тем ниже**, чем:

- 1) выше значение пористости (=> больше воды в единице объёма породы);
- 2) выше значение водонасыщенности (=> больше воды в единице объёма породы);
- 3) выше минерализация и температура пластовой воды (=> ниже УЭС самой воды).

Соответственно, высокое УЭС породы указывает на возможное насыщение нефтью или газом. Однако не исключено, что на самом деле пласт является водоносным, а реальной причиной высокого УЭС является низкая пористость (и/или низкая минерализация пластовой воды).

Упрощённая модель УЭС горной породы (1/2)

1. Рассмотрим упрощённую модель горной породы – цилиндр из непроводящего электрического тока материала с площадью сечения A , внутри которого имеется прямой поровый канал с площадью сечения a , заполненный проводящим раствором.

Введём следующие обозначения:

R_B – УЭС раствора (в Ом·м);

R_0 – УЭС всего большого цилиндра, включая проводящий канал (в Ом·м);

r_K – сопротивление непосредственно канала (в Ом);

r_0 – сопротивление всего большого цилиндра, включая проводящий канал (в Ом).

Электрическая проводимость большого цилиндра обеспечена исключительно проводимостью канала. Поэтому $r_0 = r_K$.

$$r_K = R_B L / a$$

$$R_0 = r_0 \frac{A}{L} = \frac{R_B (L/a) A}{L} = \frac{R_B}{a/A} = \frac{R_B}{K_{\Pi}}$$



(Важно: на этом и следующем слайдах подразумевается, что порода на 100% насыщена водой!)

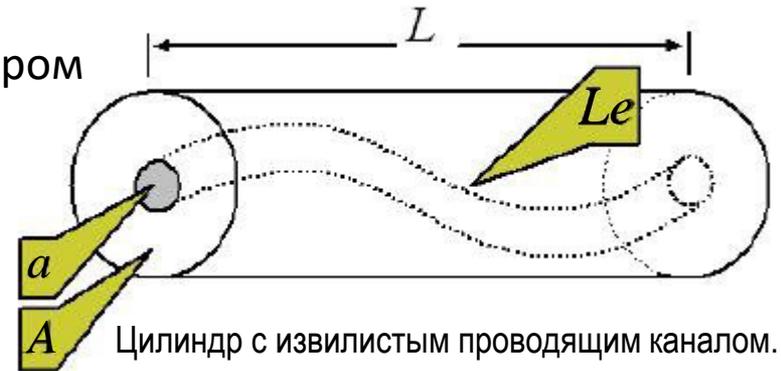
Упрощённая модель УЭС горной породы (2/2)

2. Предположим теперь, что заполненный раствором канал является не прямым, а извилистым (остальные параметры модели неизменны).

Пусть длина канала составляет L_e . Тогда:

$$r_0 = r_K = R_B L_e / a$$

$$R_0 = r_0 \frac{A}{L} = \frac{R_B (L_e / a) A}{L} = \frac{R_B (L_e / L)}{a / A} \cdot \frac{(L_e / L)}{(L_e / L)} = \frac{R_B (L_e / L)^2}{K_{\Pi}}$$



3. Введём параметр P_{Π} , представляющий собой отношение УЭС породы, **полностью насыщенной водой**, к УЭС водного раствора, заполняющего поры этой породы:

$$P_{\Pi} = \frac{R_0}{R_B} = \frac{R_B (L_e / L)^2}{K_{\Pi} R_B} = \frac{(L_e / L)^2}{K_{\Pi}}$$

4. Отношение L_e / L – извилистость канала. В чистых песчаниках квадрат этой величины приблизительно равен K_{Π}^{-1} : $L_e / L \approx \sqrt{1 / K_{\Pi}}$ В этом случае $P_{\Pi} \approx (1 / K_{\Pi}) / K_{\Pi} = K_{\Pi}^{-2}$

Рассмотренный пример, представляющий поровое пространство в виде извилистого канала (или даже набора непересекающихся каналов), является очень упрощённым, однако полученный с его помощью результат – $R_0 = R_B \cdot P_{\Pi} \approx R_B / K_{\Pi}^2$ – довольно близок к эмпирической зависимости, входящей в уравнение Арчи-Дахнова:

$$R_0 \approx R_B \cdot a / K_{\Pi}^m \quad (a \text{ и } m \text{ – константы, в общем случае близкие соответственно к } 1,0 \text{ и } 2,0).$$

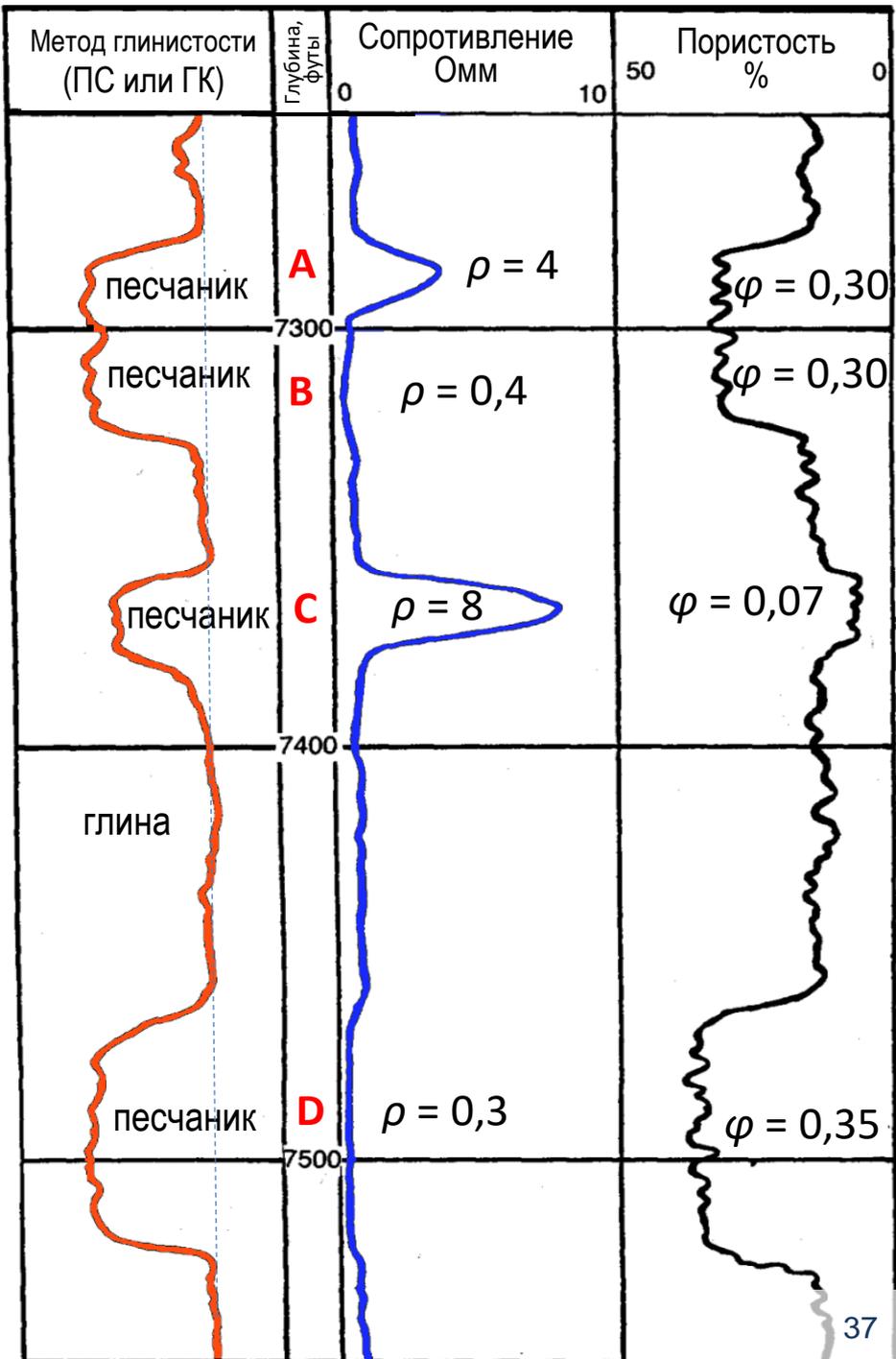
Основные шаги интерпретации ГИС

1. Определение предположительно проницаемых интервалов по ПС или ГК
2. Определение интервалов высокого сопротивления по методам сопротивления
3. Выделение высокопористых интервалов

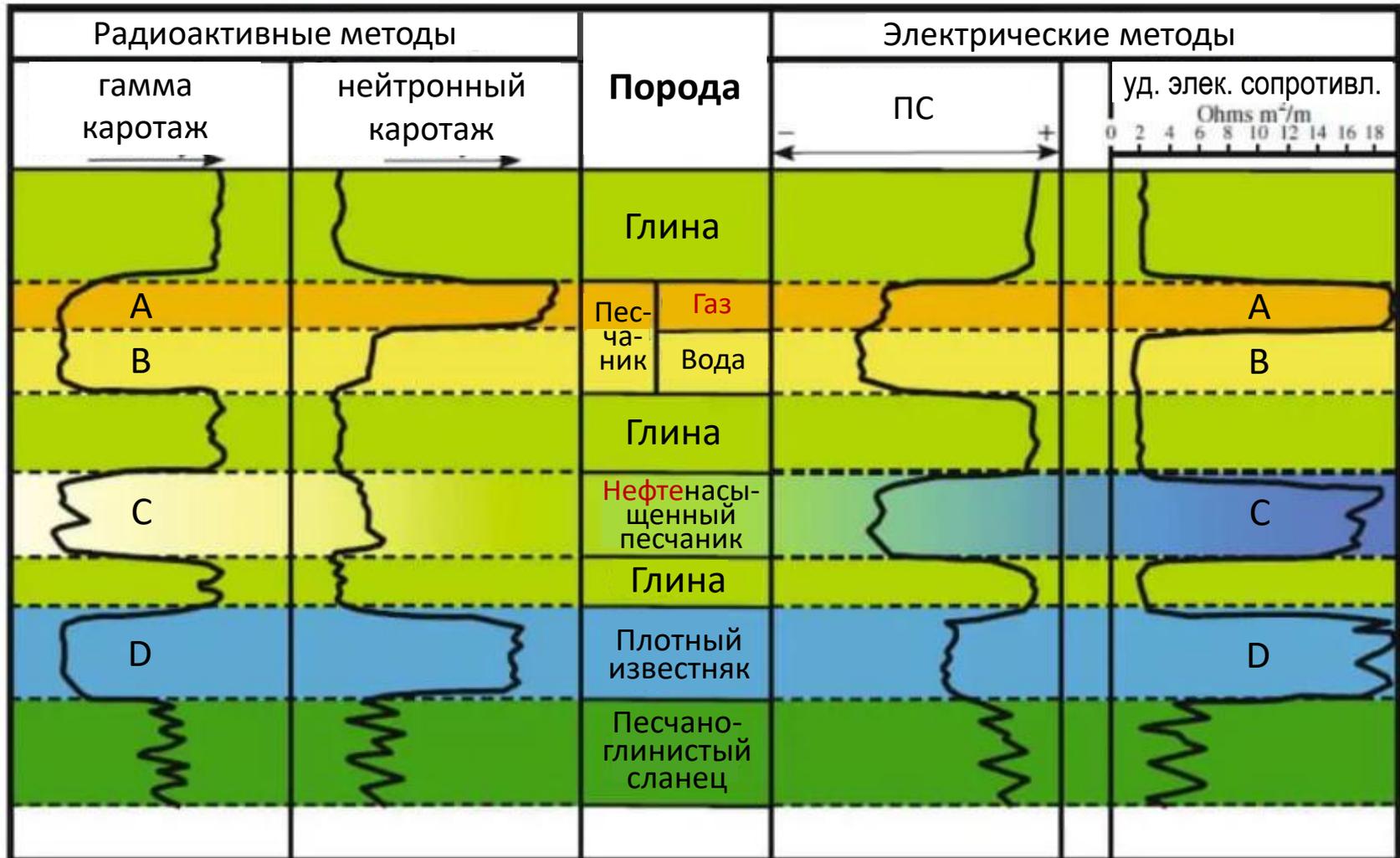
Выводы:

1. Интерес представляют интервалы А, В, С и D.
2. **В** и **D** – низкое сопротивление => оба они водонасыщенные.
3. **С** – высокое сопротивление обусловлено низкой пористостью, это не коллектор.
4. **А** – по-видимому, нефтенасыщенный коллектор.

(Представлен пример терригенного разреза.)



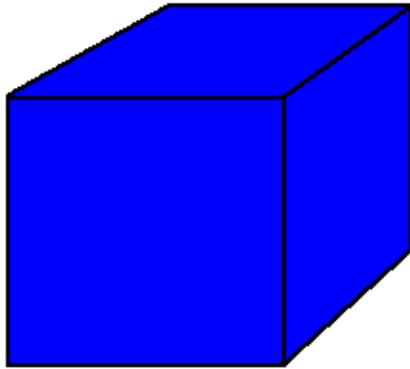
Аналогичный пример, с 4 методами каротажа



Предпосылки для определения водонасыщенности по сопротивлению породы R_p

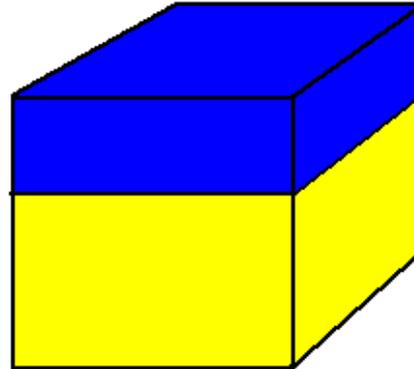
Удельное электрическое сопротивление (УЭС) осадочных горных пород зависит главным образом от количества воды в единице объёма (т.е. от ϕ и от K_v) и от УЭС этой воды (R_v)*

Упороды = 1.0



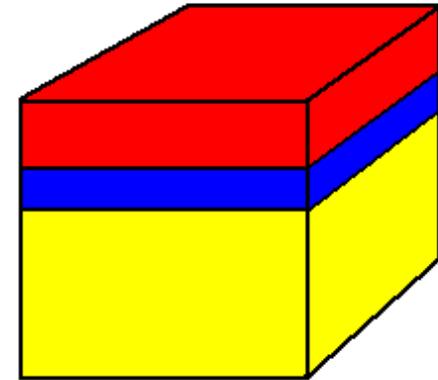
Единичный куб «породы» с пористостью $\phi = 100\%$ (т.е., по сути, коробка), «насыщенный» водой с сопротивлением R_v .
Объём воды $V_v = \phi = 1.0$

$$R_p = R_v$$



Единичный куб породы с пористостью $\phi = 40\%$, насыщенный водой с сопротивлением R_v ($K_v = 100\%$, $K_n = 0\%$).
 $V_v = \phi = 0.40$

$$R_p = R_{vp} = F(R_v, \phi)$$



Единичный куб породы с пористостью $\phi = 40\%$, насыщенный водой с сопротивлением R_v и нефтью ($K_v = 40\%$, $K_n = 60\%$).
 $V_v = 0,4 \cdot 0,4 = 0.16$, $V_n = 0.24$

$$R_p = F(R_v, \phi, K_v)$$

R_v – УЭС пластовой воды

R_{vp} – УЭС данной породы при $K_v = 100\%$ (vp – «водонасыщенной породы»)

R_p – фактическое УЭС данной породы (результат интерпретации ГИС)

* Примечание: УЭС ГП зависит также от наличия глинистости: глина, как и минерализованная пластовая вода, неплохо проводит эл. ток. Но пока что будем рассматривать породу с нулевым содержанием глинистости.

Относительные сопротивления – т.н. «параметр пористости» R_p и «параметр насыщенности» R_n

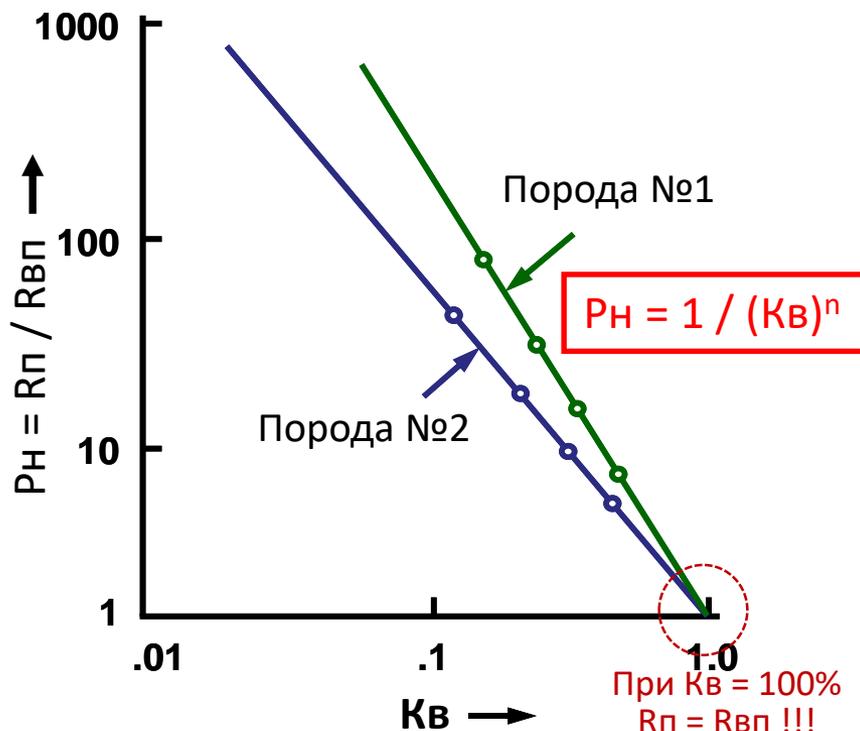
R_p – сопротивление породы; R_v – сопротивление пластовой воды;
 R_{vp} – сопротивление данной породы при водонасыщенности 100%.

Параметр пористости $R_p = R_{vp} / R_v$ (этот параметр уже был введён нами на 36-м слайде)

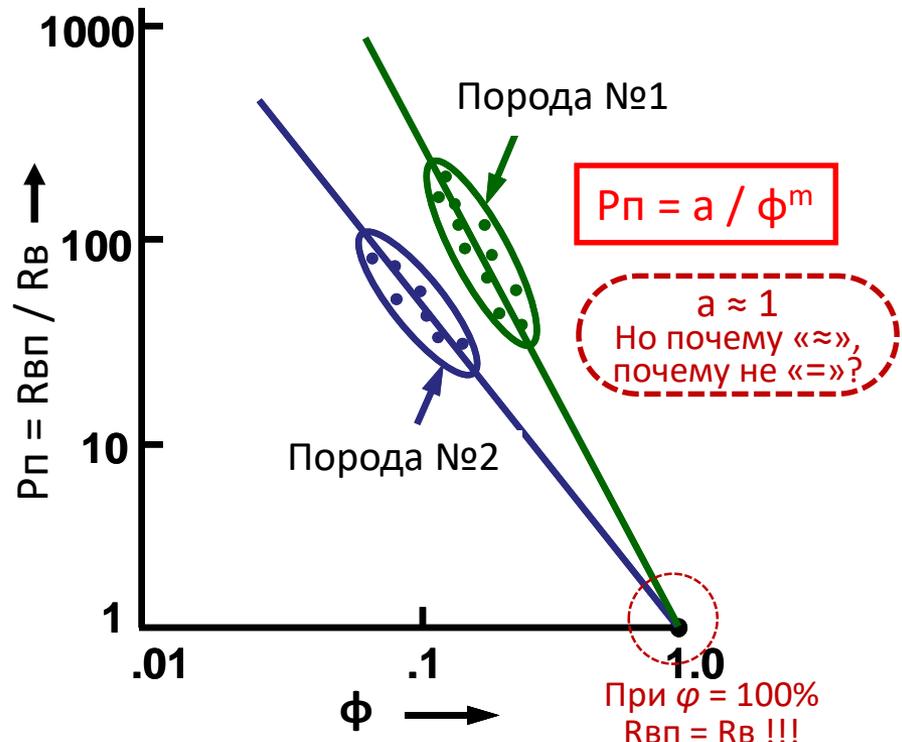
Параметр насыщенности $R_n = R_p / R_{vp}$

[не путайте их с коэффициентом пористости ϕ (K_p) и коэффициентом водонасыщенности K_v]

При постоянной пористости $\phi = \text{const}$
 (один и тот же образец для каждой породы):



При постоянной водонасыщенности $K_v = 100\%$
 (каждая точка – отдельный образец породы):



Объяснение: $\ln(y) = k \cdot \ln(x) + b \Rightarrow \exp[\ln(y)] = \exp[k \cdot \ln(x) + b] \Rightarrow y = \exp(b) \cdot \exp[\ln(x^k)] \Rightarrow y = a \cdot x^k$ 40

Вывод уравнения Дахнова* - Арчи**

Итак, параметр пористости $R_{\Pi} = R_{\text{вп}} / R_{\text{в}}$; параметр насыщенности $R_{\text{н}} = R_{\Pi} / R_{\text{вп}}$
 При этом $R_{\Pi} = a / \phi^m$; $R_{\text{н}} = 1 / (K_{\text{в}})^n$

Совмещая эти уравнения, получаем:

$$R_{\Pi} = R_{\text{н}} \cdot R_{\text{вп}} = R_{\text{н}} \cdot (R_{\Pi} \cdot R_{\text{в}}) = (K_{\text{в}})^{-n} \cdot a / \phi^m \cdot R_{\text{в}} \Rightarrow R_{\Pi} = \frac{a R_{\text{в}}}{\phi^m K_{\text{в}}^n}$$

$$\Rightarrow K_{\text{в}} = \sqrt[n]{\frac{a R_{\text{в}}}{\phi^m R_{\Pi}}}$$

a – эмпирическая константа, обычно ≈ 1 ,
зависит от состава породообразующих минералов;
m – показатель цементации (обычно ≈ 2),
зависит от извилистости поровых каналов;
n – показатель насыщенности (обычно ≈ 2),
растёт с увеличением гидрофобности коллектора.

[Следует ещё раз отметить, что в данной формуле не учитывается глинистость.
 Когда содержание глинистых частиц (или прослоев) в породе велико,
 то более корректный результат дают более сложные формулы.]

* Дахнов В.Н. Интерпретация каротажных диаграмм. 1941. 496 стр.

** Archie G.E. The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics.
 Tran. AIME. 1942. Vol. 146. No. 1. P. 54–62.

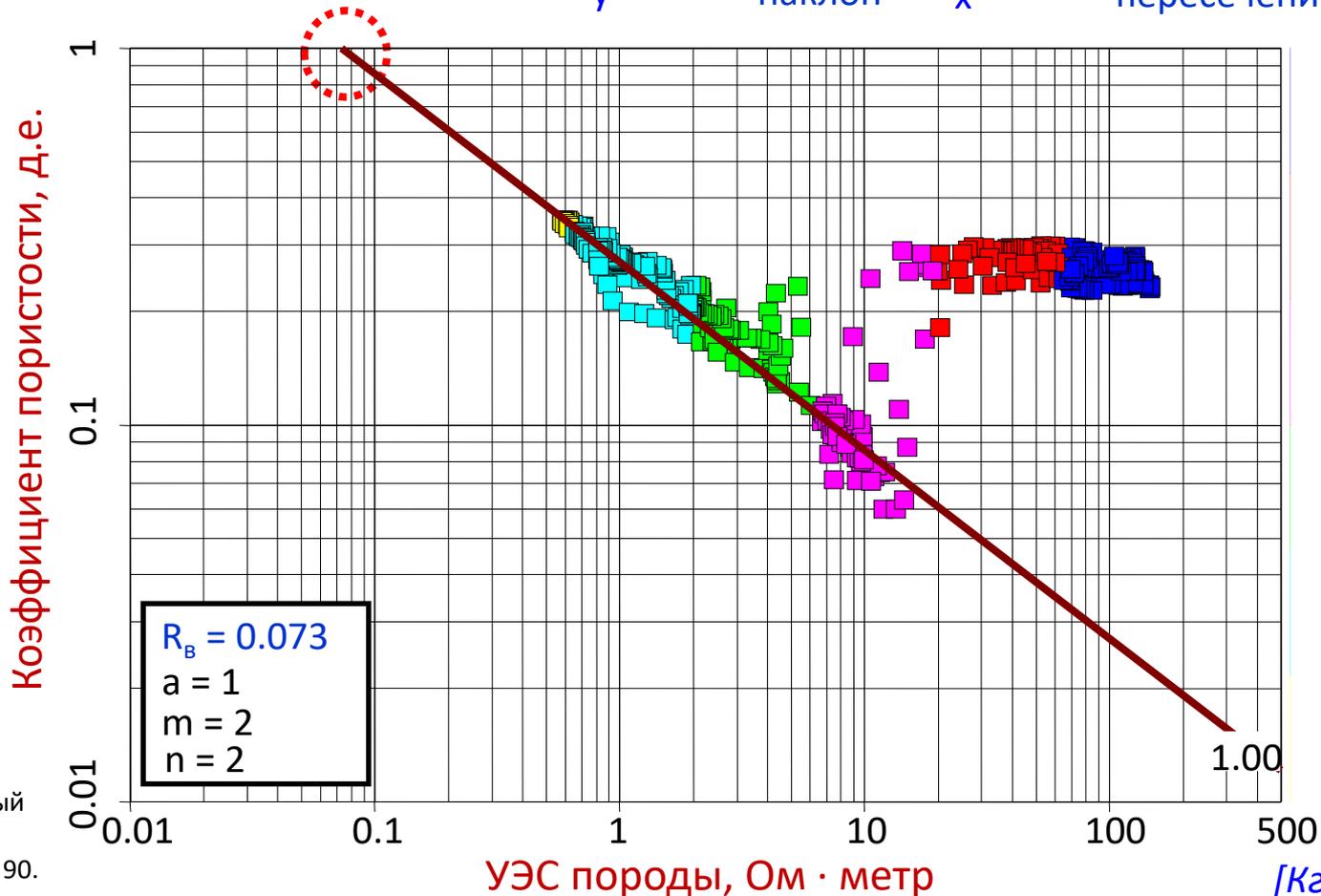
Определение R_v по Пикетт-плотту

$$K_B = \sqrt[n]{\frac{a R_v}{\varphi^m R_{\pi}}} \Rightarrow (K_B)^n = a \cdot R_v / \varphi^m / R_{\pi} \Rightarrow R_{\pi} = a \cdot R_v / \varphi^m / (K_B)^n \Rightarrow$$

$$\Rightarrow \log(R_{\pi}) = -m \cdot \log(\varphi) + \log(a \cdot R_v) - n \cdot \log(K_B)$$

Для **водонасыщенных** песчаников: $\log(R_{\pi}) = \underbrace{-m \cdot \log(\varphi)}_{\text{“y”}} + \underbrace{\log(a \cdot R_v)}_{\text{пересечение}}$
 [Кв = 1 \Rightarrow log(Кв) = 0] наклон “x”

Well: Bonanza 1
 Zone: 10690 - 10980 ft
 Date: 27 Apr 1998 @ 11:31



Другие следствия формулы Дахнова-Арчи (1/2)

Допустим, два соседних пласта или пропластка (либо, ещё очевиднее, один и тот же пласт в двух разных скважинах), один из которых является полностью водонасыщенным ($K_B = 1$) имеют одинаковую пористость φ , одинаковую минерализацию воды (т.е. R_B , оно же ρ_B) и одинаковые значения a , n , m (причём $n = 2$). Запишем для них формулу Д.-А.:

$$K_B = \frac{n \sqrt{\frac{a \rho_B}{\varphi^m \rho_n}}}{\sqrt{\frac{a \rho_B}{\varphi^m \rho_{вп}}}} = 1$$

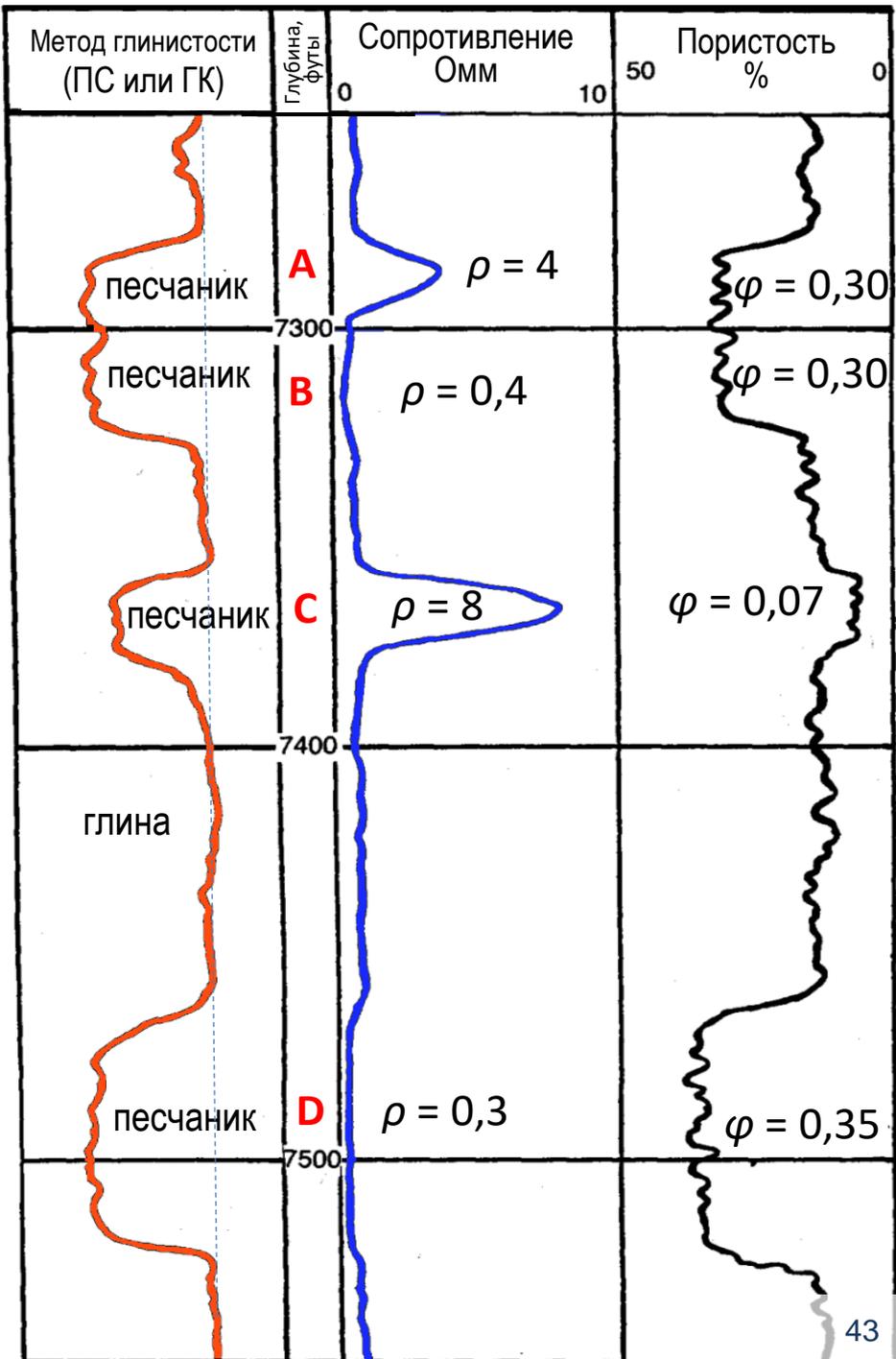
Теперь разделим эти два уравнения друг на друга. Одинаковые параметры сократятся и получится **упрощённая формула №1**:

$$K_B = \sqrt{\frac{\rho_{вп}}{\rho_n}}$$

Упрощённая формула №2 (эмпирическая):

$$K_B = \frac{c}{K_{II}} \sqrt{\frac{\rho_B}{\rho_n}}$$

$C = 1.0$ для карбонатов
 $C = 0.9$ для песчаников



Другие следствия формулы Дахнова-Арчи (2/2)

1. Применяем 1-ю формулу к интервалам **A** и **B**:

$$K_B = \sqrt{\frac{\rho_{вн}}{\rho_n}} = \sqrt{\frac{0.4}{4}} = 0.32$$

2. Применяем 2-ю формулу к интервалу **D**, при этом пользуемся своим знанием о том, что в нём $K_B = 1.0$ (слайд 37):

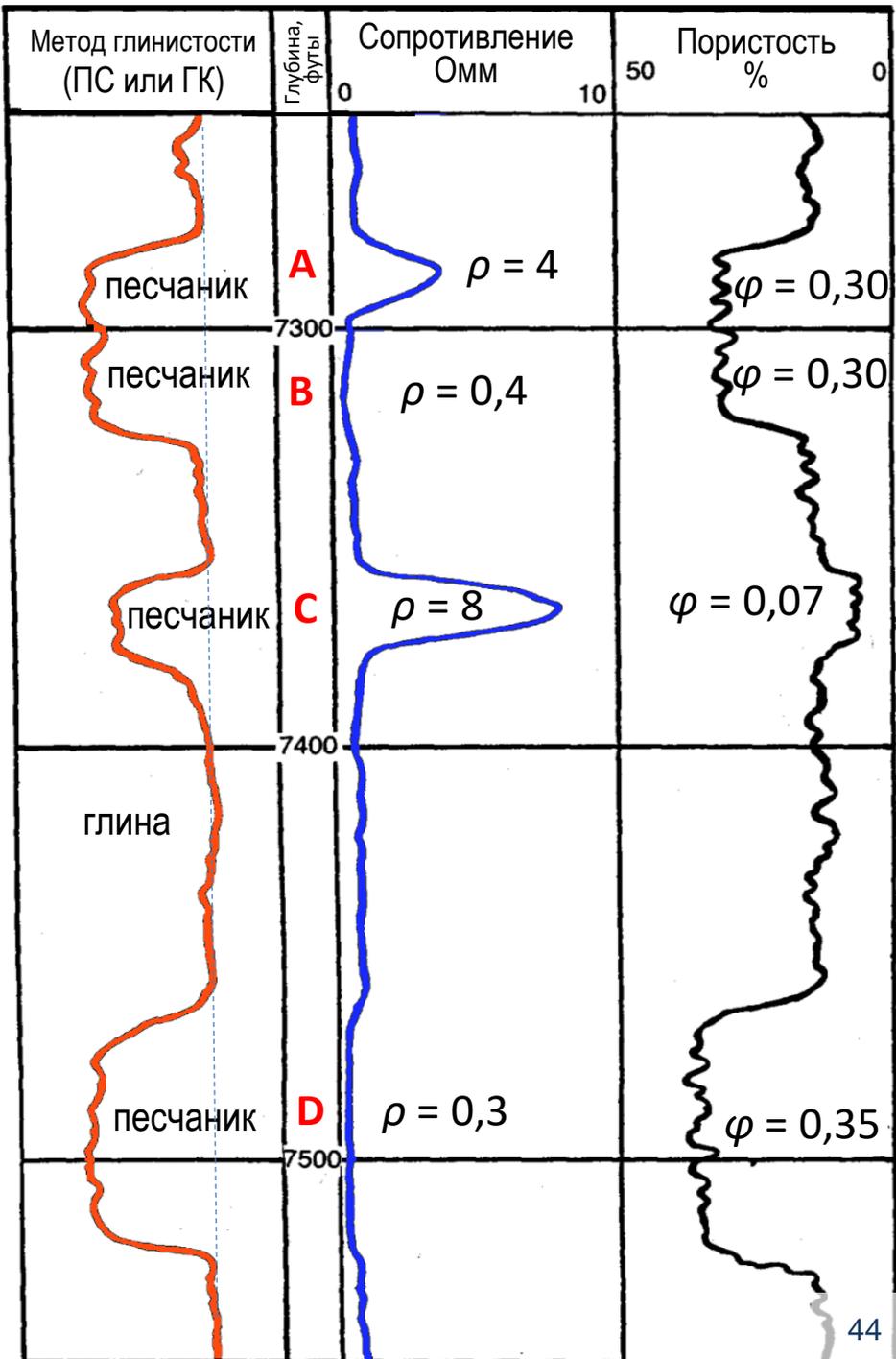
$$1 = K_B = \frac{c}{K_{II}} \sqrt{\frac{\rho_v}{\rho_n}} = \frac{0.9}{0.35} \sqrt{\frac{\rho_v}{0.30}} \Rightarrow \rho_v = 0.045 \text{ омм}$$

3. Применяем 2-ю формулу к интервалу **C**, при этом используем найденное значение ρ_v , полагая его одинаковым для всей пачки пластов:

$$K_B = \frac{0.9}{0.07} \sqrt{\frac{0.045}{8}} = 0.96$$

4. Теперь проверим K_B для интервала **A** уже по 2-й формуле (тоже используя ρ_v):

$$K_B = \frac{0.9}{0.30} \sqrt{\frac{0.045}{4}} = 0.32$$



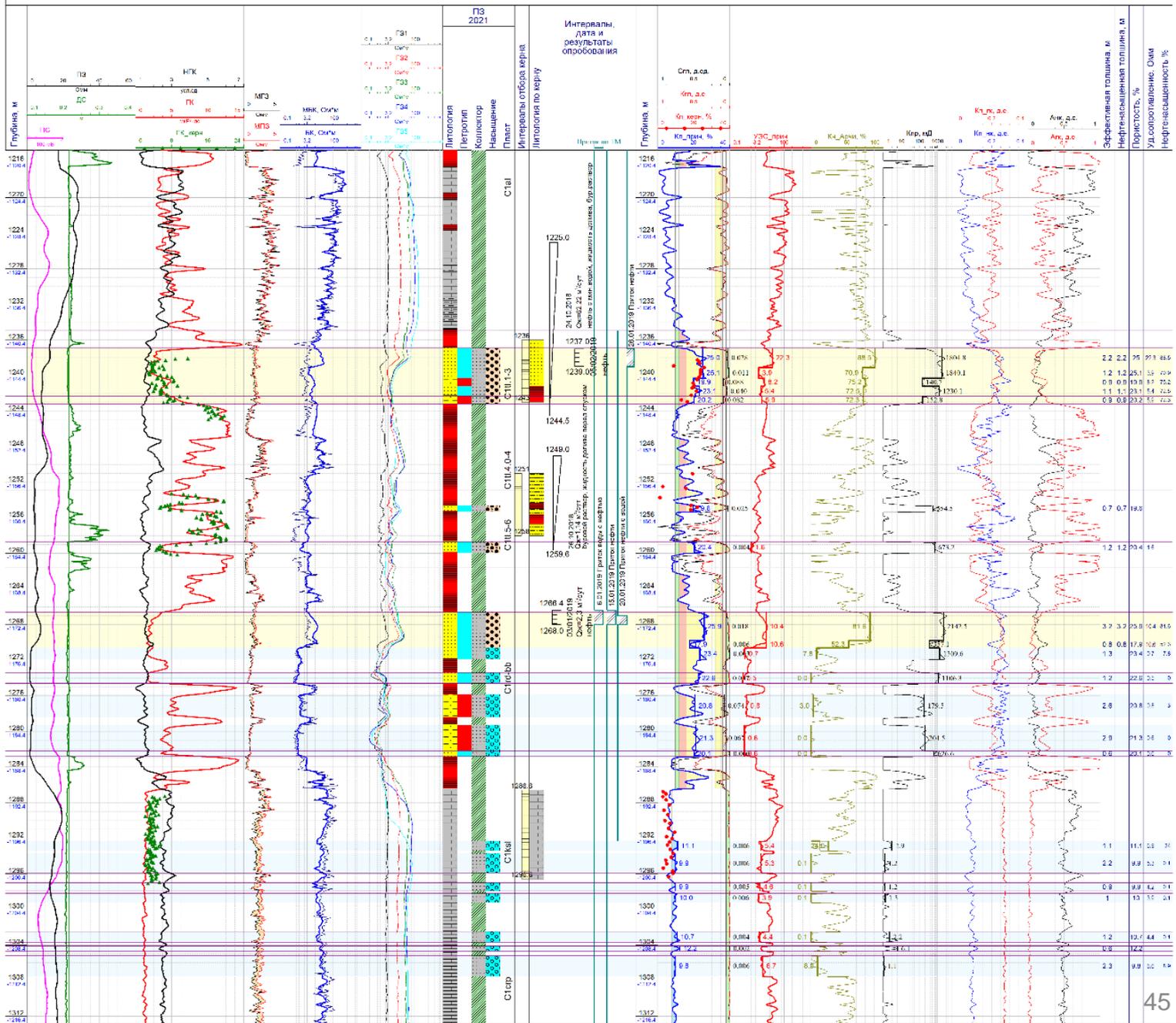
Пример планшета по реальной скважине (1/2)

Дата исследований: 30/09/2018
 Диаметр скважины: 216 мм
 Альтитуда: 83.30 м
 Удл.: 12,3 м на глубину 1215 м

ПЖ- полимерный раствор
 Сопротивление раствора: 0,11 Омм
 Плотность раствора: 1,33 г/см³

Тип прибора РК: ПРКЛ-73А
 1 мкр/ч = 760 имп/мин
 1 у.в. = 7857 имп/мин
 V= 450 м/ч, t= 3 с

Тип прибора БК: К1А-723-М
 Тип прибора ИК: К1А-723-М
 зонд: ЗИ1



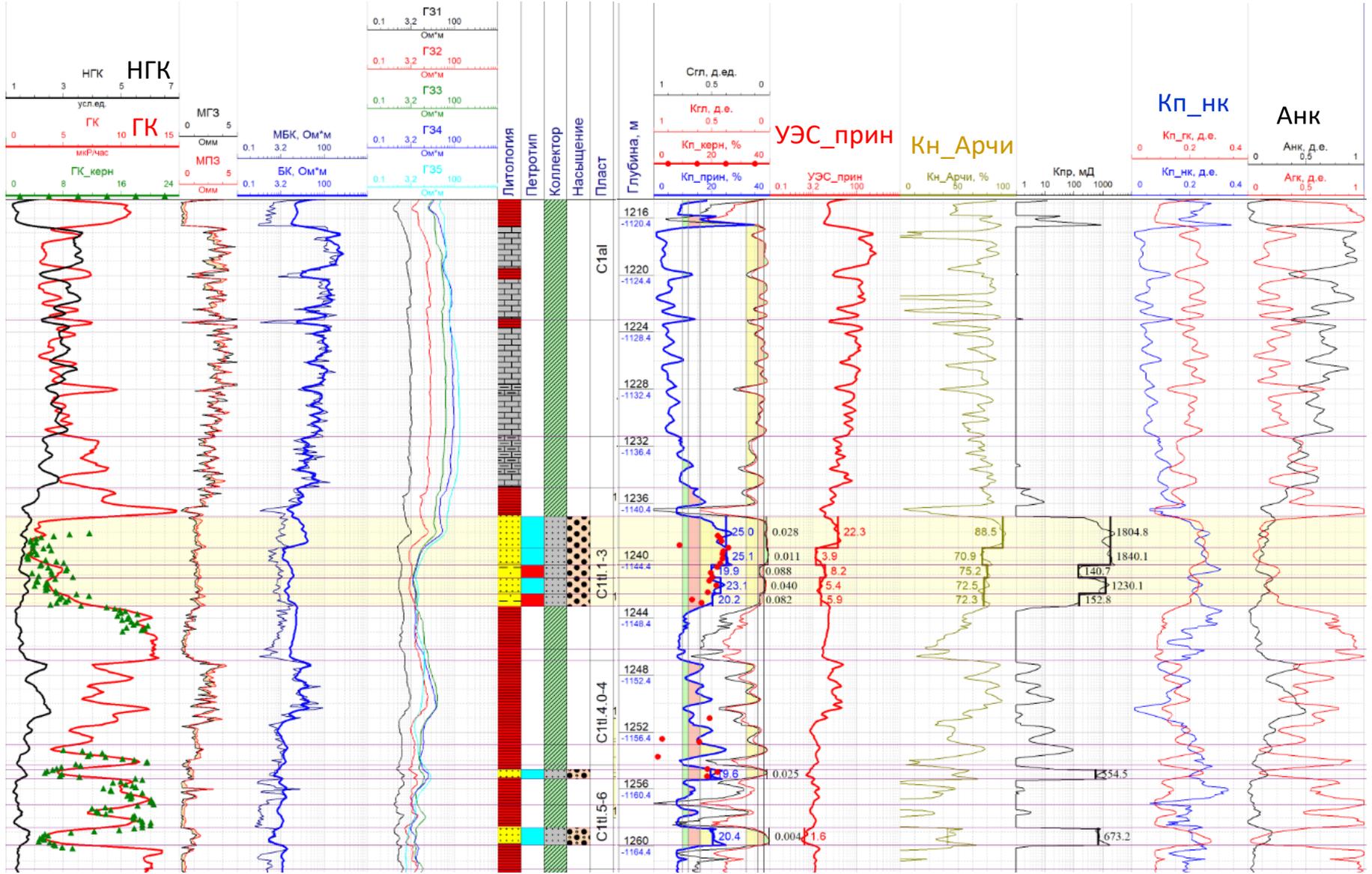
Дата исследований: 30/09/2018
 Диаметр скважины: 216 мм
 Альтитуда: 83.30 м
 Удл.: 12,3 м на глубину 1215 м

ПЖ- полимерный раствор
 Сопротивление раствора: 0,11 Омм
 Плотность раствора: 1,33 г/см³

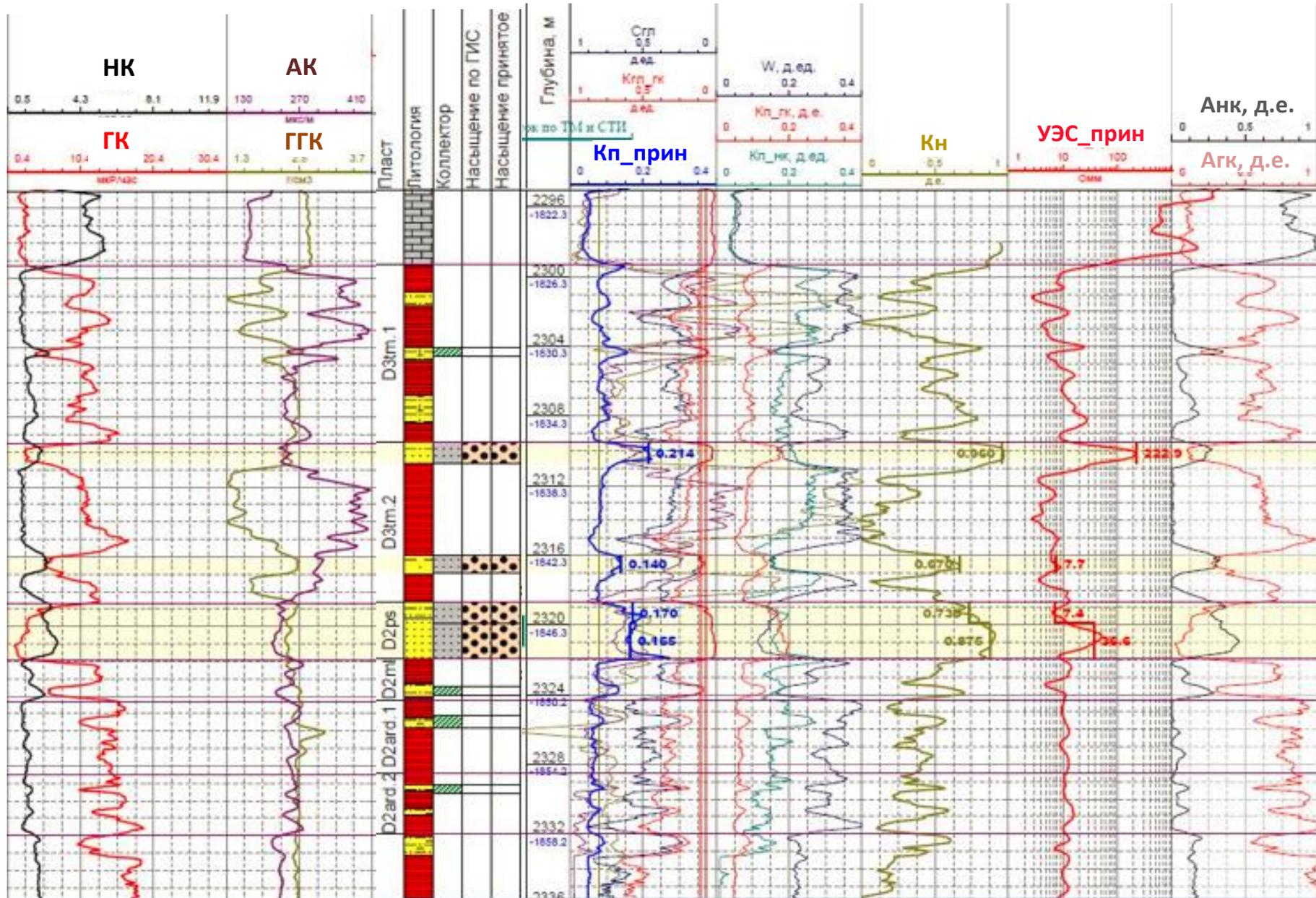
Тип прибора РК: ПРКЛ-73А
 1 мкр/ч = 760 имп/мин
 1 у.в. = 7857 имп/мин
 V= 450 м/ч, t= 3 с

Тип прибора БК: К1А-723-М
 Тип прибора ИК: К1А-723-М
 зонд: ЗИ1

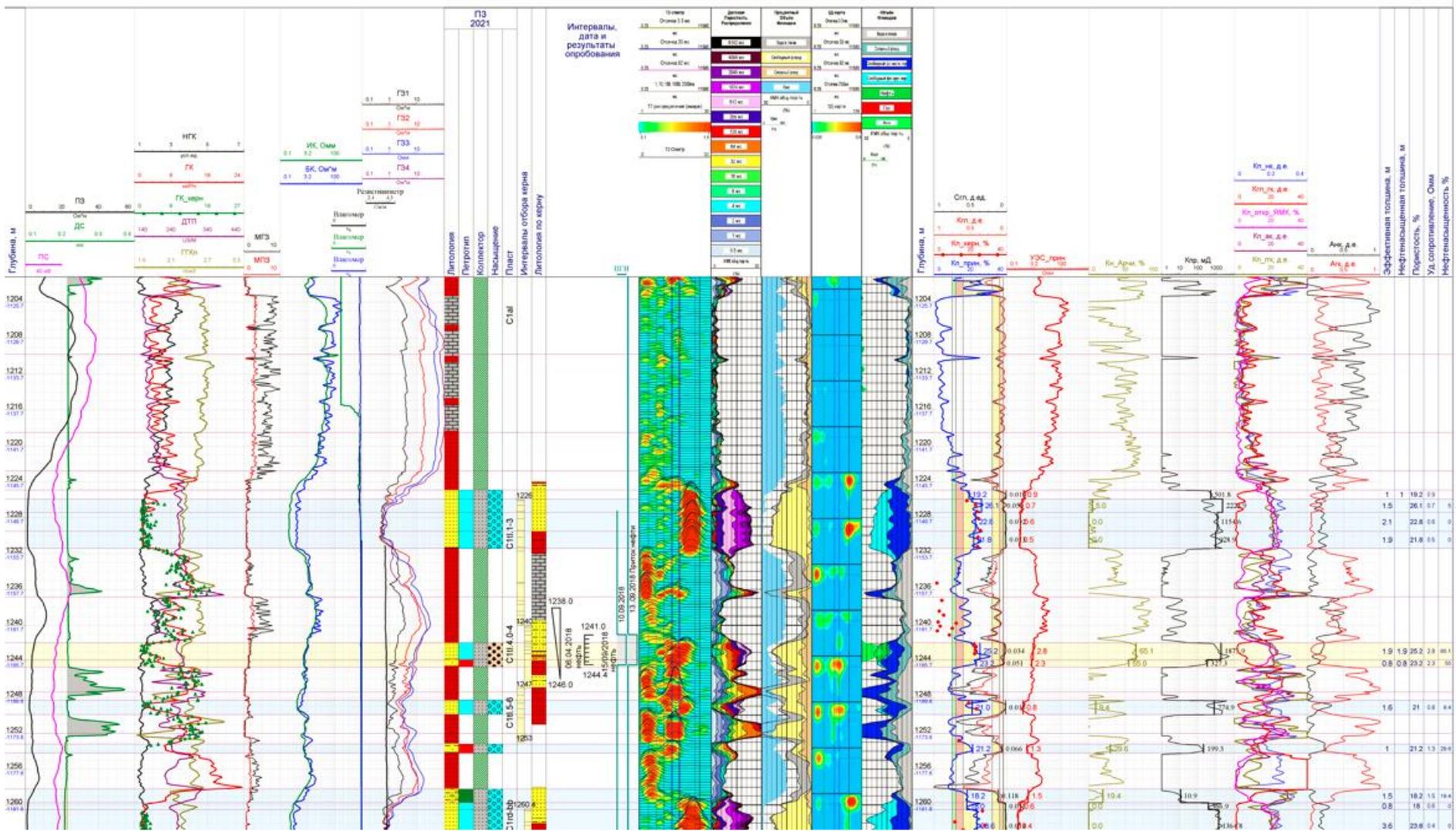
Пример планшета по реальной скважине (2/2)



Фрагмент планшета другой скважины, с АК и ГК



Пример планшета с ИК, ГГК, АК и ЯМК (1/2)



Пример планшета с ИК, ГГК, АК и ЯМК (2/2)

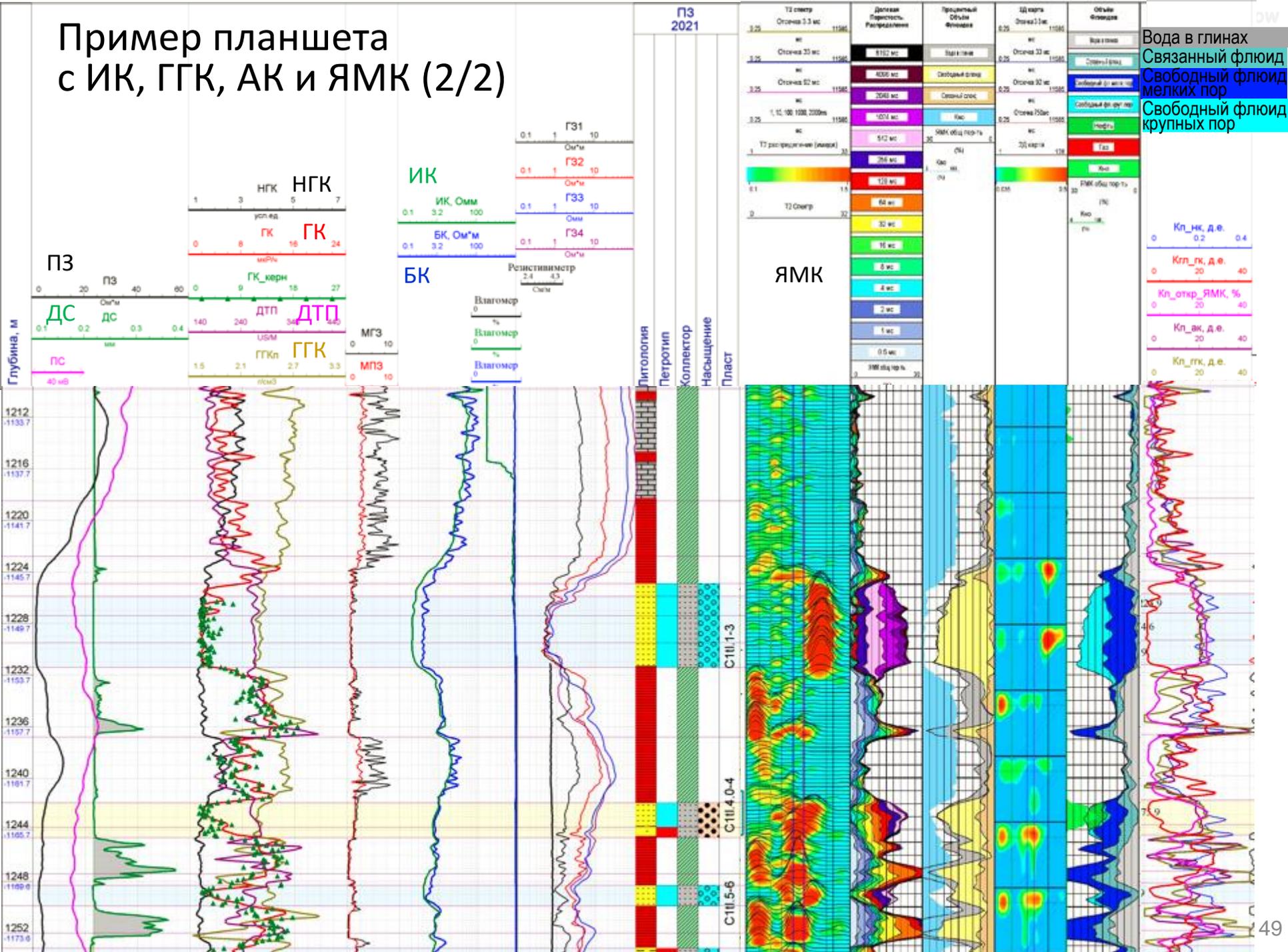
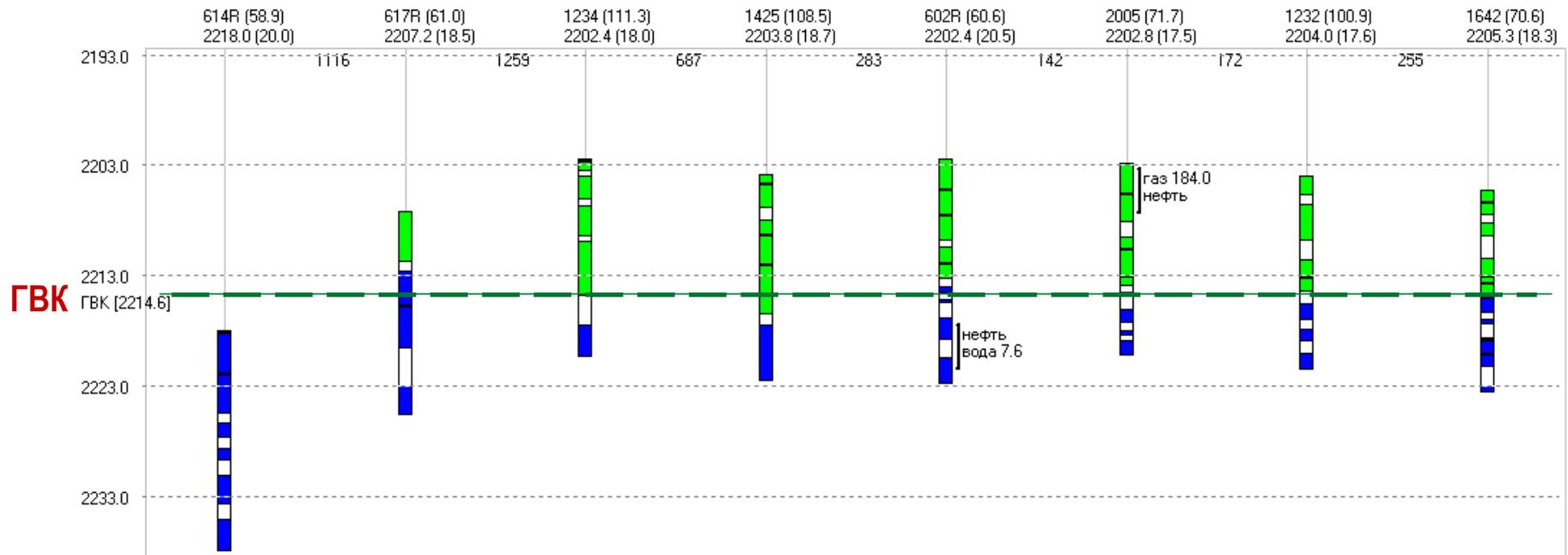


Схема обоснования ВНК, ГНК, ГVK (1/2)

Схема обоснования ГНК для залежи в районе скважины 602р
пласта БП₈⁴ Губкинского месторождения

газ
нефть
вода



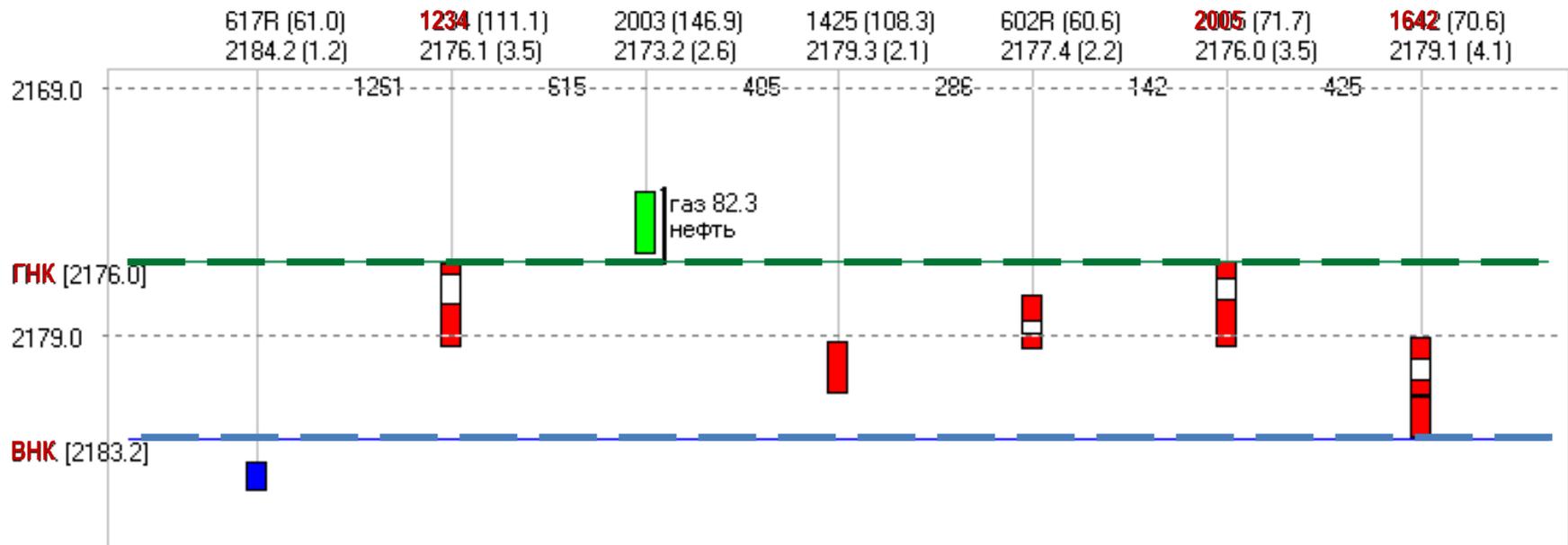
ГVK принят как среднее между отметками **кровли воды** и **подшвы газа** более-менее вертикальных скважин 617р, 1234, 1425, 602р, 2005, 1232, 1642 на абс. отметке -2214,6 м

Вопрос на сообразительность: почему берутся «более-менее вертикальные» скважины?

Схема обоснования ВНК, ГНК, ГВК (2/2)

Схема обоснования ГНК и ВНК для залежи в районе скважины 602Р
пласта БП₈² Губкинского месторождения

газ
нефть
вода



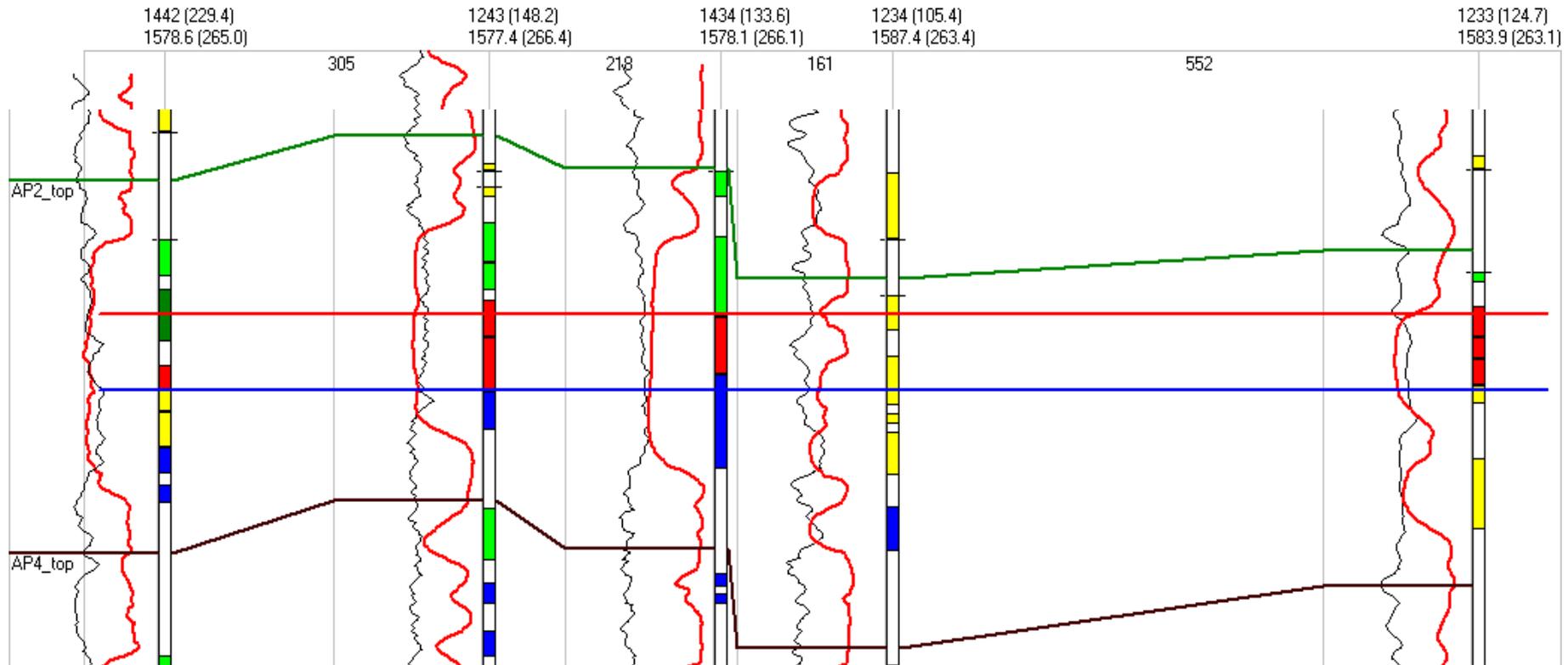
ГНК принят по более-менее вертикальным скважинам **по кровле нефти** скважин 1234 и 2005 на абс.отм. -2176,0 м.

ВНК – исходя из данных ГИС, **по подошве нефти** скв. 1642, на абс.отм. -2183,2 м.

Вопрос на сообразительность: почему в одном случае – «по подошве», в другом – «по кровле»?

Почему на предыдущем слайде – по середине интервала между подошвой газа и кровлей воды? 51

Категория «неясный характер насыщения»



По данным ГИС не всегда удаётся интерпретировать характер насыщения, некоторые интервалы коллектора получают характеристику «неясно». (В общем случае – проблемы с интерпретацией возникают при высокой глинистости, при низкой нефтенасыщенности.) Окончательное решение по ним принимается уже после обоснования отметок флюидных контактов.

- газ
- нефть
- вода
- **неясно**

16. ГИС – радиоактивные методы; ЯМК; АК	2
17. ГИС – электрические методы; заключение	15
18. Основы интерпретации ГИС	29
19. Карты толщин	53
20. Корреляция разрезов скважин	61
21. Состав и свойства нефти и газа	75
22. Подсчёт запасов УВ	95
23. Классификация запасов и ресурсов УВ	111
24. Подсчётный план	117

Общая, эффективная, нефтегазонасыщенная толщина пласта

Общая толщина пласта – суммарная толщина слагающих его пород от кровли до подошвы, с учётом всех прослоев – как проницаемых, так и непроницаемых. В скважине №1:

$$H_{\text{общ}} = h_1 + h_2 + h_3$$

Эффективная толщина пласта – суммарная толщина проницаемых прослоев (**коллектора**):

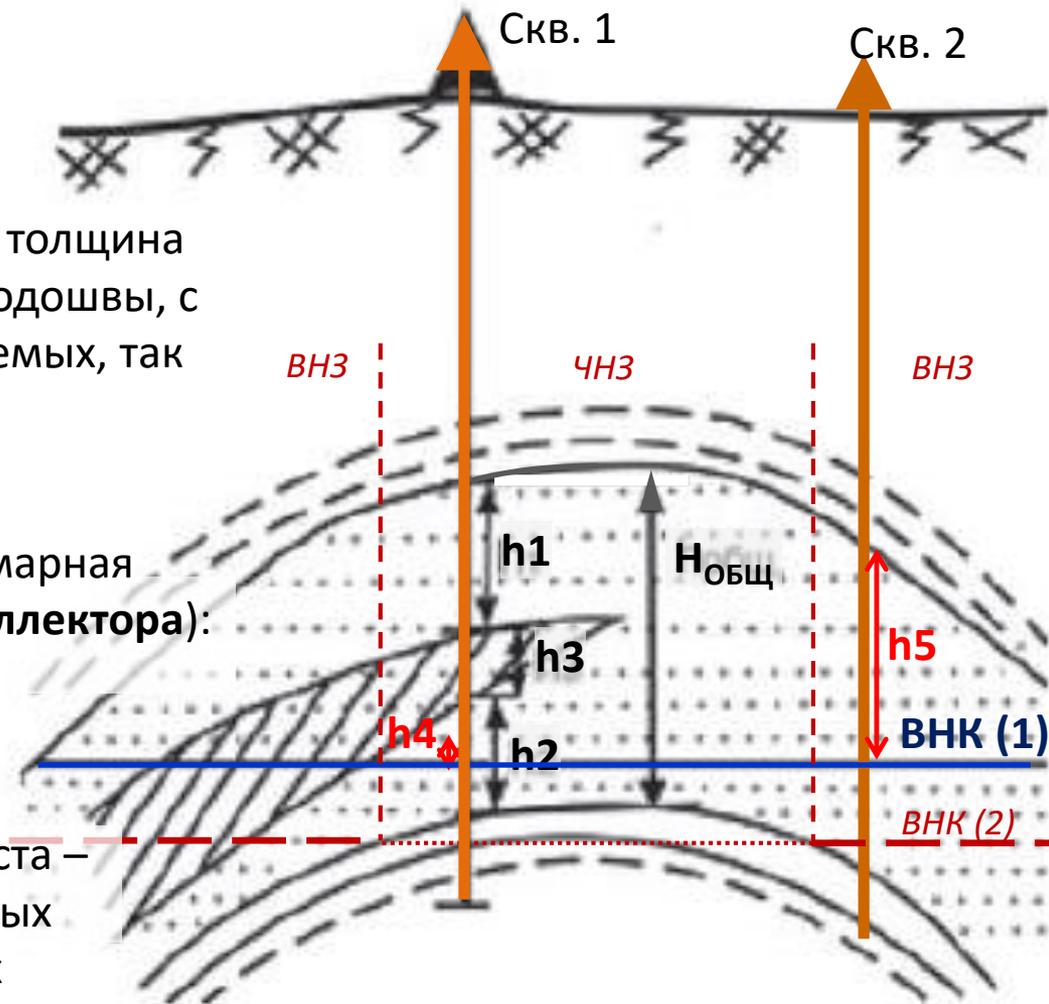
$$H_{\text{эф}} = H_{\text{общ}} - h_3 = h_1 + h_2$$

Эффективная нефтенасыщенная (или газонасыщенная) толщина пласта – суммарная толщина нефтенасыщенных (или газонасыщенных) проницаемых прослоев.

В скважине № 1: $H_{\text{эф_нн}} = h_1 + h_4$

В скважине № 2: $H_{\text{эф_нн}} = h_5$

(Это для варианта ВНК №1)



В **ЧНЗ** имеет место равенство: $H_{\text{эф_нн}} = H_{\text{эф}}$.

В **ВНЗ** $H_{\text{эф_нн}}$ (а в ВГЗ $H_{\text{эф_гн}}$) представляет собой **часть эффективной толщины** в интервале от кровли пласта до поверхности ВНК (ГВК).

Карты изопахит

Значения эффективной и эфф. нефтегазонасыщенной толщин в пределах площади залежи варьируются, иногда довольно существенно.

Для отображения их изменения в плане – строятся карты изопахит.

Изопахиты – линии равных значений толщины. Метод построения карты изопахит аналогичен методу построения структурной карты – линейная интерполяция.

Важные закономерности:

- 1) в пределах внутреннего контура нефтегазоносности (т.е. в ЧНЗ) конфигурации изопахит для («просто») эффективной и для эффективной нефтенасыщенной толщин совпадают;
- 2) от внутреннего контура к внешнему (т.е. в пределах водонефтяной зоны) происходит закономерное уменьшение нефтенасыщенной толщины;
- 3) внешний контур нефтеносности является линией нулевых значений эффективной нефтенасыщенной толщины, т.е. внешней границей залежи.

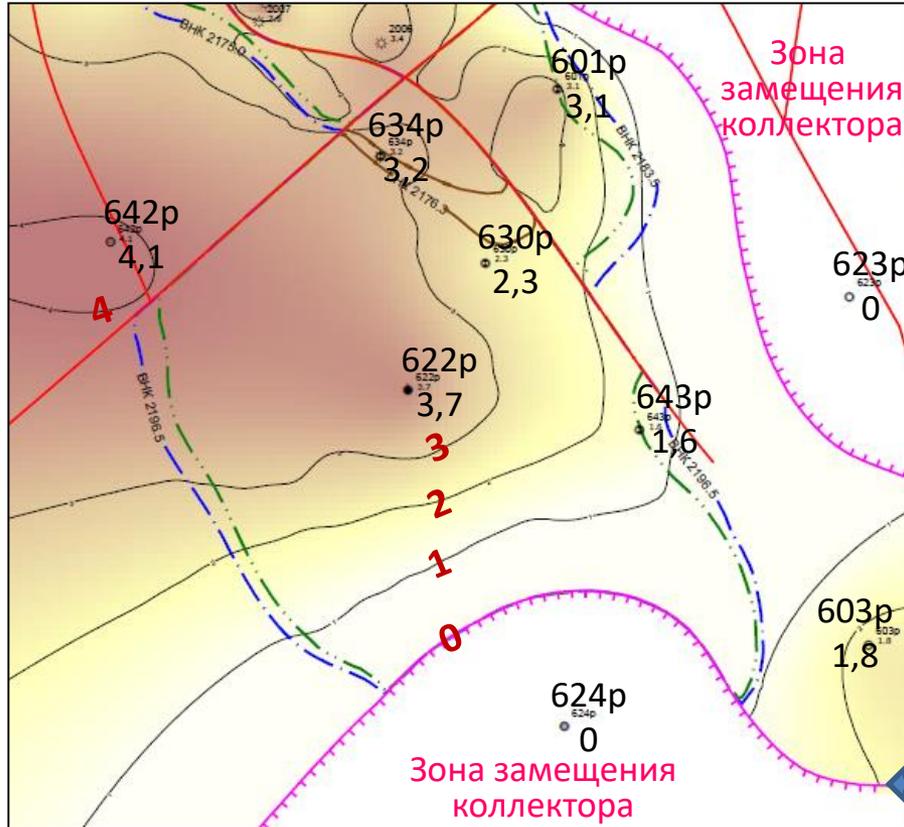
По карте эфф. нефтенасыщенных толщин определяется **средняя Нэф_нн**.

Произведение этой средней эфф. нефтенасыщенной толщины на площадь залежи даёт **объём нефтенасыщенных пород**.

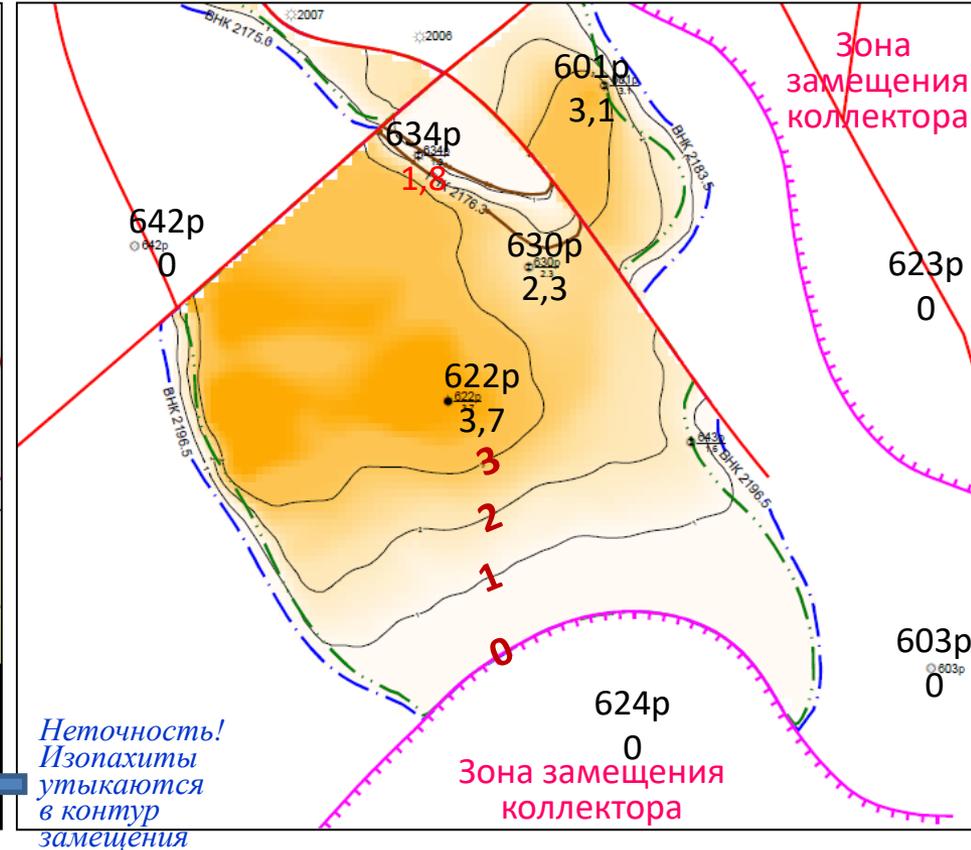
(Аналогично с Нэф_гн для газа.)

Сопоставление фрагментов карт эффективных и эфф. нефтенасыщенных толщин (пласт БП₈², Губкинское НГКМ)

Карта эффективных толщин



Карта эфф-х нефтенасыщенных толщин

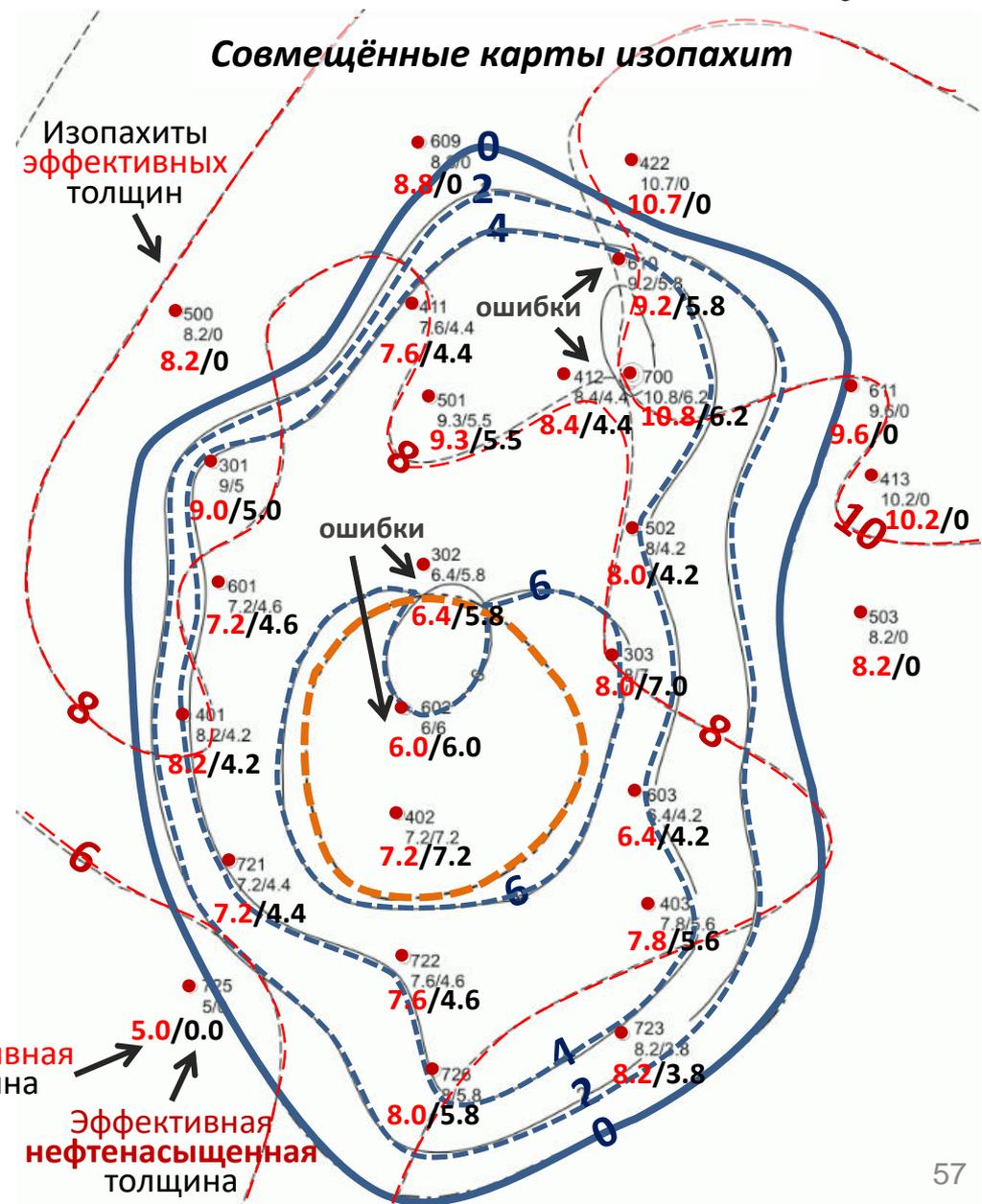
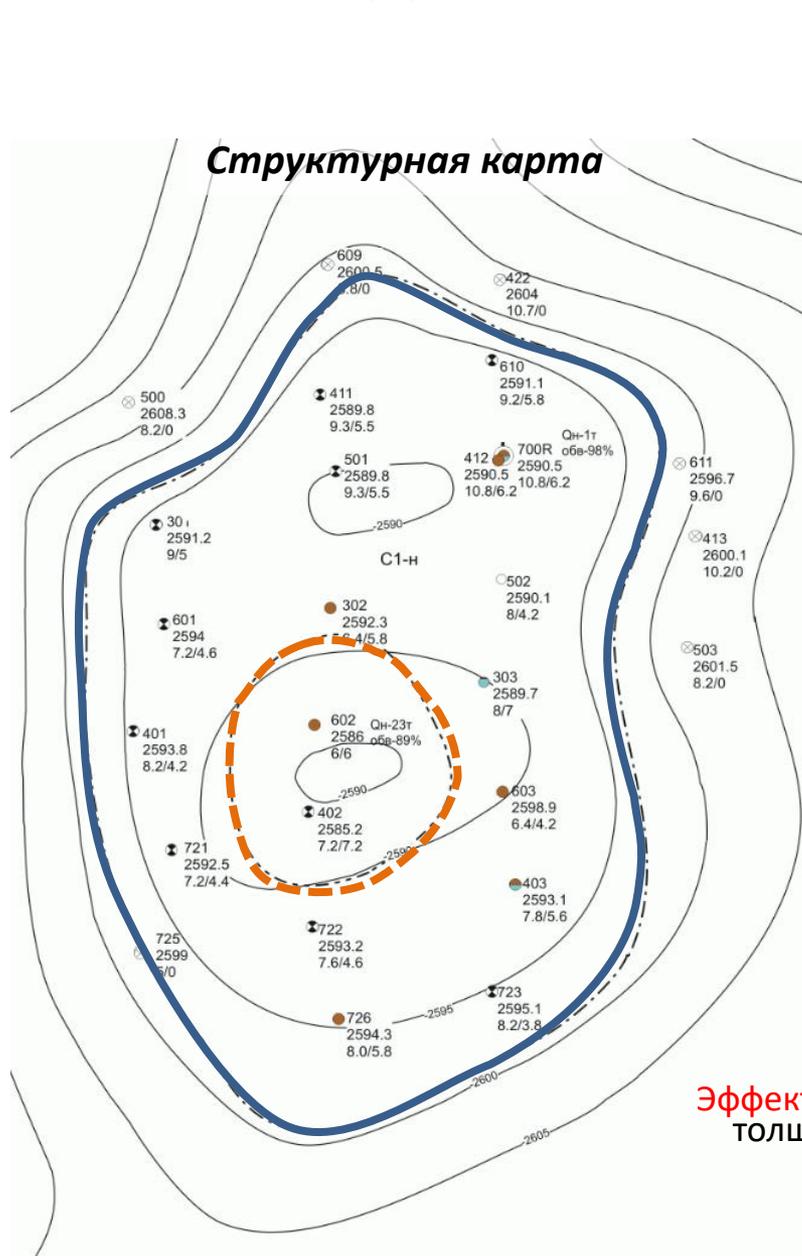


Синие пунктирные контура – **внешние** контура нефтеносности,
зелёные пунктирные контура – **внутренние** контура нефтеносности.

Как видим, в пределах ЧНЗ карта эфф. нефтенасыщенных толщин и карта эффективных толщин – совпадают. «Как и было предсказано».

От чего зависит
ширина ВНЗ? 56

Совмещённая карта эффективных нефтенасыщенных и [«просто»] эффективных толщин (Западно-Пурпейское НГКМ, пласт БП₆²)

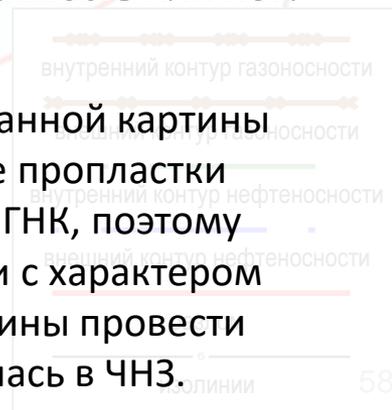


Эффективная толщина → 5.0/0.0

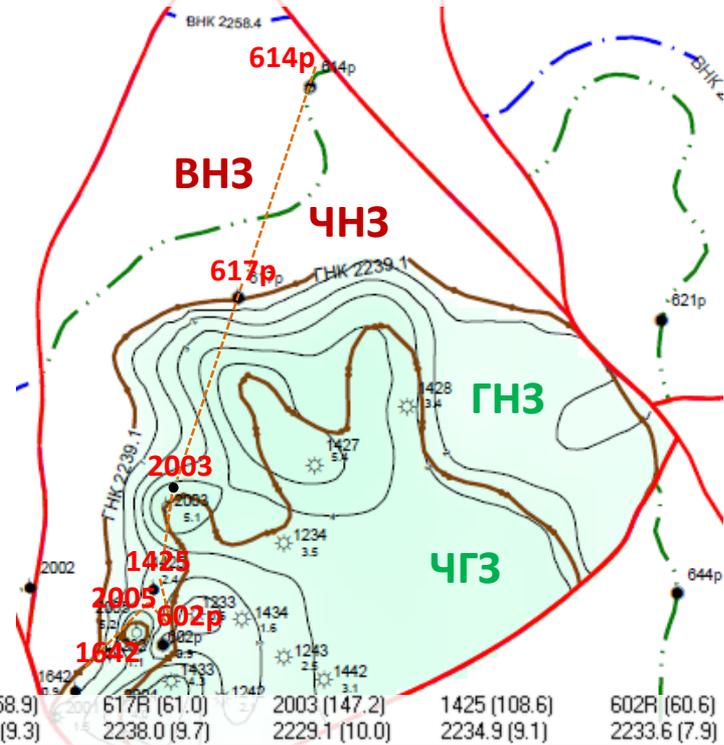
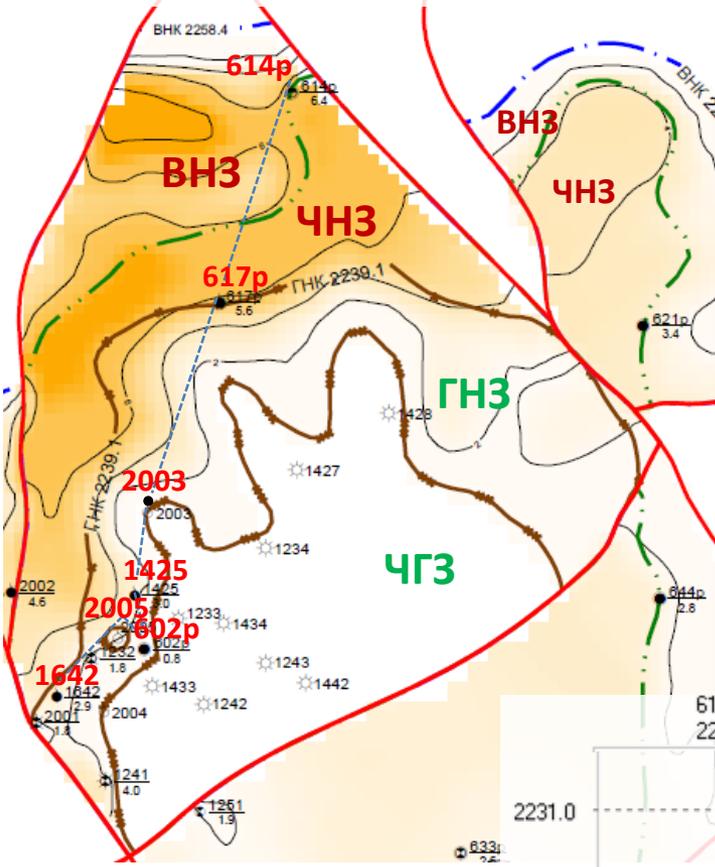
Эффективная нефтенасыщенная толщина

Карты эффективных **нефте**насыщенных (слева) и **газо**насыщенных (справа) толщин (пласт БП₉¹, Губкинское НГКМ)

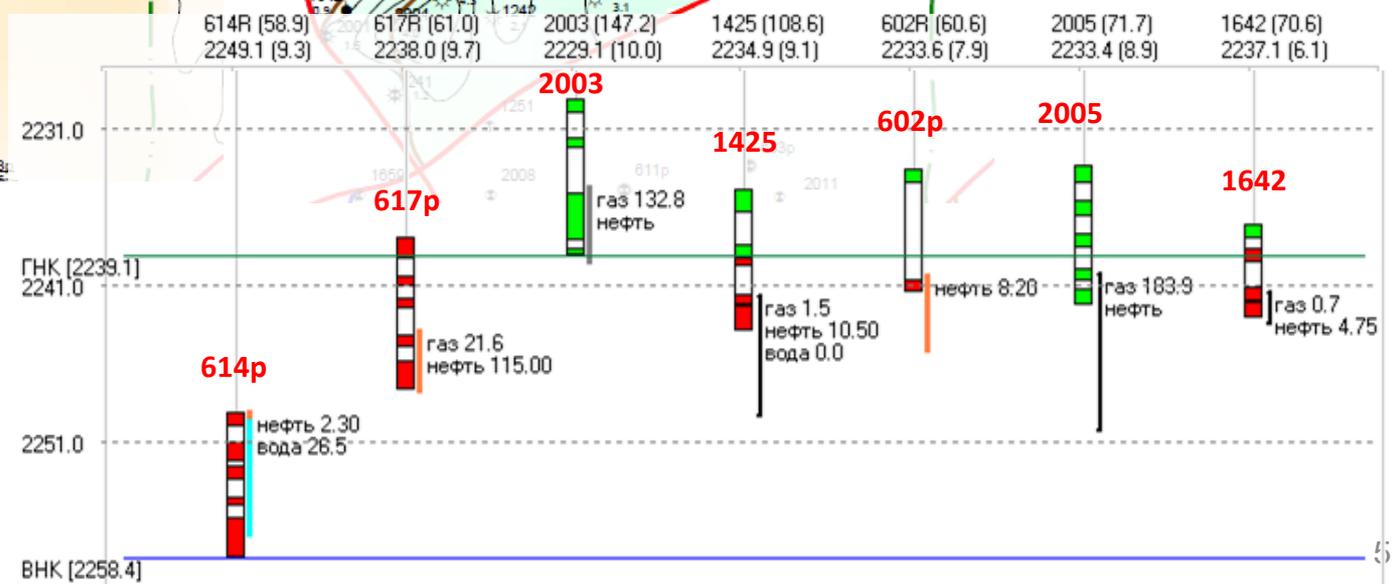
1. Нефтяная залежь с газовой шапкой. При этом она разрезана по горизонтальной плоскости на 2 части: нефтяную (она приведена слева) и газовую (приведена справа).
2. С юга на север идёт погружение. См профиль по скважинам на следующем слайде (нефть изображена красным, газ – зелёным, синяя и зелёная горизонтальные линии – уровни ВНК и ГНК). Слева самая северная скважина, 614р, она вскрывает пласт на самой низкой отметке. Соответственно, газовая шапка расположена в южной, приподнятой части залежи.
3. Внешней **южной границей нефтяной** залежи является **внутренний контур газоносности**. В зоне ЧГЗ нефти нет. Это белая область на карте, «дыра» в нефтяной залежи. (Если бы залежь не была ограничена с юга разломом, то нефтяная часть представляла бы собой замкнутое кольцо с отверстием в зоне ЧГЗ.)
5. Внешней **северной границей газовой** шапки является **внешний контур газоносности**. Между внешним и внутренним контурами газоносности (коричневые контура) расположена зона, в которой присутствуют и нефть, и газ, с наложением друг на друга. Вопрос №1: это ГНЗ или ВНГЗ?
6. Вопрос №2: 614р находится на внутреннем контуре нефтеносности. Это случайность или нет?
7. Аналогично, скв. 2003 находится на внутреннем контуре газоносности.
8. На примере данной залежи мы видим примеры отклонения от идеализированной картины со строго горизонтальными флюидными контактами. Например, в скв. 2005 все пропластки отнесены к газу, но подошва коллектора находится по глубине ниже принятого ГНК, поэтому на карте скважина оказалась в ГНЗ, а не в ЧГЗ (как ей полагается, в соответствии с характером насыщения). Поэтому правильнее было бы в районе расположения этой скважины провести внутренний контур газоносности немного западнее, чтобы эта скважина оказалась в ЧНЗ.



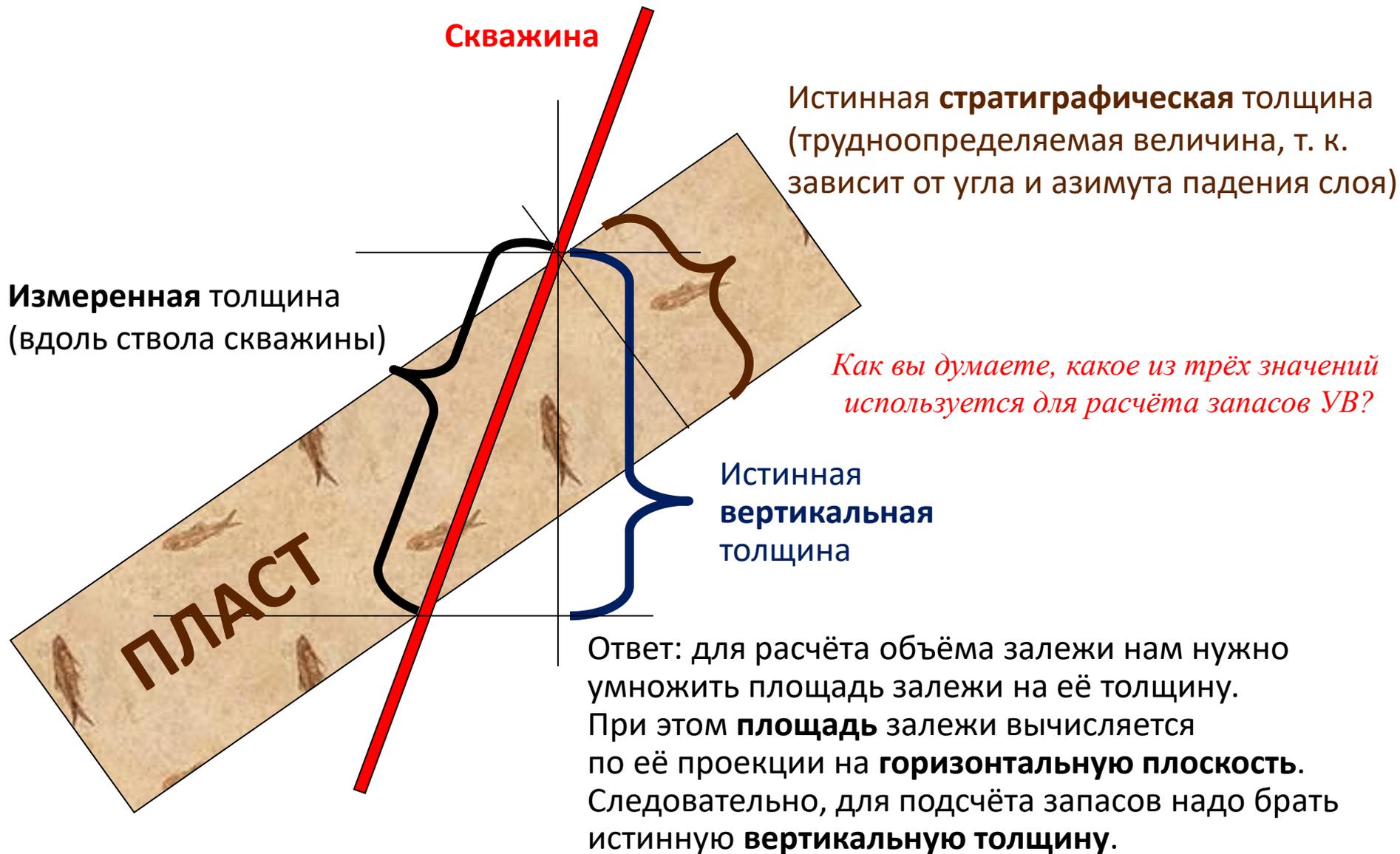
Фрагменты карты эффективных **нефте**насыщенных и **газо**насыщенных толщин (пласт БП₉¹, Губкинское НГКМ)



614p – на внутреннем контуре нефтеносности;
 617p – на внешнем контуре газоносности (погрешность);
 2003 – на внешнем контуре газоносности;
 2005 – в ГНЗ (погрешность)



Три варианта толщины пласта



16. ГИС – радиоактивные методы; ЯМК; АК	2
17. ГИС – электрические методы; заключение	15
18. Основы интерпретации ГИС	29
19. Карты толщин	53
20. Корреляция разрезов скважин	61
21. Состав и свойства нефти и газа	75
22. Подсчёт запасов УВ	95
23. Классификация запасов и ресурсов УВ	111
24. Подсчётный план	117

Корреляция разрезов скважин

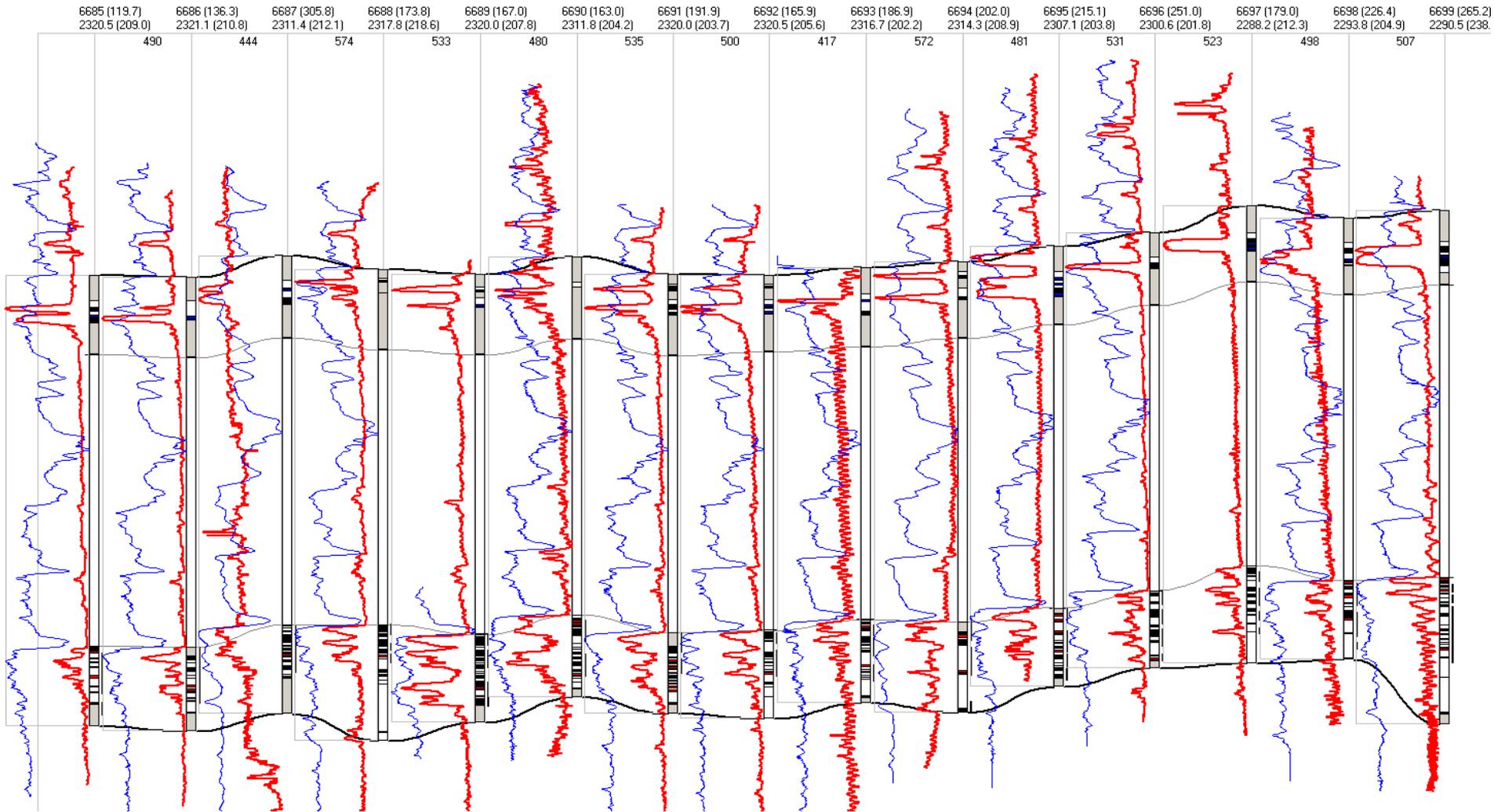
Общая корреляция – сопоставление разрезов скважин (в пределах месторождения или изучаемой территории) с целью выделения одноимённых стратиграфических свит, литологических пачек, продуктивных горизонтов и пластов. Дополнительно в ходе корреляции могут выявляться поверхности несогласий, размывов, а также тектонические нарушения (по выпадению или повторению интервалов разреза в отдельных скважинах, пересекающих поверхность разлома).

Детальная корреляция – выделение и прослеживание проницаемых пластов в разрезе продуктивной толщи или продуктивного горизонта, прослеживание проницаемых и непроницаемых прослоев в пределах продуктивных пластов, установление фациальной изменчивости геологических тел и границ их распространения по площади.

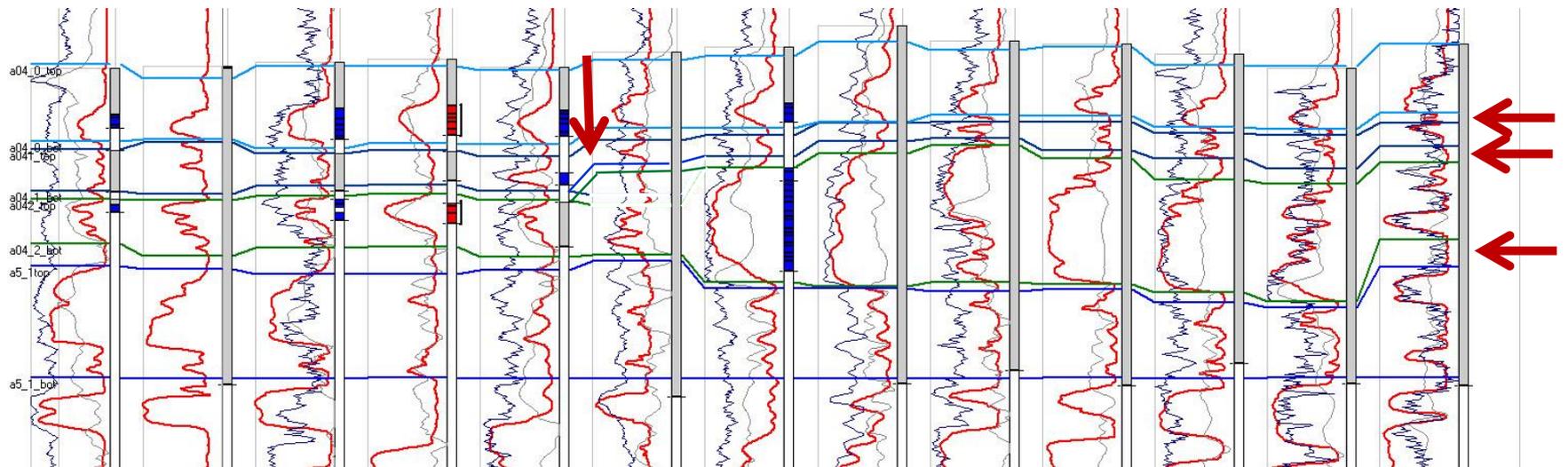
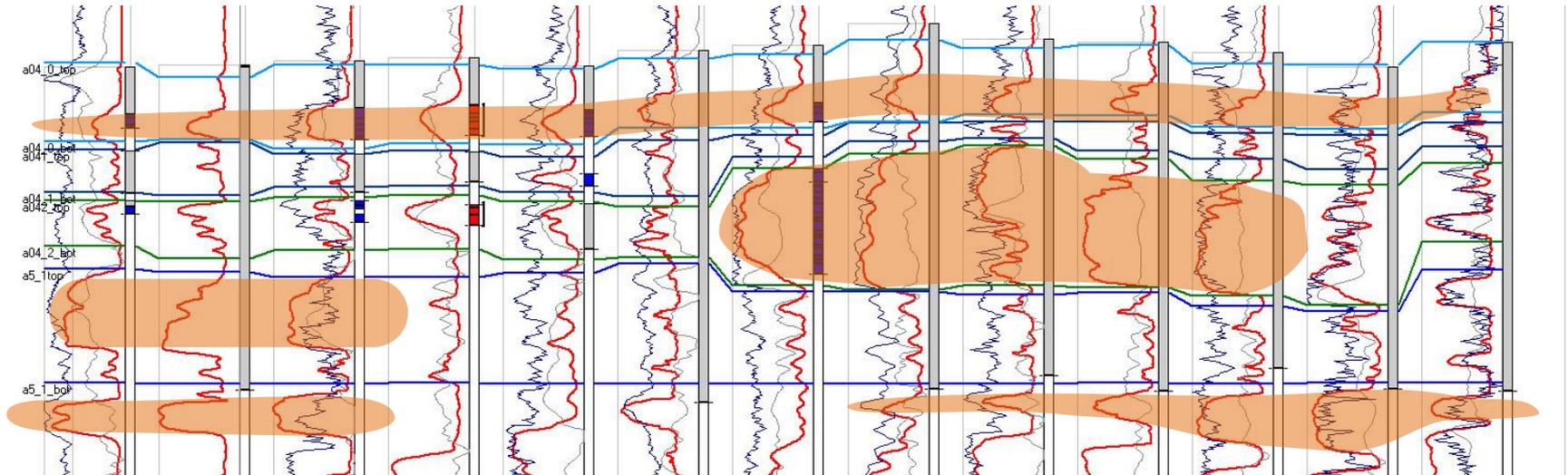
Репер (опорный горизонт) – выдержанная по площади и чётко фиксируемая на диаграммах ГИС граница между различными типами осадочных образований. Хорошими реперами считаются пачки глин, так как обычно они залегают на значительной площади. Песчаные тела, наоборот, нередко оказываются ограниченными по простиранию (при этом толщина этих тел может существенно варьироваться даже в соседних скважинах).

Корреляция проводится, главным образом, по комплексу ГИС, с привлечением по мере возможности дополнительных данных: сеймики, керна, данных о флюидах, данных разработки.

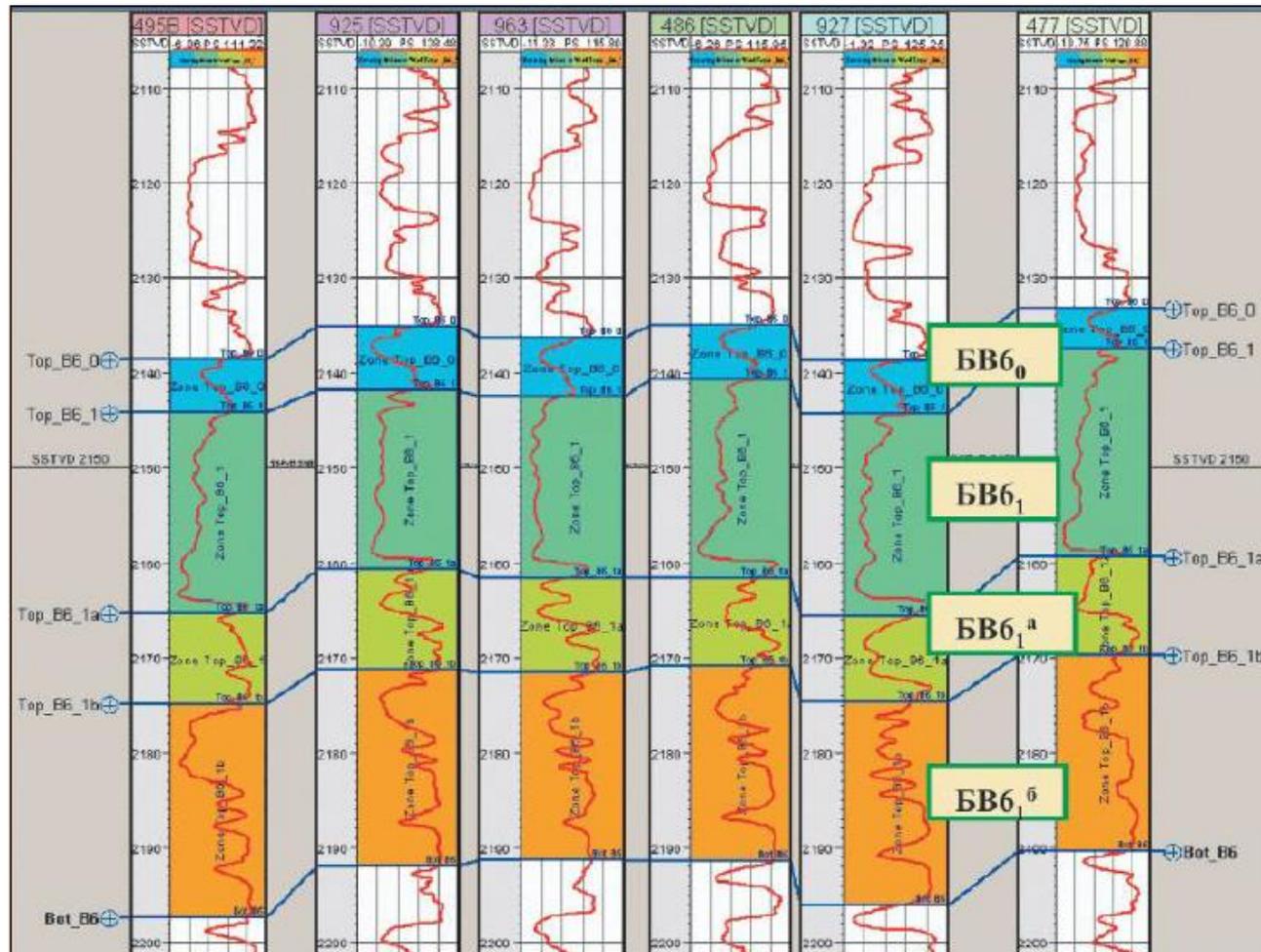
Пример простой корреляции (НМ в ХМАО)



Немного более сложный пример (НМ в ЯНАО)



Индексация пластов и «пропластков».



БВ6₁

6 – номер пласта,
1 – номер пропластка

Общепринятые
обозначения:

АВ₁² ← номер пропластка
← номер пласта

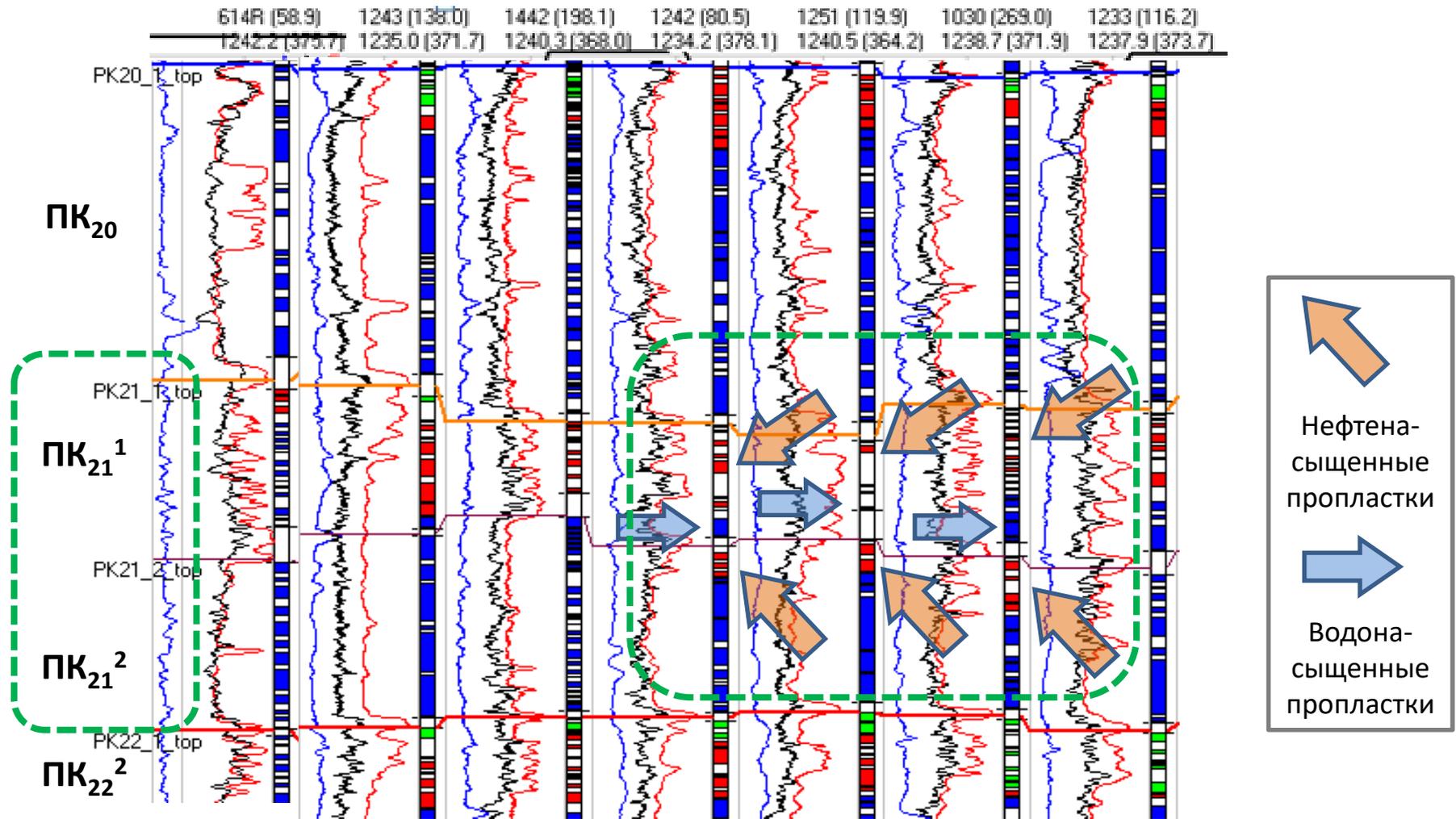
ПК₁₋₂ ← объединение
пластов

БВ₈¹⁻² ← объединение
пропластков

(Закревский К.Е. - Геологическое
моделирование 3Д, 2009.Стр.36.)

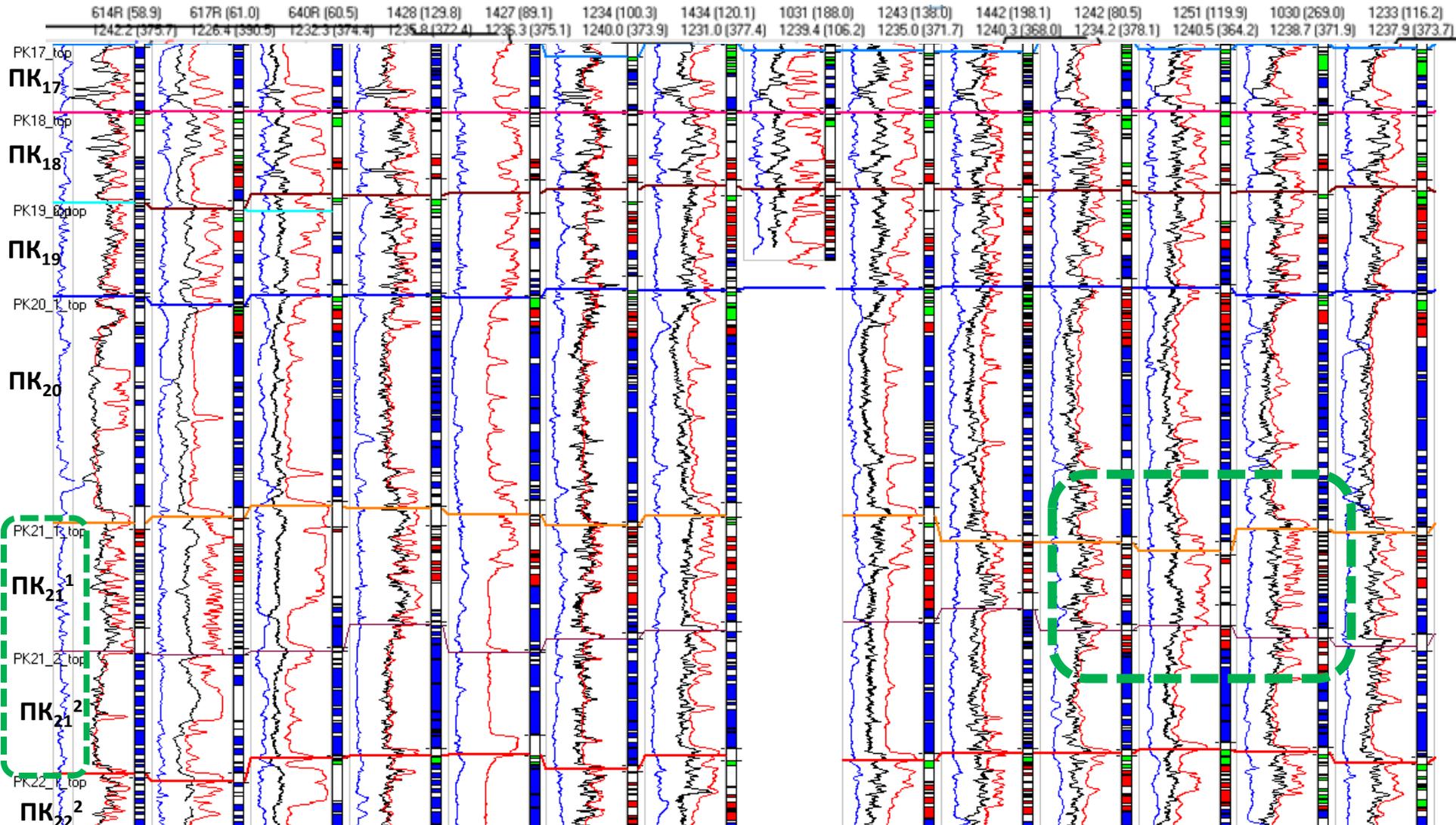
Примечание: здесь термин «пропласток» употребляется не в литологическом смысле, как он был введён в Блоке 1 («прослой, находящийся в интервале общей толщины пласта, ограниченный сверху и снизу другими слоями, отличающимися от него фильтрационно-емкостными и другими физическими свойствами»), а как стратиграфическая единица – «подпласт». Такие «пропластки» могут быть отдельными подсчётными объектами (т.е. их запасы считаются отдельно) и, по сути, являются **пластами**.

Пример выделения «подпластов» (Губкинское НГКМ) (1/2)



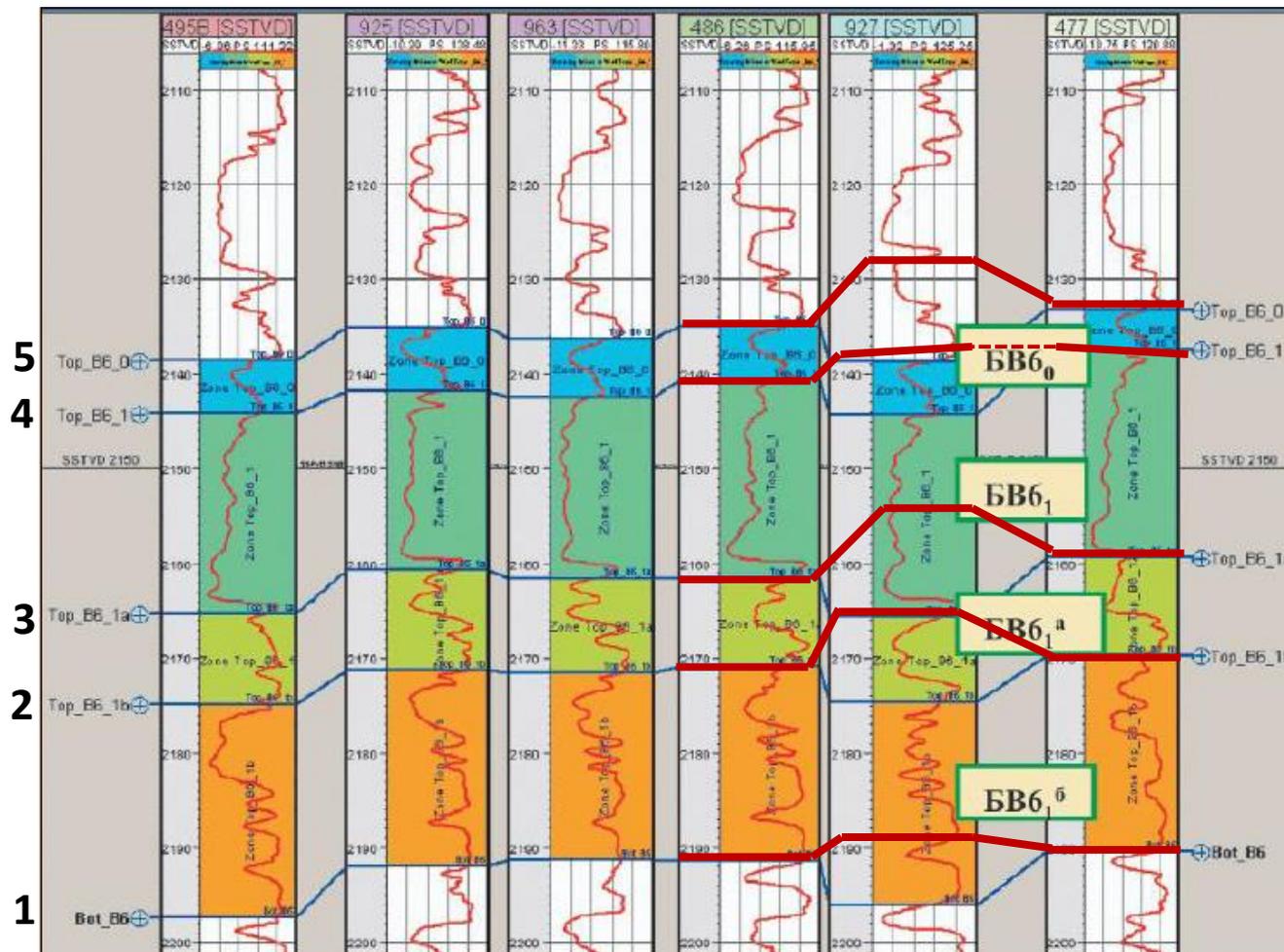
В пределах одного пласта не должны существовать друг под другом две нефтяные залежи, с водоносным интервалом между ними. Например, в нижней части горизонта PK₂₁ имеется отдельная нефтяная залежь в районе скважин 1242, 1251 и 1030 (благодаря наличию локальной покрышки). Для устранения противоречия этот горизонт разделён на два пласта: PK₂₁¹ и PK₂₁². 66

Пример выделения «подпластов» (Губкинское НГКМ) (2/2)



В нижней части пласта PK₂₁ имеется отдельная залежь в районе скв. 1242, 1251 и 1030 (благодаря наличию локальной покрышки). Поэтому он разделён на два пласта: PK₂₁¹ и PK₂₁² 67

Возможные ошибки корреляции и их последствия

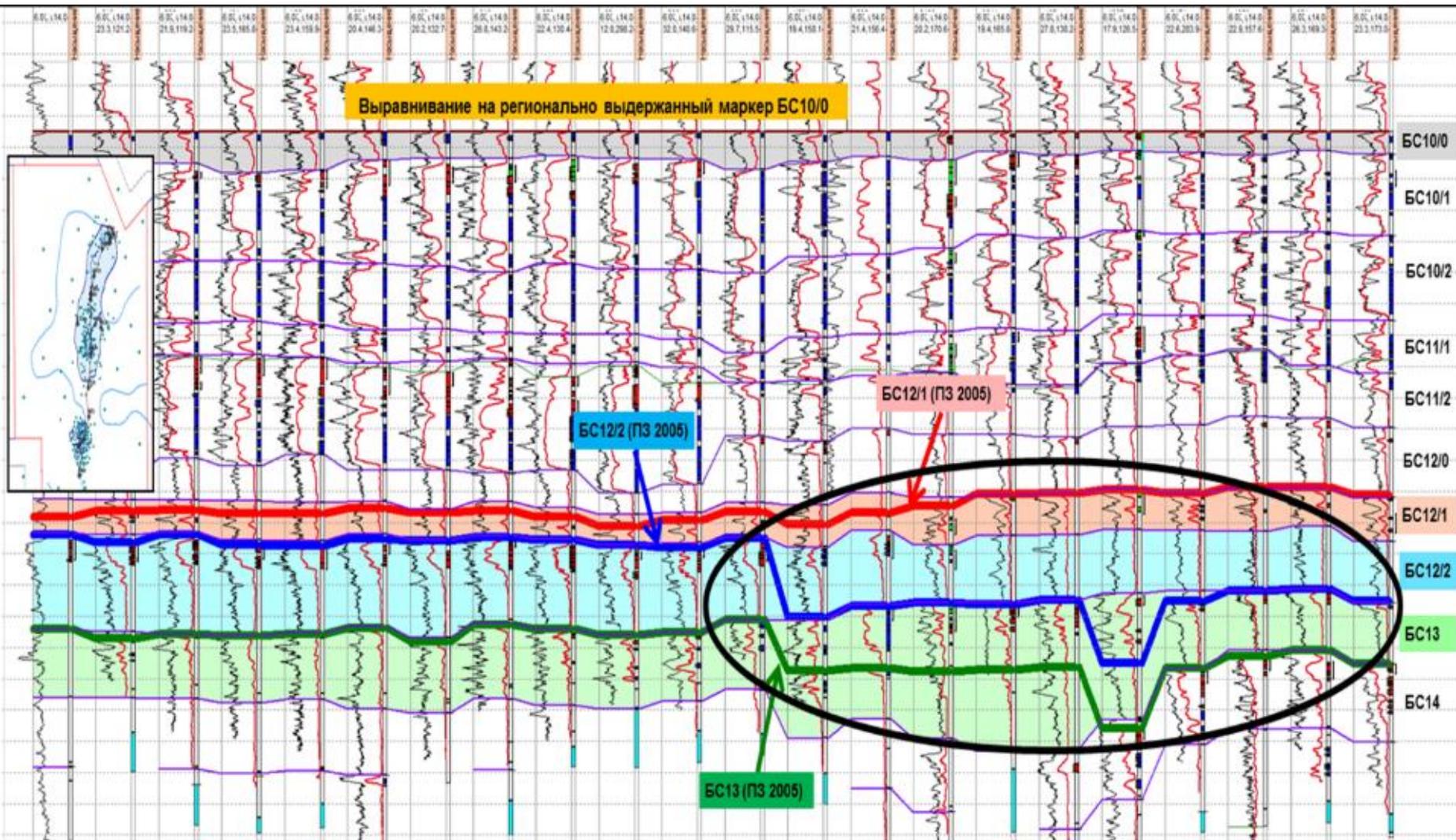
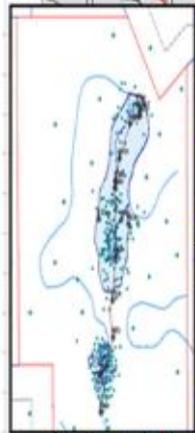


В результате ошибок корреляции формируются ошибочные представления:

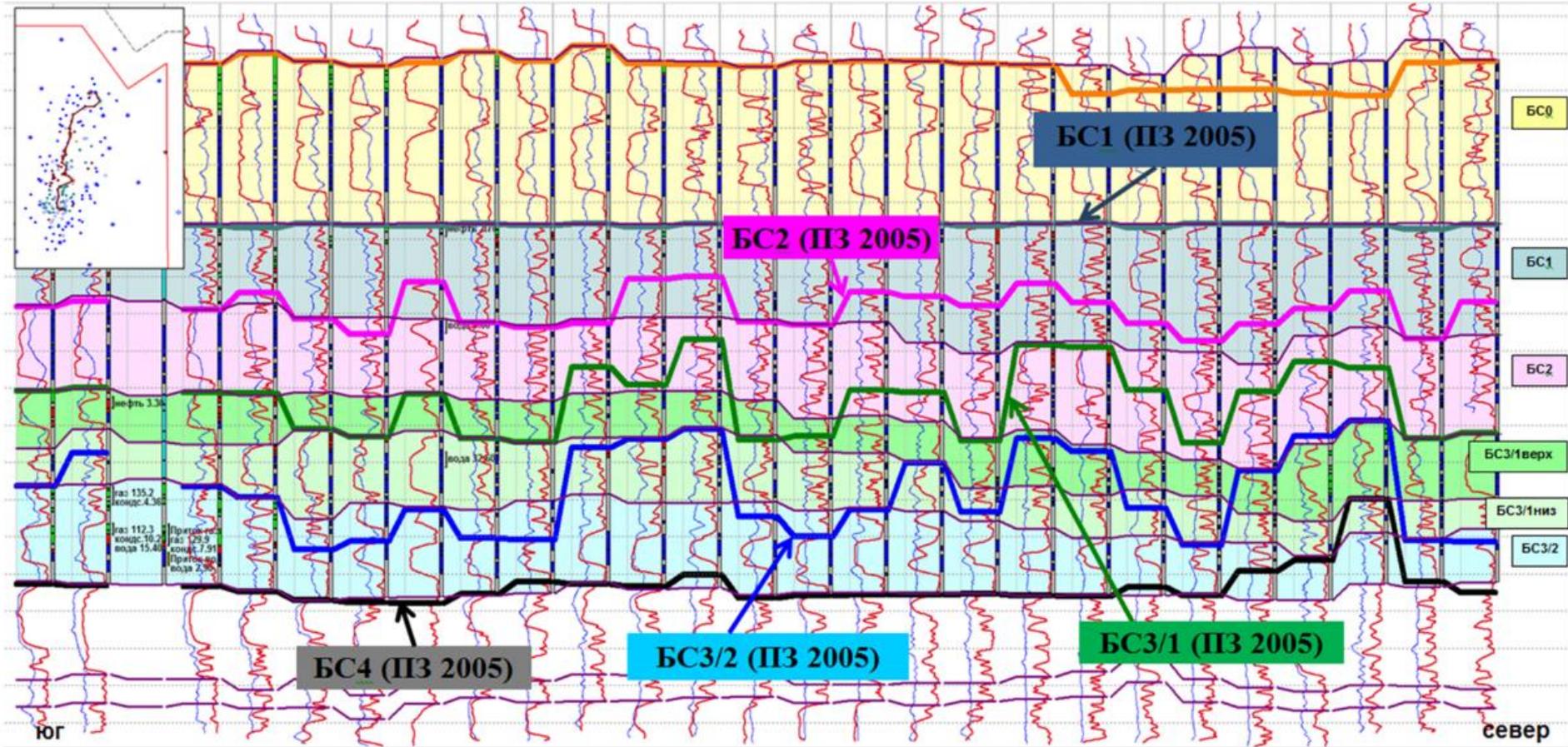
1) о структуре пластов; 2) о величине запасов; 3) о характере гидродинамической связи между интервалами соседних скважин (=> ошибочные решения в части разработки)

Грубые ошибки корреляции из реального подсчёта запасов (Барсуковское НГКМ) (1/2)

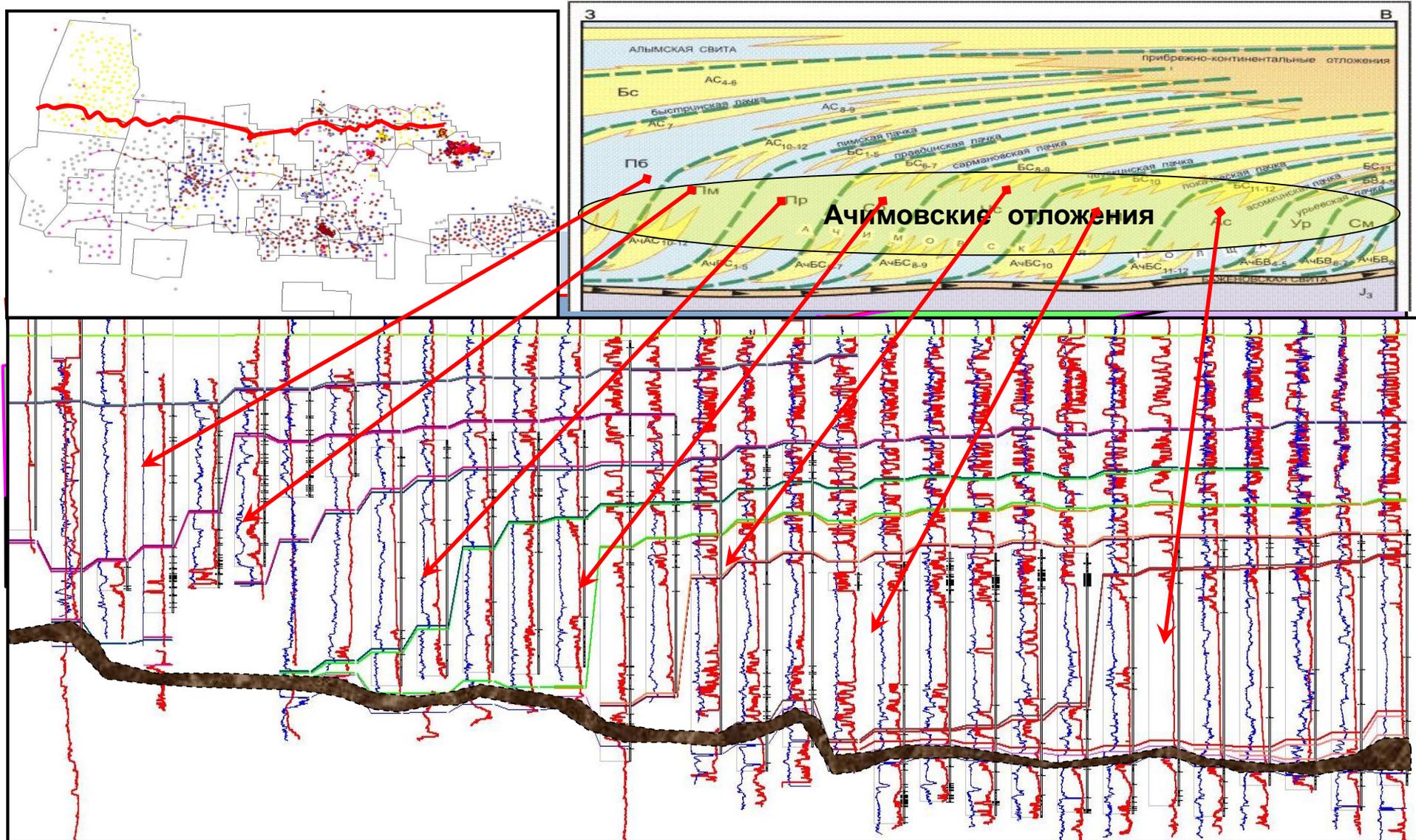
Выравнивание на регионально выдержанный маркер БС10/0



Грубые ошибки корреляции из реального подсчёта запасов (Барсуковское НГКМ) (2/2)

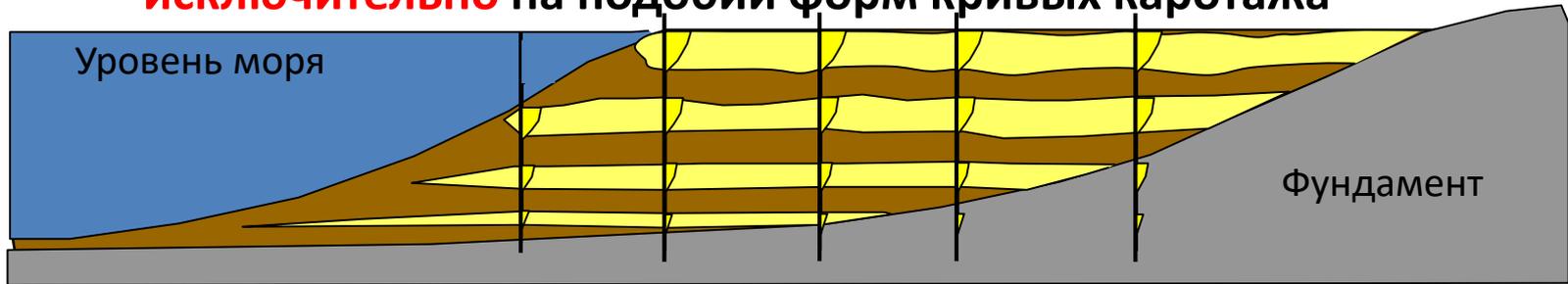


Пример клиноформенной структуры залегания (Западная Сибирь, региональный проект)

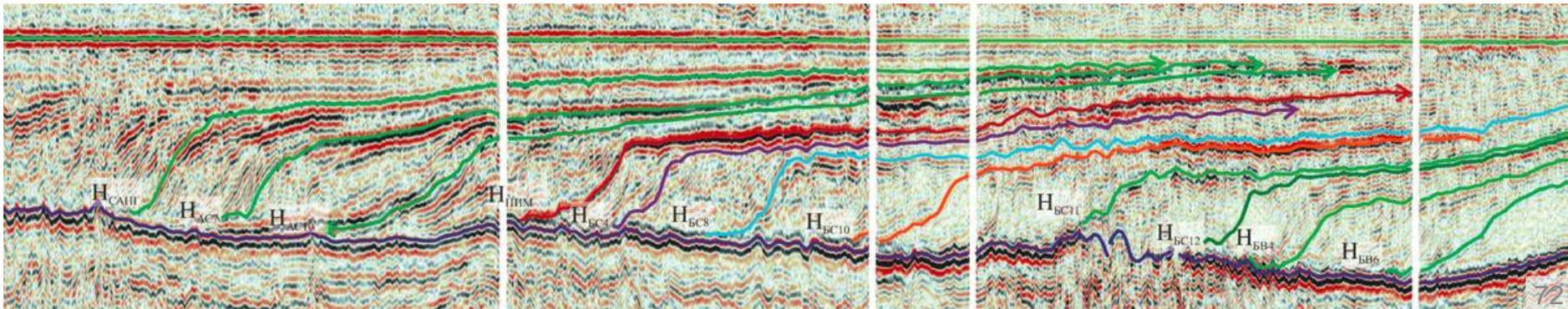
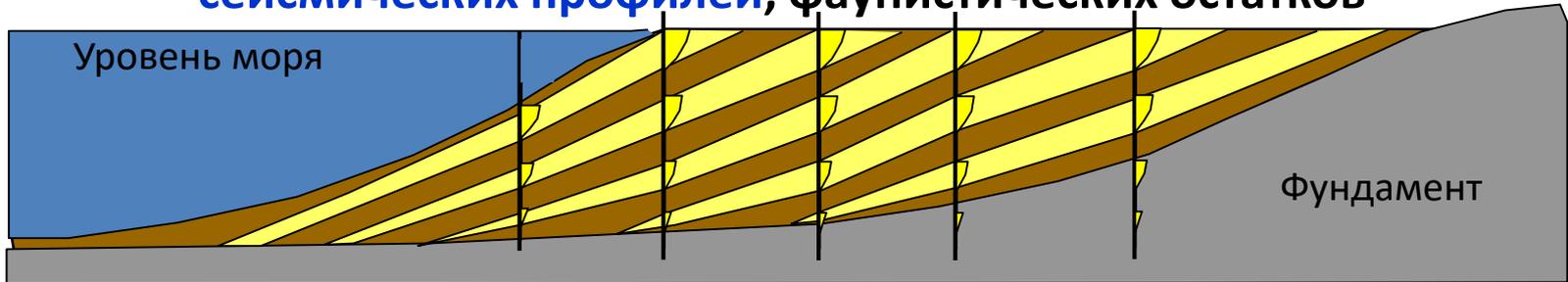


Пример возможной системной ошибки

Ошибочная корреляция, основанная
исключительно на подобии форм кривых каротажа



Корреляция разреза на основе изучения керна, каротажа,
сейсмических профилей, фаунистических остатков



Промежуточный итог

Итак, по данным ГИС – с привлечением по мере возможности дополнительных данных – проводится корреляция разреза, определяются **пластопересечения** – точки пересечения каждой скважины с кровлей и подошвой каждого пласта.

В каждой скважине выделяются интервалы коллекторов.

Для каждого пласта определяются отметки **кровли и подошвы коллектора**.

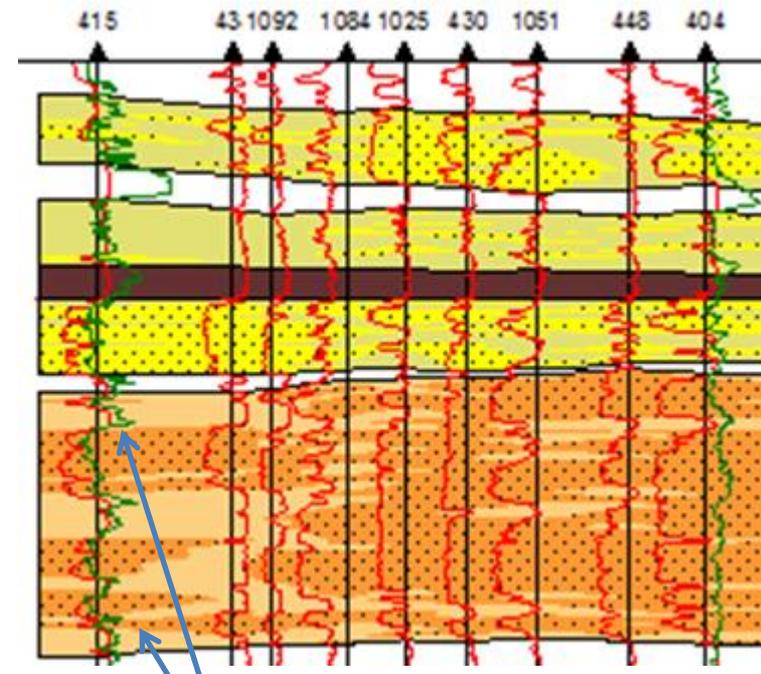
С учётом структурных карт, построенных по отражающим горизонтам (т.е. по данным сейсморазведки), по точкам пластопересечений строятся **структурные карты кровли и подошвы** пласта, а также – карты кровли и подошвы коллектора.

Определяется положение флюидных контактов. При наличии разрывных нарушений, размывов, стратиграфических несогласий, выклиниваний, замещений коллектора – картируются соответствующие поверхности.

Определяются пересечения перечисленных поверхностей. По проекции этих пересечений на горизонтальную плоскость определяются **контура** – границы залежи на карте.

Определяется **площадь** залежи.

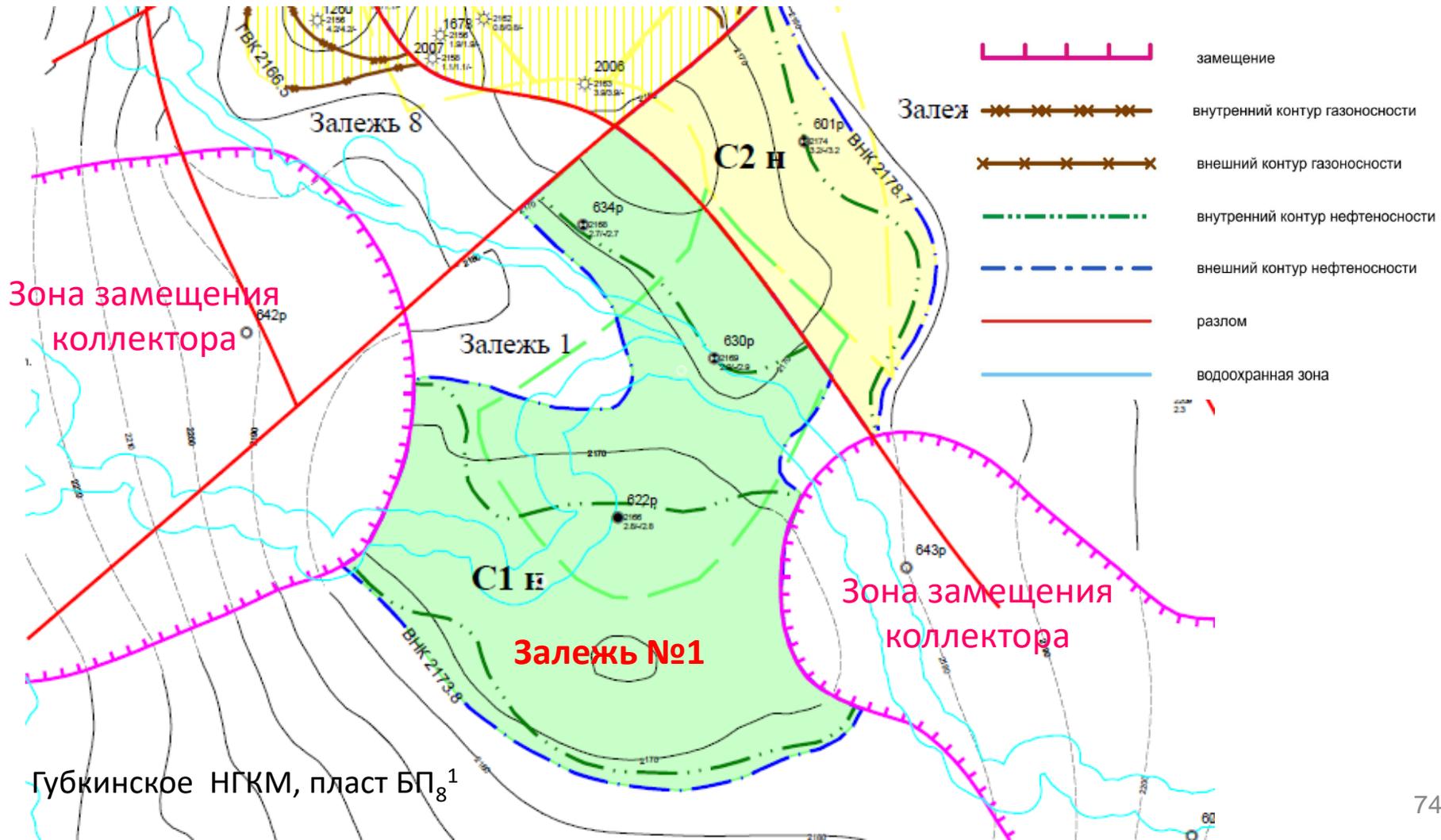
Строится карта эфф. нефтенасыщенных толщин, определяется средняя эфф. н/н толщина.



Кровля и подошва коллектора
не совпадают с кровлей и подошвой пласта

Пример залежи, ограниченной разными типами геологических поверхностей

Залежь № 1 ограничена кровлей и подошвой пласта, **поверхностью ВНК**, **двумя поверхностями замещения** (условно вертикальными), **двумя разломами**



16. ГИС – радиоактивные методы; ЯМК; АК	2
17. ГИС – электрические методы; заключение	15
18. Основы интерпретации ГИС	29
19. Карты толщин	53
20. Корреляция разрезов скважин	61
21. Состав и свойства нефти и газа	75
22. Подсчёт запасов УВ	95
23. Классификация запасов и ресурсов УВ	111
24. Подсчётный план	117

Фазовый состав углеводородов

Свойства углеводородов зависят от их **состава**, **давления** и **температуры**.

В пласте они могут находиться в жидком или газообразном состоянии (иногда – в виде газожидкостных смесей). Подъём флюидов из пласта на дневную поверхность сопровождается кардинальным изменением термобарических условий по сравнению с пластовыми, что влечёт за собой соответствующие изменения физических свойств флюидов и, в частности, переходы УВ из одной фазы в другую. Аналогичные процессы могут протекать и в пласте – по мере изменения термобарических условий в ходе разработки (снижение давления, закачка в пласт холодной воды, закачка горячего пара и т.д.).

Нефть представляет собой смесь УВ преимущественно **парафинового** (C_nH_{2n+2}) [= алканового], **нафтенового** (C_nH_{2n}) и **ароматического** (C_nH_{2n-6}) рядов.

В состав нефти входят также высокомолекулярные органические соединения, содержащие кислород, серу, азот.

В поверхностных условиях УВ от CH_4 до C_4H_{10} – **газы**; от C_5H_{12} до $C_{16}H_{34}$ – **жидкости**; от $C_{17}H_{36}$ до $C_{35}H_{72}$ и выше – твёрдые вещества (**парафины и церезины**).

(Примечание: не следует путать понятия «парафиновый ряд» и парафины!)

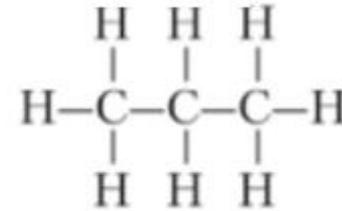
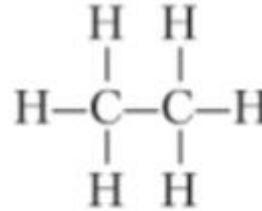
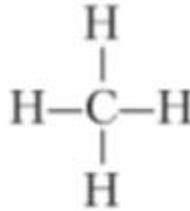
Структурные формулы углеводородов

Метан

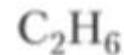
Этан

Пропан

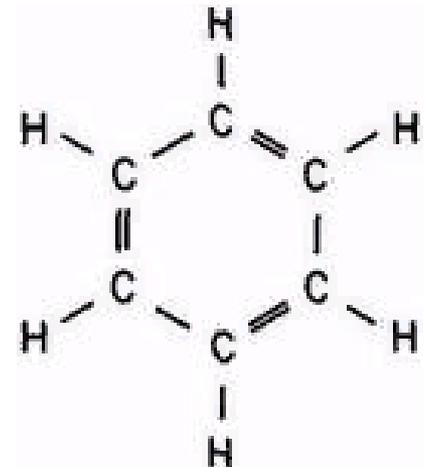
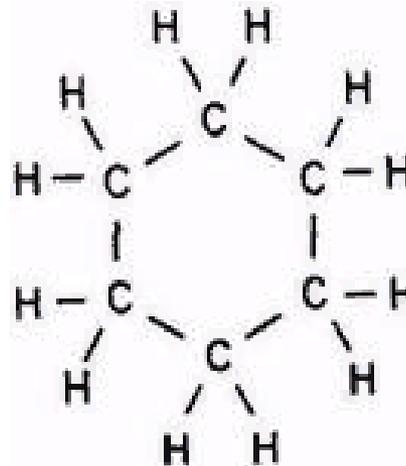
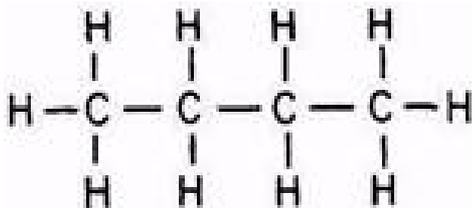
Структурные формулы
(для парафинового ряда)



Молекулярные формулы

Нафтеновый ряд (C_nH_{2n})Ароматический ряд ($\text{C}_n\text{H}_{2n-6}$)Парафиновый ряд ($\text{C}_n\text{H}_{2n+2}$)

(другое название: алкановый)



Классификация нефтей по содержанию серы, смол и асфальтенов, парафинов

Сернистые примеси в нефти вызывают коррозию промышленного оборудования.

По содержанию серы нефти делятся на **малосернистые** (содержание серы < 0.5 %), среднесернистые (0.5 – 1.0 %), сернистые (1.0 – 3.0 %) и **высокосернистые** (> 3.0 %). Максимальные значения могут достигать 5 – 6 % (выше – крайне редко).

Асфальтосмолистые вещества нефти – высокомолекулярные соединения, включающие кислород, серу и азот.

По содержанию смол и асфальтенов нефти подразделяются на **малосмолистые** (< 5 %), смолистые (5 – 15 %) и **высокосмолистые** (> 15 %).

Нефтяной парафин – смесь твердых УВ двух групп, резко отличающихся друг от друга по свойствам: парафинов $C_{17}H_{36}$ - $C_{35}H_{72}$ и церезинов $C_{36}H_{74}$ - $C_{55}H_{112}$.

По содержанию парафинов нефти подразделяются на **малопарафинистые** (< 1.5 %), парафинистые (1.5 – 6.0 %) и **высокопарафинистые** (> 6 %).

Природный газ

Природные углеводородные газы – смесь лёгких УВ парафинового ряда (C_nH_{2n+2}). Основную часть природного газа – от 70 до 98 % – составляет **метан (CH_4)**.

В состав природного газа могут входить более тяжёлые углеводороды: этан (C_2H_6), пропан (C_3H_8), бутан (C_4H_{10}), **пентан (C_5H_{12})**, **гексан (C_6H_{14})**.

Природный газ содержит также другие вещества, не являющиеся углеводородами: углекислый газ (CO_2), сероводород (H_2S), азот (N_2), реже – гелий (He) и другие инертные газы.

Существует два типа природного газа: «сухой» и «жирный».

Сухой – газ с резким преобладанием метана, сравнительно невысоким содержанием этана и низким (до 1%) — тяжёлых углеводородов (C_3 и выше).

Жирный – с высоким содержанием тяжёлых углеводородов (C_3 и выше).

При этом **пентан (C_5H_{12})** и **более высокие** тяжёлые углеводороды в нормальных (поверхностных) условиях являются **жидкими**, т.е. они конденсируются из газа при подъёме его из пласта на поверхность, вследствие *снижения* давления. (Отметим, что конденсация неуглеводородных газов, в том числе пара воды, происходит при *повышении* давления.) Газовые залежи, в составе которых присутствуют эти углеводороды (C_5 и выше), называются **газоконденсатными**.

[Справочно: чистый природный газ не имеет цвета и запаха. Для облегчения возможности определения утечки газа в него в небольшом количестве добавляют одоранты — вещества, имеющие резкий неприятный запах.]

Растворённый газ. Газосодержание и растворимость

Природный газ может пребывать в пласте в двух состояниях:

- 1) в виде **свободного** газа – газовая залежь или газовая шапка (в газонефтяной, или нефтегазовой, или нефтегазоконденсатной залежи);
- 2) в **растворённом** виде. Все нефти в пластовых условиях содержат некоторое количество газа в растворённом состоянии.

Газосодержание пластовой нефти — это **объём газа**, растворённого таком объёме пластовой нефти, который на поверхности превращается в **1 тонну**.

(Либо – в 1 м^3 . К сожалению, это типичный для геологии разноречивый термин.)

Соответственно, газосодержание выражают в $\text{м}^3/\text{т}$ (либо в $\text{м}^3/\text{м}^3$).

При этом и кубометры, и тонны измеряются именно **в поверхностных условиях**.

Как правило, значение газосодержания лежит в диапазоне $30 - 100 \text{ м}^3/\text{т}$.

Иногда может достигать $300 - 500 \text{ м}^3/\text{т}$ и более. Но бывает и менее $10 \text{ м}^3/\text{т}$.

Растворимость газа — это максимальное количество газа, которое может быть растворено в единице объёма пластовой нефти при данном давлении и данной температуре (кроме P и T оно, конечно, зависит от состава газа и состава нефти).

Чем выше давление, тем большее количество газа может раствориться в нефти.

Таким образом, растворимость – это «**потенциальное**» **максимальное** газосодержание для конкретного сочетания нефти, газа, температуры и давления. Фактическое газосодержание может быть равным растворимости или меньше неё.

Давление насыщения

Давление насыщения пластовой нефти ($P_{нас}$) – минимальное давление, при котором данная нефть может удерживать в растворённом состоянии то количество газа, которое в ней фактически растворено. Если пластовое давление равно давлению насыщения, то такая нефть называется **насыщенной**, она характеризуется следующими свойствами:

- 1) фактическое газосодержание равно растворимости газа (то есть максимально возможному значению газосодержания при данном давлении);
- 2) соответственно, если добавить в такую систему некоторое дополнительное количество свободного газа, то этот газ останется в газообразном состоянии;
- 3) если начать снижать давление ниже давления насыщения, то часть растворённого газа будет переходить из растворённого в нефти состояния в газообразное (выделяться из нефти в виде пузырьков);
- 4) если, наоборот, повысить пластовое давление выше давления насыщения, то этому новому пластовому давлению будет соответствовать другое, более высокое значение растворимости газа; в этом случае возможны два варианта:
 - 4а) если свободный газ в системе отсутствует, то новое состояние нефти – **недонасыщенная**, давление насыщения останется прежним (будет ниже пластового);
 - 4б) если же в системе имеется свободный газ, то по мере повышения пластового давления часть этого свободного газа будет растворяться в нефти; в этом случае нефть будет характеризоваться уже новым значением давления насыщения (равным новому значению пластового давления); она останется **насыщенной**.

Промысловый ГФ

Промысловый газовый фактор (ГФ) – количество **добытого** газа в м³, приходящееся на 1 т (либо на 1 м³) добытой (т.е. дегазированной) нефти.

ГФ определяется по данным о добыче нефти и **попутного газа** за определённый отрезок времени. Различают **начальный** ГФ (обычно за первый месяц работы скважины), **текущий** ГФ и **средний** ГФ (с начала разработки до какой-либо даты).

Величина промыслового ГФ зависит как от газосодержания нефти, так и от условий разработки залежи. При наличии в пласте свободного газа (из предыдущего слайда следует, что это равносильно условию $R_{пл} = R_{нас}$) ГФ может значительно превышать газосодержание нефти. При этом свободный газ может присутствовать в пласте либо с самого начала, в виде газовой шапки, либо это газ, выделившийся из растворённого состояния в результате снижения $R_{пл}$, произошедшего в ходе добычи нефти из залежи.

Если газ в пласте не выделяется из нефти, а газовая шапка отсутствует (что равносильно условию $R_{пл} > R_{нас}$), то ГФ несколько меньше (ненамного) газосодержания пластовой нефти, так как в промысловых условиях полной дегазации нефти не происходит.

Объёмный и пересчётный коэффициенты

Объёмный коэффициент пластовой нефти (B_H) – соотношение между объёмом, который занимало в пласте некоторое количество добытой нефти (например, 1 т), к тому объёму, который это же количество нефти занимает в стандартных условиях: $P = 1 \text{ атм} = 0,101 \text{ МПа}$, $T = 20^\circ\text{C} = 293^\circ\text{K}$ (в SPE – 15°C).

$$B_H = \frac{V_{\text{пл.н}}}{V_{\text{дег}}}$$

где $V_{\text{пл.н}}$ – объём нефти в пластовых условиях; $V_{\text{дег}}$ – объём того же количества нефти после дегазации при атмосферном давлении и температуре 20°C .

Значения объёмного коэффициента всегда больше единицы.

Наиболее характерные величины – в пределах 1.0 – 1.4* (но могут достигать 3.0).

Уменьшение объёма нефти при переходе в стандартные условия происходит вследствие выделения газа, который в пластовых условиях растворён в ней.

Данный эффект частично ослабляется другим эффектом – упругим расширением нефти из-за разности давлений ($P_{\text{пл}} \gg 1 \text{ атм}$). Но вклад упругого расширения нефти в большинстве случаев невелик по сравнению с эффектом от выхода газа.

Пересчётный коэффициент нефти (ϑ) – величина, обратная объёмному коэф-ту:

$$\vartheta = \frac{1}{B_H} = \frac{V_{\text{дег}}}{V_{\text{пл.н}}}$$

(* В учебнике И.П. Чоловского с соавторами в качестве наиболее характерных значений объёмного коэффициента указан диапазон 1.2 – 1.8, но это явная ошибка, см. распределение на слайде 99.)

Плотность нефти

Под **плотностью нефти** по умолчанию подразумевается её плотность не в пластовых, а в стандартных условиях ($P = 1 \text{ атм}$, $T = 20 \text{ °C}$), т.е. после дегазации.

Плотность нефти варьируется в диапазоне $730\text{—}1040 \text{ кг/м}^3$ ($0.730\text{—}1.040 \text{ г/см}^3$).
Упрощённая классификация: лёгкие ($\leq 0.85 \text{ г/см}^3$) и тяжёлые ($> 0.85 \text{ г/см}^3$).

В пластовых условиях плотность нефти ниже, чем в поверхностных, что обусловлено наличием в пластовой нефти растворённого газа. При высоком газосодержании $\rho_{\text{н пл}}$ может достигать $0.3\text{—}0.4 \text{ г/см}^3$.

Как правило, лёгкие нефти характеризуются высоким газосодержанием, тяжёлые – низким. (Здесь под лёгкими и тяжёлыми имеется в виду плотность именно дегазированной нефти, т.е. в поверхностных условиях.)

Грубая ошибка в некоторых источниках:

$$B_{\text{н}} = \frac{V_{\text{пл.н}}}{V_{\text{дег}}} = \frac{\rho_{\text{н}}}{\rho_{\text{пл.н}}}$$

Правильная формула:

$$B_{\text{н}} = \frac{V_{\text{пл.н}}}{V_{\text{дег}}} = \frac{\rho_{\text{н}} + R_{\text{s}} \cdot \rho_{\text{г}}}{\rho_{\text{пл.н}}}$$

где $V_{\text{пл.н}}$ – объём нефти в пластовых условиях;

$V_{\text{дег}}$ – объём того же количества нефти после дегазации, при атмосферном давлении и $t = 20\text{°C}$;

$\rho_{\text{н}}$ – плотность нефти в стандартных условиях, кг/м^3 ;

$\rho_{\text{пл.н}}$ – плотность нефти в пластовых условиях, кг/м^3 ;

$\rho_{\text{г}}$ – плотность газа в стандартных условиях, кг/м^3 ;

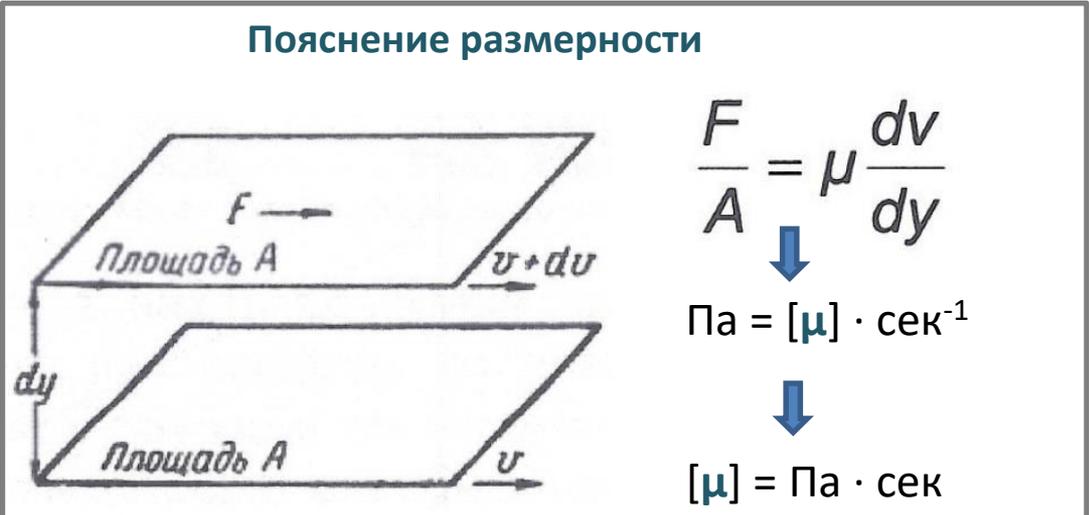
R_{s} – газосодержание, $\text{м}^3/\text{м}^3$ (здесь – не $[\text{м}^3/\text{T}]!$).

Вязкость нефти (1/2)

Вязкость – свойство текучих тел (жидкостей и газов) оказывать сопротивление перемещению одной их части относительно другой: отношение действующего касательного напряжения к поперечному градиенту скорости при заданной температуре. Это свойство называют также внутренним трением жидкости или газа, его природа связана с преодолением сил межмолекулярного взаимодействия жидкости или газа. Измеряется (в нефтяной геологии) в миллипаскаль-секундах (мПа · с) или сантипуазах (сП). При этом $1 \text{ мПа} \cdot \text{с} = 1 \text{ сП}$.

Если 2 параллельных плоских тела площадью **A** каждое, находящиеся на малом расстоянии **y** друг от друга, движутся в той же плоскости друг относительно друга со скоростью **v**, а пространство между этими телами заполнено жидкостью

Пояснение размерности



$$\frac{F}{A} = \mu \frac{dv}{dy}$$

$$\text{Па} = [\mu] \cdot \text{сек}^{-1}$$

$$[\mu] = \text{Па} \cdot \text{сек}$$

(или газом), то на каждое из них действует сила, в простейшем случае пропорциональная относительной скорости **v** и площади **A** и обратно пропорциональная расстоянию между телами **y**: $F \sim v \cdot A / y$.

Коэффициент пропорциональности – это и есть вязкость данной жидкости (газа).

Вязкость нефти (2/2)

По умолчанию под вязкостью нефти подразумевается её **динамическая вязкость**. (Справочно: **кинематическая** вязкость $\mu_{\text{кин}} = \mu_{\text{дин}} / \rho$, где ρ – плотность флюида.)

Кроме того, в НГПГ под вязкостью нефти подразумевается значение её вязкости в пластовых условиях (если имеются в виду стандартные условия, то это указывается).

В пластовых условиях вязкость нефти может быть в десятки раз меньше вязкости дегазированной нефти. Кроме содержания растворённого газа, важную роль играет более высокая температура в пласте.

Вязкость коррелирует с плотностью нефти: лёгкие – менее вязкие, чем тяжелые.

От вязкости нефти существенно зависят эффективность процесса разработки и КИН. Соотношение вязкостей нефти и воды – показатель, характеризующий темпы обводнения скважин. Чем выше это соотношение, тем хуже условия извлечения нефти из залежи с применением различных видов заводнения.

По величине вязкости различают нефти:

- с незначительной вязкостью – $\mu_{\text{н}} \leq 5$ сП;
- маловязкие – $5 < \mu_{\text{н}} \leq 10$ сП;
- **с повышенной вязкостью – $10 < \mu_{\text{н}} \leq 30$ сП;**
- высоковязкие – $30 < \mu_{\text{н}} \leq 200$ сП;
- сверхвязкие – $\mu_{\text{н}} > 200$ сП.

Наличие корреляции между PVT-свойствами

Чем выше **газосодержание** R_s пластовой нефти (т.е. чем больше газа в ней растворено), тем значительно больше изменяется её объём при подъёме на поверхность; следовательно, тем выше значение **объёмного коэффициента** V_n (и, соответственно, тем ниже значение пересчётного коэффициента $\vartheta = 1/V_n$).

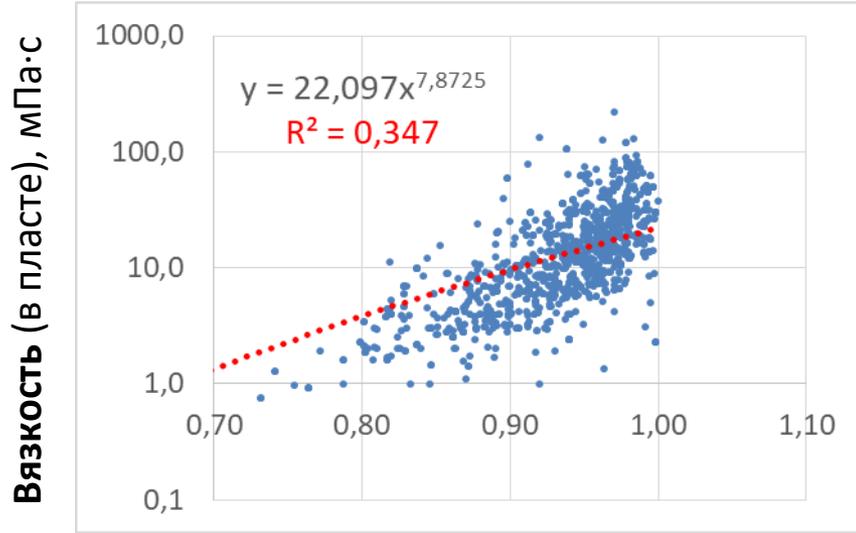
Аналогично, чем выше **газосодержание** R_s пластовой нефти, тем ниже её **вязкость** (при прочих равных условиях).

Кроме того, как уже было отмечено на слайде, посвящённом плотности нефти, **плотность нефти** в **пластовых** условиях тоже коррелирует с её **газосодержанием**: чем больше растворено газа, тем ниже плотность нефти в пластовых условиях.

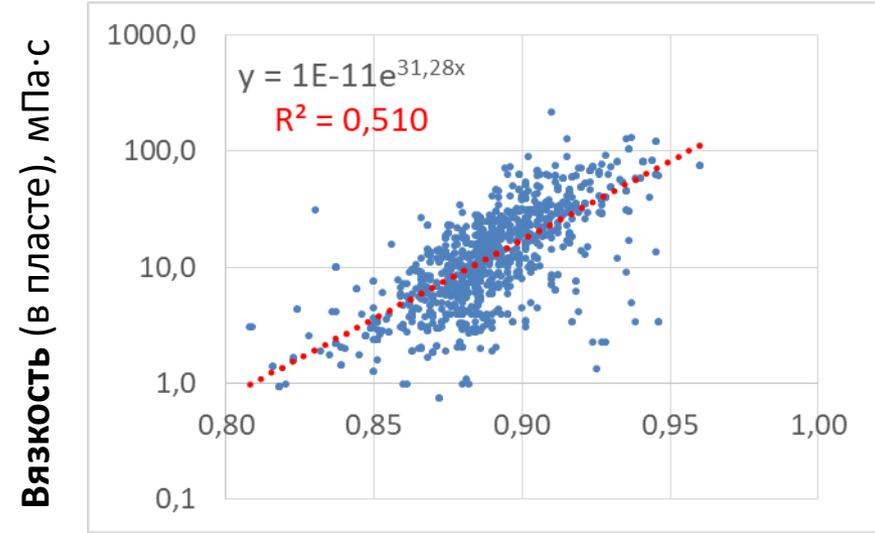
Что касается **плотности нефти** в **стандартных** условиях (после дегазации), её значение также имеет корреляцию с **газосодержанием**. Эта связь обусловлена тем, что способность нефти растворять газ зависит от её хим. состава, как и плотность.

На следующем слайде на примере месторождений Башкирии проиллюстрировано наличие корреляций между плотностью дегазированной нефти, объёмным и пересчётным коэффициентами и вязкостью нефти в пластовых условиях.

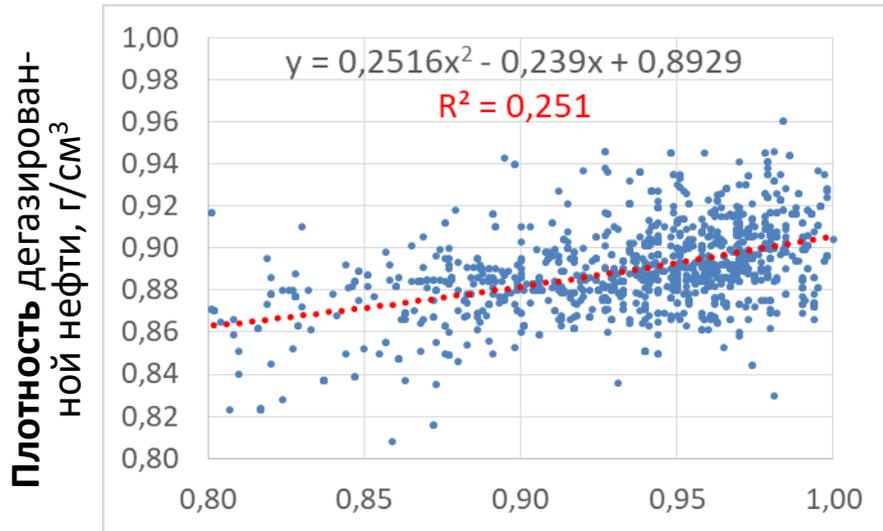
Кроссплоты свойств PVT по месторождениям РБ



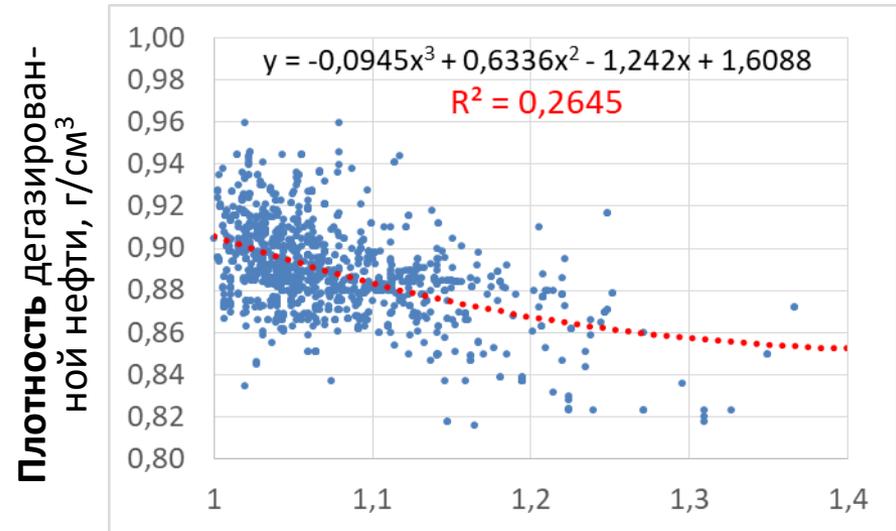
Пересчетный коэффициент, д. е.



Плотность дегазированной нефти, г/см³



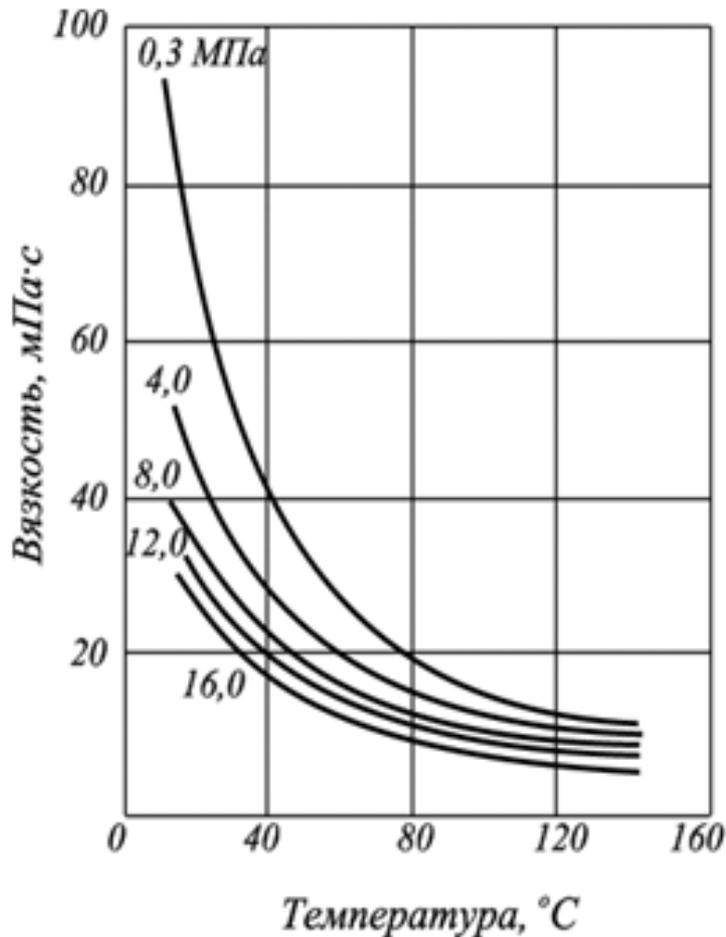
Пересчетный коэффициент, д. е.



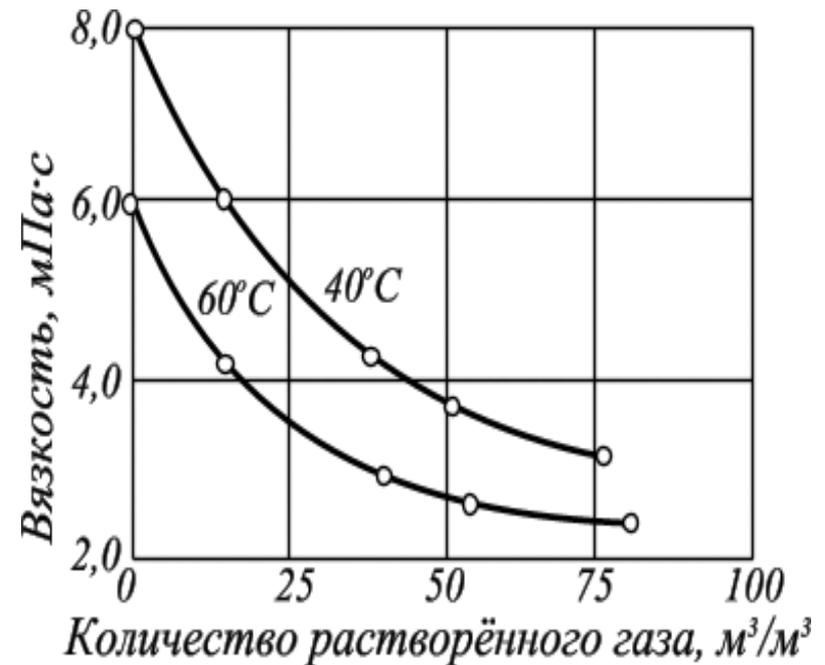
Объёмный коэффициент, д. е.

Зависимость вязкости пластовой нефти от газосодержания, температуры, давления

Зависимость вязкости пластовой нефти от температуры

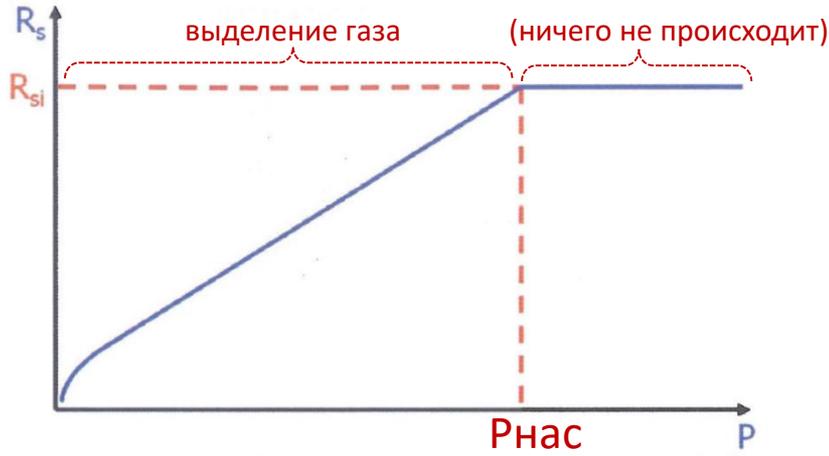


Зависимость вязкости нефти от газосодержания (Балаханское НМ)



Зависимость пластовых свойств нефти от $P_{пл}$

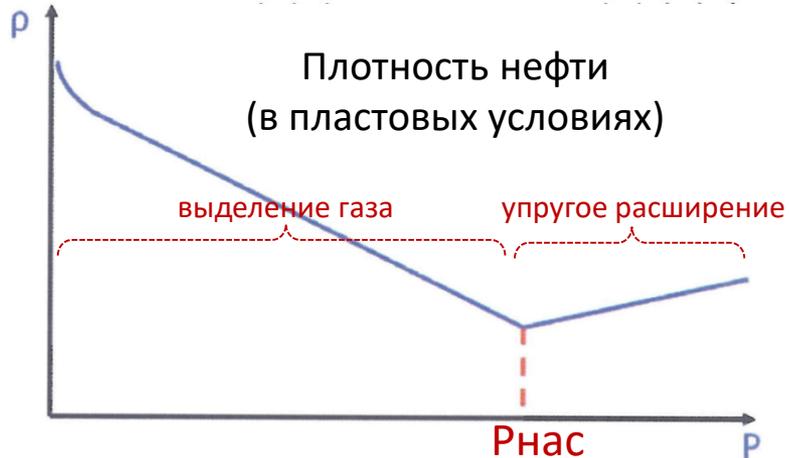
Газосодержание нефти



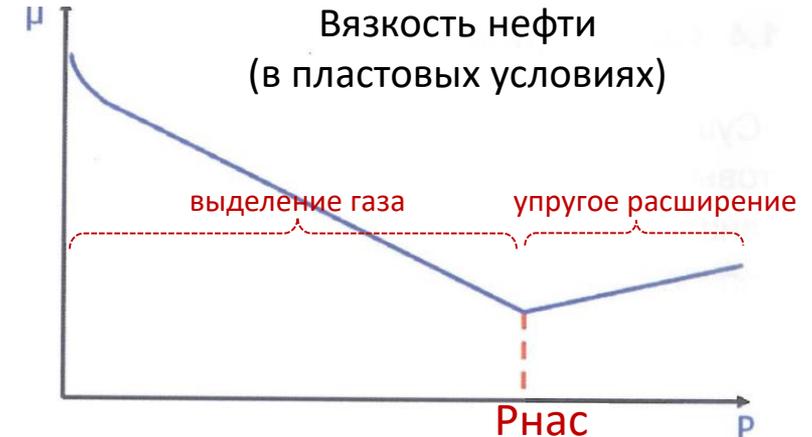
Объёмный коэффициент нефти



Плотность нефти (в пластовых условиях)



Вязкость нефти (в пластовых условиях)

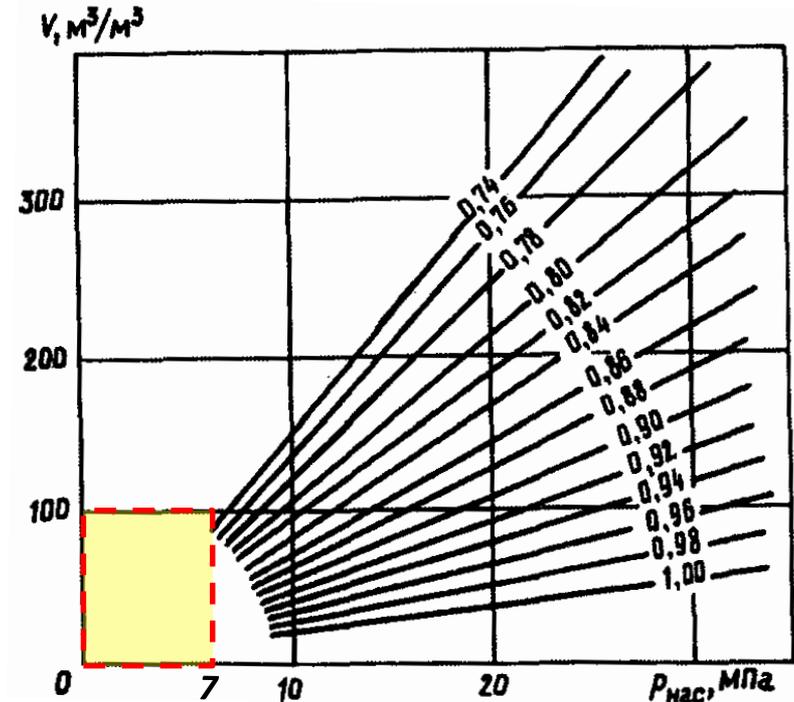
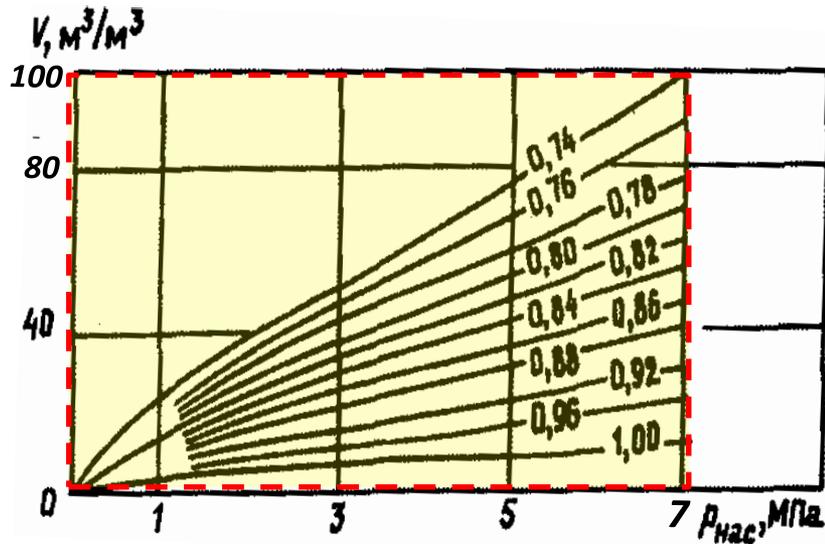


$P_{нас}$ – давление насыщения

Семейство зависимостей R_s от P (здесь везде $P = P_{нас}$)

Зависимость газосодержания нефти R_s [$\text{м}^3/\text{м}^3$] (на шкале обозначено V) от давления насыщения $P_{нас}$ [МПа]. Шифр кривых – плотность нефти ρ [$\text{г}/\text{см}^3$]. (Графики разделены на две отдельные диаграммы для лучшей детализации в области низких значений.)

Чем **выше плотность** нефти (в ст. усл.),
тем более **пологий** наклон графика =>
тем **меньше газа** можно растворить в этой
нефти при данном давлении. (Темпер. = const).



Здесь подразумевается, что в наличии имеется избыток свободного газа, так что давление насыщения $P_{нас}$ всегда равно текущему пластовому давлению P . Соответственно, зависимость нигде не переходит на горизонтальную «полку». (Переход на полку происходит, когда весь газ уже растворён, а давление $P_{пл}$ продолжаем увеличивать, так что $P_{пл} > P_{нас}$). Поэтому горизонтальная ось подписана « $P_{нас}$ ».

Дополнение по давлению насыщения

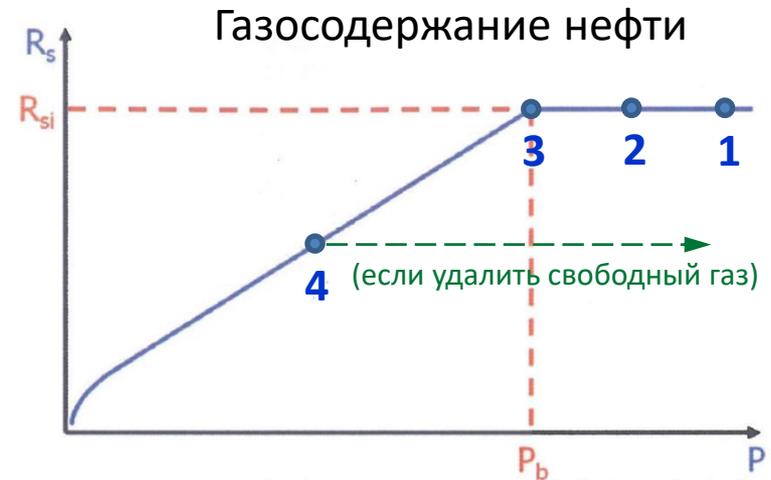
В точке № 1: $R_{пл} > R_{нас}$, весь газ растворён в нефти. В точке № 2 – аналогично.

В точке № 3: $R_{пл} = R_{нас}$, в нефти появляются первые пузырьки газа.

По мере дальнейшего снижения $R_{пл}$ всё больше газа выделяется из нефти, её газосодержание снижается.

В точке № 4: текущее пластовое давление ниже **начального** давления насыщения; почти половина растворённого газа уже выделилась из нефти в свободный газ.

Но текущее значение давления насыщения характеризует исключительно **текущее состояние нефти** (и растворённого в ней газа) – безотносительно к тому, каким давление насыщения было «раньше», какое количество газа «раньше» было растворено в нефти и какое количество свободного газа в данный момент сосуществует с этой нефтью в залежи (или в колбе). Соответственно, в точке №4 – для данного состояния нефти и для данного количества растворённого в ней газа – текущее значение давления является одновременно и (новым) давлением насыщения.



Графики из учебника М.А. Жданова «Нефтегазопромысловая геология и подсчёт запасов нефти» (1981 г, стр. 179)

На Рис. 49 приведена зависимость объёмного коэффициента V_n от давления насыщения $P_{нас}$ (для трёх месторождений).

На Рис. 50 приведены зависимости объёмного коэффициента V_n (левая ось) и растворимости газа в нефти N (правая ось) от пластового давления P .

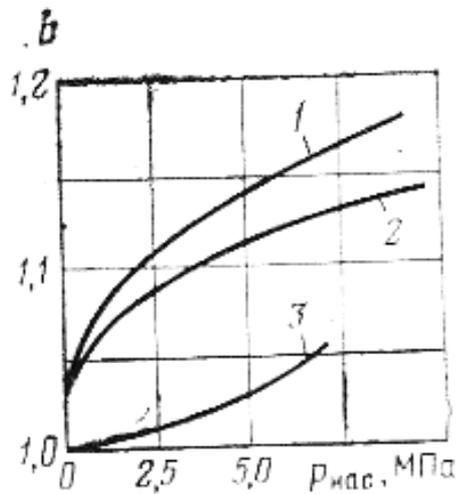


Рис. 49. Зависимость объёмного коэффициента (b) пластовой нефти от давления насыщения ($P_{нас}$) (по А. Ю. Намиот и др.)

1 — Туймазы (девон); 2 — Соколова Гора (девон); 3 — Каратон (неоком)

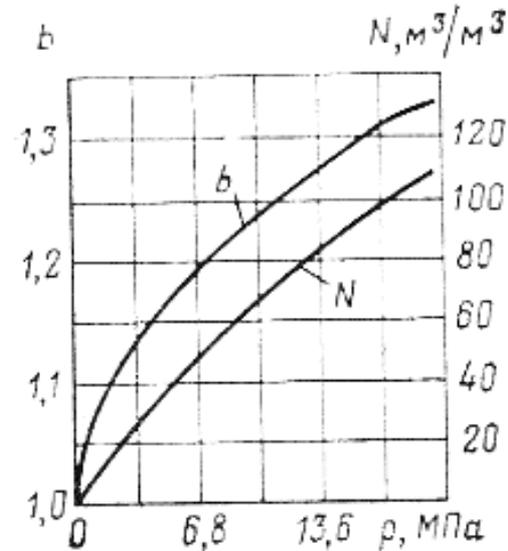
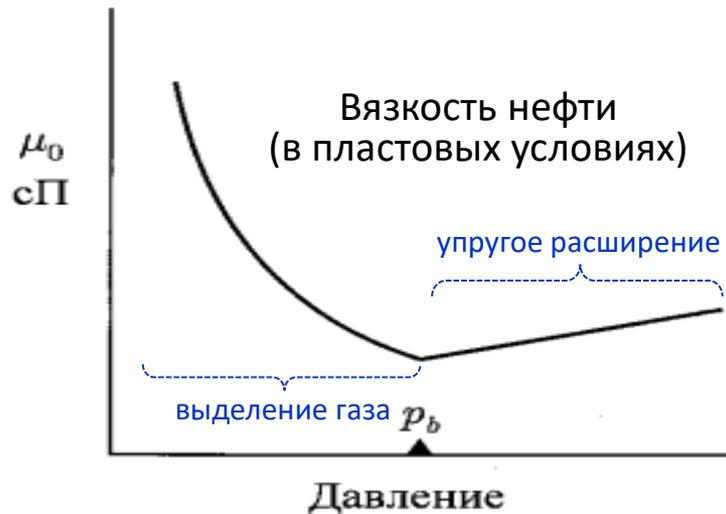
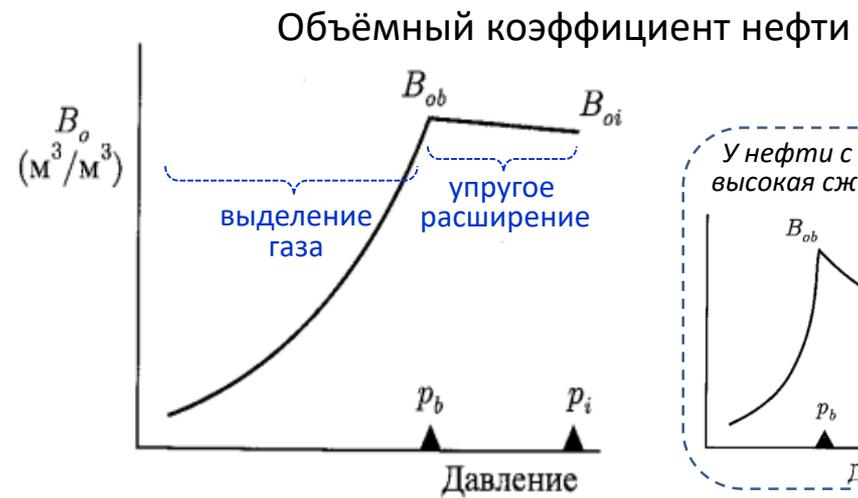
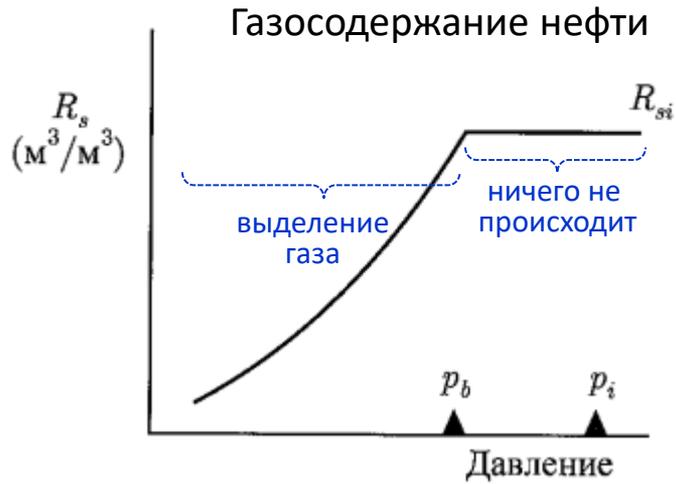


Рис. 50. Параметры b и N в функции давления

Графики имеют изгиб **выпуклостью вверх**

Графики из монографии Л.П. Дейка «Практический инжиниринг резервуаров» (рус. изд. 2008 г, стр. 67-79)

(Первое издание – 1978 г)



Ниже давления насыщения
графики имеют изгиб
выпуклостью вниз

16. ГИС – радиоактивные методы; ЯМК; АК	2
17. ГИС – электрические методы; заключение	15
18. Основы интерпретации ГИС	29
19. Карты толщин	53
20. Корреляция разрезов скважин	61
21. Состав и свойства нефти и газа	75
22. Подсчёт запасов УВ	95
23. Классификация запасов и ресурсов УВ	111
24. Подсчётный план	117

Геологические и извлекаемые запасы УВ

Запасы залежей и месторождений подразделяются на:

- 1) **геологические запасы** – количество нефти, газа, конденсата, которое **находится в недрах** в изученных бурением залежах (их наличие в недрах либо уже доказано пробной/промышленной эксплуатацией или испытанием скважин, либо обосновывается геолого-геофизическими исследованиями);
- 2) **извлекаемые запасы** – часть геологических запасов, которая может быть добыта из залежи (месторождения) за весь срок разработки в рамках **оптимальных проектных решений***, с использованием **доступных технологий****, при соблюдении требований по охране недр и окружающей среды.

Таким образом, извлекаемые запасы – это **прогноз накопленной добычи** (из соответствующего подсчётного объекта) за весь срок разработки.

* Подразумевается баланс между обеспечением как можно более высокого КИН [коэффициент извлечения нефти, слайд 101] (интерес государства) и обеспечением как можно более высокой экономической эффективности для недропользователя. Например, пробурив скважины с шагом 10 метров, можно обеспечить прекрасный КИН, но экономика такого проекта будет в гигантском минусе (для большинства проектов – даже при шаге в 100 метров).

** Примеры технологий, сделавших рентабельной разработку залежей, которые до этого не могли эффективно разрабатываться: 1) горизонтальное бурение (для тонких нефтяных оторочек, тонких пластов); 2) гидроразрыв пласта (для пластов с $K_{пр} \approx < 10$ мД); 3) многостадийный ГРП на горизонтальных скважинах (для коллекторов с $K_{пр} \approx < 1$ мД).

Подсчёт геол. запасов **нефти** объёмным методом

$$\text{НГЗ}^{\text{Н}} = S \cdot h_{\text{Н}} \cdot K_{\text{п}} \cdot K_{\text{Н}} \cdot \vartheta \cdot \rho_{\text{Н}}$$

НГЗ^Н – начальные **геологические** запасы нефти, тыс. т;

S – площадь залежи, тыс. м²;

h_Н – эффективная нефтенасыщенная толщина, м;

K_п – коэффициент открытой пористости, д. ед.;

K_Н – коэффициент нефтенасыщенности, д. ед.;

ρ_Н – плотность нефти, т/м³ (или, что то же самое, г/см³);

ϑ – пересчётный коэффициент нефти;

(ϑ = 1/b_н, где b_н – объёмный коэффициент нефти);

НИЗ – начальные **извлекаемые** запасы нефти, тыс. т.

Средневзвешенные
(аналогично на
следующих слайдах)

$$\text{НГЗ}^{\text{Н}} = S \cdot h_{\text{Н}} \cdot K_{\text{п}} \cdot K_{\text{Н}} \cdot \vartheta \cdot \rho_{\text{Н}}$$

Объём нефтенасыщенных пород, тыс. м³

Поровый объём нефтенасыщенных пород, тыс. м³

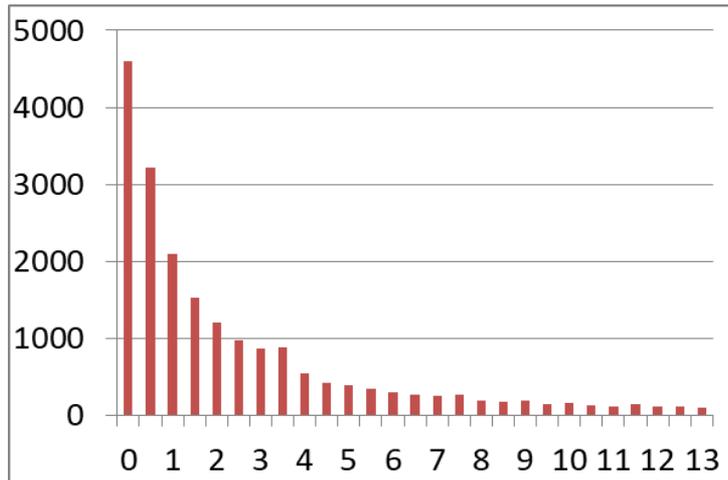
Объём нефти в пластовых условиях, тыс. м³

Объём нефти в поверхностных условиях, тыс. м³

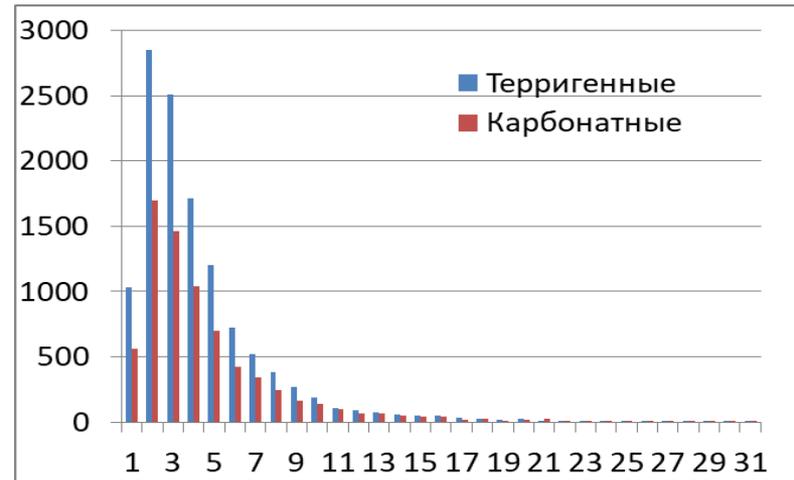
Масса нефти в поверхностных условиях, тыс. т

Распределения подсчётных параметров (РФ) (1/2)

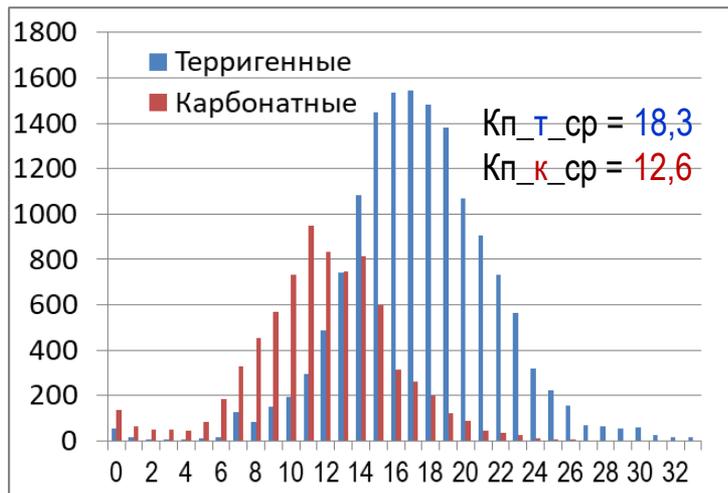
Площадь залежи, км²



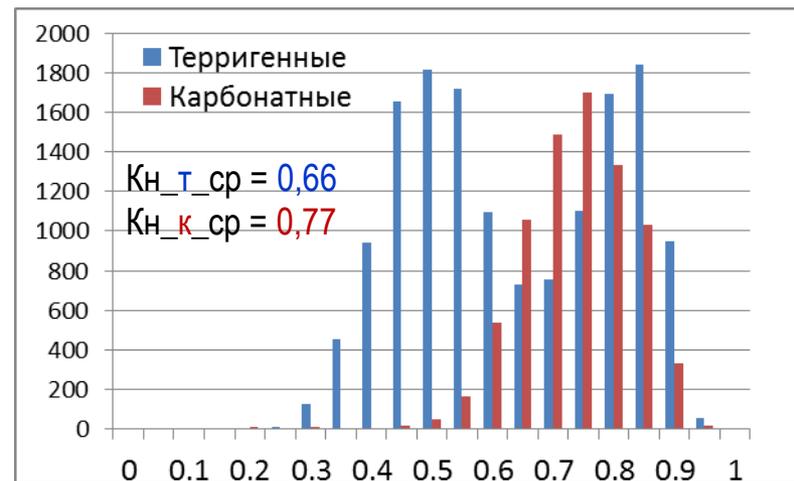
Эфф. нефтенасыщенная толщина, м



Коэффициент пористости, %

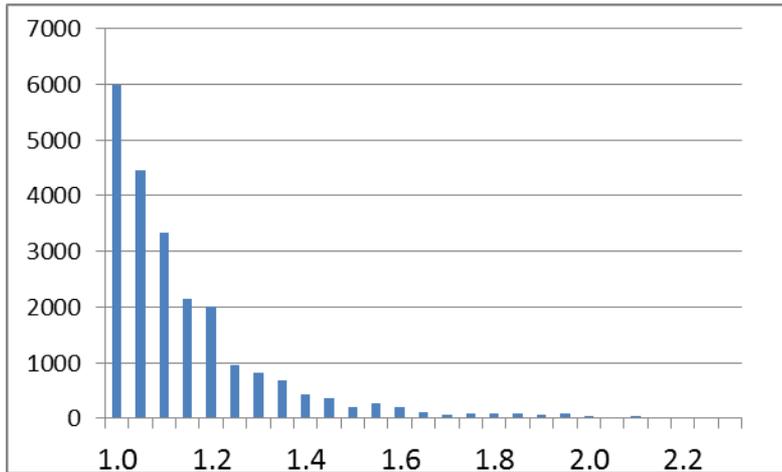


Коэффициент нефтенасыщенности, д.е.

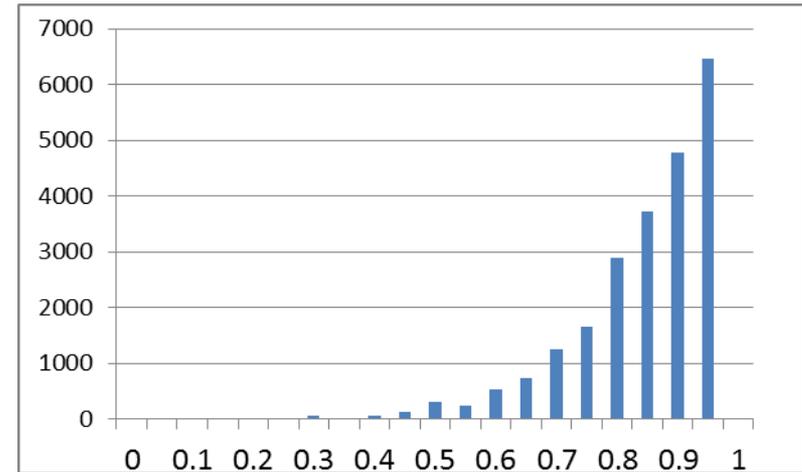


Распределения подсчётных параметров (РФ) (1/2)

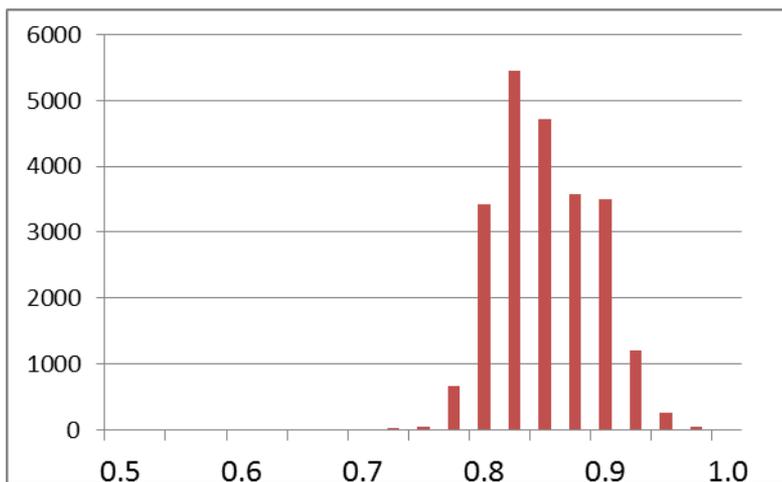
Объёмный коэффициент, д.е.



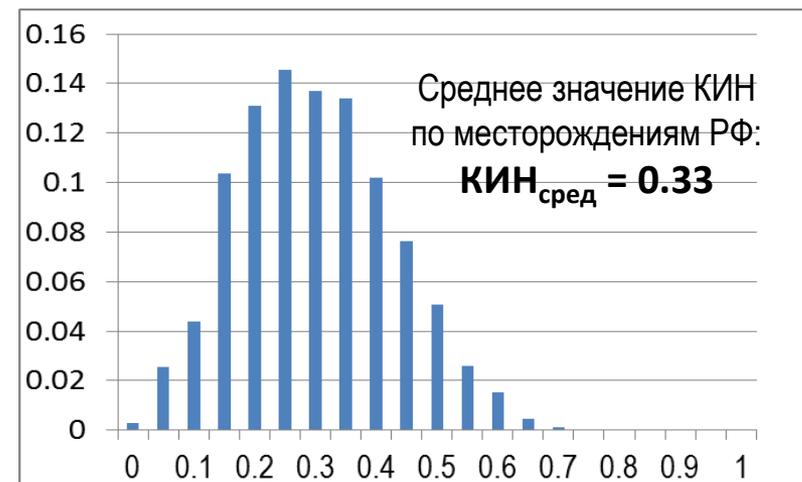
Пересчётный коэффициент, д.е.



Плотность нефти, т/м³



Коэф. извлечения нефти (КИН), д.е.



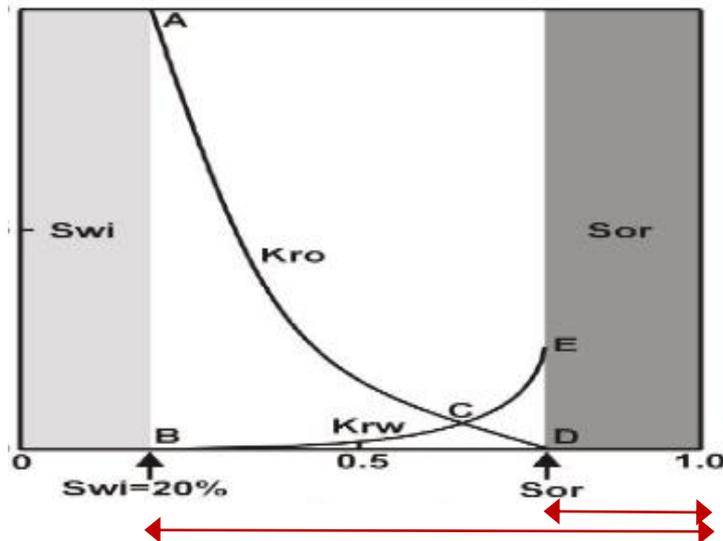
Коэффициент вытеснения нефти

Коэффициент вытеснения – отношение подвижного объёма нефти в поровом пространстве к её суммарному объёму:

$$K_{\text{выт.}} = (K_{\text{нн}} - K_{\text{но}}) / K_{\text{нн}}$$

где $K_{\text{нн}}$ – коэффициент начальной нефтенасыщенности, $K_{\text{но}}$ – коэффициент остаточной нефтенасыщенности.

Таким образом, $K_{\text{выт.}}$ – это доля нефти, которая может быть вытеснена из коллектора при длительной промывке его водой (или газом).



В примере на диаграмме $K_{\text{нн}} = 0,82$; $K_{\text{но}} = 0,22$.
Следовательно, коэффициент вытеснения
 $K_{\text{выт.}} = (0,82 - 0,22) / 0,82 = 0,73$

$K_{\text{во}} = 0,18$
 $K_{\text{нн}} = 0,82$

$K_{\text{в_max}} = 0,78$
 $K_{\text{но}} = 0,22$

Подсчёт извлекаемых запасов **нефти**

$$\text{НИЗ} = \text{НГЗ} \cdot \text{КИН}$$

НИЗ – начальные **извлекаемые** запасы нефти, тыс. т;
 НГЗ – начальные **геологические** запасы нефти, тыс. т;
КИН – коэффициент извлечения нефти, д. ед.

Если в ходе разработки применяется вытесняющий агент (обычно это вода, иногда газ), то КИН может быть представлен как произведение трёх коэффициентов:

$$\text{КИН} = K_{\text{ВЫТЕСНЕНИЯ}} \cdot K_{\text{ОХВАТА}} \cdot K_{\text{ЗАВОДНЕНИЯ}}$$

Коэффициент вытеснения – отношение подвижного объёма нефти в поровом пространстве к её суммарному объёму (см. предыдущий слайд).

Коэффициент охвата – отношение объёма промытой части пустотного пространства, охваченного процессом вытеснения, к общему объёму насыщенных нефтью пустот пласта.

Коэффициент заводнения – характеризует потери нефти в объёме, охваченном процессом вытеснения, из-за прекращения добычи по экономическим соображениям при обводнённости продукции скважин менее 100% (т.е. потери, связанные с недостижением $K_{\text{выт.}}$ в промытой области из-за недостаточной длительности промывки).



Подсчёт запасов растворённого в нефти газа

Начальные **геологические** запасы растворённого газа рассчитываются через геологические запасы нефти и газосодержание нефти:

$$\text{НГЗ}^{\text{рг}} = \text{НГЗ}^{\text{н}} \cdot K_{\text{гс}}$$

$\text{НГЗ}^{\text{рг}}$ – начальные геологические запасы растворённого газа, тыс. м³;

$\text{НГЗ}^{\text{н}}$ – начальные геологические запасы нефти, тыс. т;

$K_{\text{гс}}$ – газосодержание, м³/т.

Для начальных **извлекаемых** запасов растворённого газа, как правило, используется аналогичная формула:

$$\text{НИЗ}^{\text{рг}} = \text{НИЗ}^{\text{н}} \cdot K_{\text{гс}}$$

$\text{НИЗ}^{\text{рг}}$ – начальные извлекаемые запасы растворённого газа, тыс. м³;

$\text{НИЗ}^{\text{н}}$ – начальные извлекаемые запасы нефти, тыс. т;

$K_{\text{гс}}$ – газосодержание, м³/т.

Но следует иметь в виду: если в ходе разработки залежи пластовое давление снижается ниже давления насыщения, то эта формула оказывается неверной!

В этом случае необходимо учитывать эффект выделения газа из нефти в пластовых условиях. Какая-то часть этого выделившегося газа окажется добытой, остальная часть – останется в пласте. В общем случае соотношение этих частей можно спрогнозировать только с высокой степенью условности.

Пересчётный коэффициент свободного газа

Состояние газа характеризуется уравнением Менделеева-Клайперона: $P \cdot V = n \cdot R \cdot T$, где P – абсолютное давление, Па; V – объём, м³; n – количество вещества, кмоль; T – абсолютная температура, К; R – универсальная газовая постоянная, Па·м³/(кмоль·град). Следовательно, пересчётный коэф. газа *должен был бы* иметь следующий вид:

$$K_{\text{пер_газа}} = V_{\text{ст}}/V_{\text{пл}} = (n \cdot R \cdot T_{\text{ст}}/P_{\text{ст}}) / (n \cdot R \cdot T_{\text{пл}}/P_{\text{пл}}) = P_{\text{пл}} / P_{\text{ст}} \cdot T_{\text{ст}} / T_{\text{пл}}$$

Однако уравнение М-К выведено для *идеальных* газов. Идеальный газ — теоретическая математическая модель газа, в которой пренебрегают размерами частиц газа, не учитывают силы взаимодействия между частицами газа, предполагая, что средняя кинетическая энергия частиц много больше энергии их взаимодействия (а также считают, что столкновения частиц газа между собой и со стенками сосуда – абсолютно упругие).

Для *реальных* газов данное уравнение справедливо при нормальном (1 атм) и близких к нормальному давлениях (до 10 атм). При повышенном давлении газ сжимается, в результате молекулы газа оказываются ближе друг к другу, и на этих расстояниях силы межмолекулярного взаимодействия перестают быть пренебрежимо малыми.

Для учёта этого взаимодействия вводится **коэффициент сверхсжимаемости Z**:

$$P \cdot V = Z \cdot n \cdot R \cdot T$$

Z является функцией состава газа, давления и температуры. Фактически этот коэффициент учитывает **отклонения** свойств реального газа от поведения идеального газа. Тогда:

$$1) V_{\text{ст}} = Z_{\text{ст}} \cdot n_{\text{ст}} \cdot R \cdot T_{\text{ст}} / P_{\text{ст}}; \quad 2) Z_{\text{ст}} = 1; \quad 3) n_{\text{ст}} = n_{\text{пл}}; \quad 4) n_{\text{пл}} = P_{\text{пл}} \cdot V_{\text{пл}} / (Z_{\text{пл}} \cdot R \cdot T_{\text{пл}});$$

$$5) V_{\text{ст}} = (P_{\text{пл}} \cdot V_{\text{пл}} / (Z_{\text{пл}} \cdot R \cdot T_{\text{пл}})) \cdot R \cdot T_{\text{ст}} / P_{\text{ст}} = V_{\text{пл}} \cdot P_{\text{пл}} / P_{\text{ст}} \cdot T_{\text{ст}} / T_{\text{пл}} \cdot 1/Z_{\text{пл}};$$

$$6) V_{\text{ст}} / V_{\text{пл}} = \frac{(P_{\text{пл}} / Z_{\text{пл}})}{P_{\text{ст}}} \cdot \frac{T_{\text{ст}}}{T_{\text{пл}}}$$

(Индекс «пл» – пластовые условия
«ст» – стандартные условия)

Подсчёт геологических запасов свободного газа объёмным методом – «ЛОГИЧНЫЙ» ПОДХОД

$$\text{НГЗ}^{\text{сг}} = S \cdot h_r \cdot K_n \cdot K_r \cdot \frac{(P_0 / Z_0)}{P_{\text{ст}}} \cdot \frac{T_{\text{ст}}}{T_0}$$

Пересчётный коэффициент газа

НГЗ^{сг} – начальные геологические запасы свободного газа, тыс. м³;

S – площадь залежи, тыс. м²;

h_r – эффективная газонасыщенная толщина, м;

K_n – коэффициент открытой пористости, д. ед.;

K_r – коэффициент газонасыщенности, д. ед.;

P₀ – среднее начальное пластовое давление, МПа;

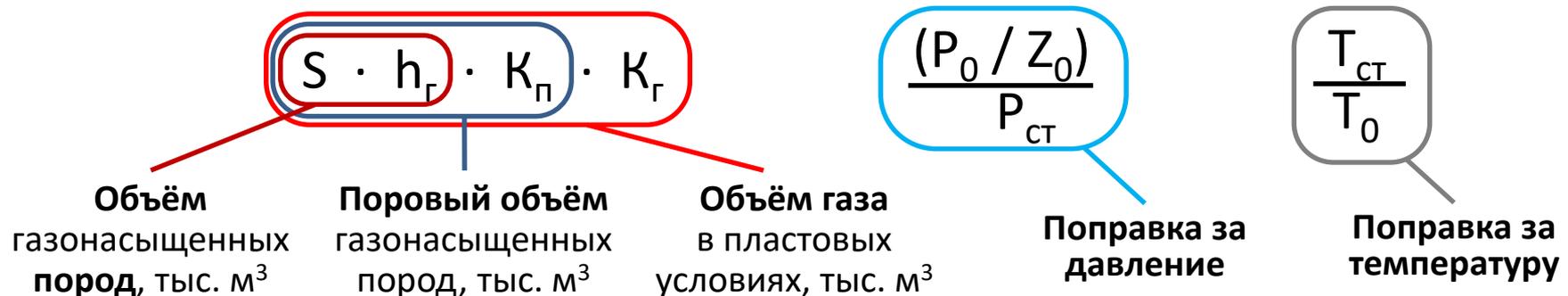
P_{ст} – давление при стандартных условиях, равное 0,1 МПа;

Z₀ – коэф. сверхсжимаемости газа при начальном пластовом давлении P₀;

(**Z_{ст}** – коэф. сверхсжимаемости газа при P_{ст}; Z_{ст} = 1, поэтому в формуле не приводится);

T_{ст} – стандартная температура, равная 293 °K (+20 °C);

T₀ – начальная пластовая температура, °K



Подсчёт геологических запасов свободного газа объёмным методом – **общепринятый подход**

$$\text{НГЗ}^{\text{сг}} = S \cdot h_r \cdot K_n \cdot K_r \cdot \frac{(P_0 / Z_0 - P_{\text{ост}} / Z_{\text{ост}})}{P_{\text{ст}}} \cdot \frac{T_{\text{ст}}}{T_0}$$

$\text{НГЗ}^{\text{сг}}$ – начальные запасы свободного газа, тыс. м³;

$P_{\text{ост}}$ – среднее остаточное (конечное) пластовое давление, МПа; [$P_{\text{пласт}}$ при $P_{\text{устьевое}} = P_{\text{ст}}$]

$Z_{\text{ост}}$ – коэффициент сжимаемости газа при остаточном пластовом давлении $P_{\text{ост}}$;

S – площадь залежи, тыс. м²;

h_r – эффективная газонасыщенная толщина, м;

K_n – коэффициент открытой пористости, д. ед.;

K_r – коэффициент газонасыщенности, д. ед.;

P_0 – сред. начальное пластовое давление, МПа;

$P_{\text{ст}}$ – давление при стандартных условиях, равное 0,1 МПа;

Z_0 – коэф. сжим. газа при начальном пластовом давлении P_0 ;

$T_{\text{ст}}$ – стандартная температура, равная 293 °К (+20 °С);

T_0 – начальная пластовая температура, °К.

В рамках данного подхода из геологических запасов газа исключается та часть газа, которая будет находиться (и останется) в пласте, когда пластовое давление достигнет значения $P_{\text{ост}}$

$\frac{(P_0 / Z_0 - P_{\text{ост}} / Z_{\text{ост}})}{P_{\text{ст}}}$	<p>Поправка за давление (барический коэффициент)</p>	$\frac{T_{\text{ст}}}{T_0}$	<p>Поправка за температуру (термический коэффициент)</p>
---	---	-----------------------------	---

[Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объёмным методом. 2003г. Стр 1-1.]

В каком диапазоне варьируется значение пересчётного коэффициента газа?

$$\frac{(P_0 / Z_0 - P_{\text{ост}} / Z_{\text{ост}})}{P_{\text{ст}}} \approx P_0 / Z_0 / P_{\text{ст}} \approx P_0 [\text{атм}] \approx 100 - 300 \text{ (условно!)}$$

[Поскольку $P_0 \gg P_{\text{ост}}$; $P_{\text{ст}} = 0.1 \text{ МПа} = 1 \text{ атм}$; $Z_0 \approx 1$; $Z_{\text{ост}} \approx 1$]

$$\frac{T_{\text{ст}}}{T_0} = (273 + 20) / (273 + T^{\circ}\text{C}) \approx 0.75 - 1$$

Подсчёт извлекаемых запасов свободного газа объёмным методом

$$\text{НИЗ}^{\text{сг}} = S \cdot h_r \cdot K_n \cdot K_r \cdot \frac{(P_0 / Z_0 - P_{\text{ост}} / Z_{\text{ост}})}{P_{\text{ст}}} \cdot \frac{T_{\text{ст}}}{T_0} \cdot \text{КИГ}$$

НИЗ^{сг} – начальные извлекаемые запасы свободного газа, тыс. м³;

P_{ост} – среднее «финальное» («остаточное») пластовое давление, МПа;

Z_{ост} – коэффициент сжимаемости газа при остаточном пластовом давлении P_{ост};

КИГ – коэффициент извлечения газа, учитывающий защемление газа водой;

S – площадь залежи, тыс. м²;

h_r – эффективная газонасыщенная толщина, м;

K_n – коэффициент открытой пористости, д. ед.;

K_r – коэффициент газонасыщенности, д. ед.;

P₀ – среднее начальное пластовое давление, МПа;

P_{ст} – давление при стандартных условиях, равное 0,1 МПа;

Z₀ – коэффициент сжимаемости газа при начальном пластовом давлении P₀;

T_{ст} – стандартная температура, равная 293 °К (+20 °С);

T₀ – начальная пластовая температура, °К.

На залежах с **газовым режимом**, т.е. при отсутствии внедрения воды в залежь, извлекаемые запасы определяются **фактической** величиной P_{ост} (она может превышать «теоретическую» величину P_{ост'}, введённую на предыдущем слайде через соответствие P_{уст} = P_{ст}).

Для таких залежей можно было бы не вводить КИГ в виде отдельного множителя.

На залежах с **упруговодонапорным режимом** часть газа оказывается защемлённым пластовой водой, внедряющейся в залежь в процессе разработки. Для учёта этого эффекта необходим КИГ в виде отдельного множителя. Но в этом случае «подвисает» логика учёта P_{ост}/Z_{ост} в НГЗ.

Подробнее о коэффициенте сверхсжимаемости Z

Реальный газ приближается к идеальному при низких давлениях, когда число молекул в единице объёма невелико. Следовательно, при низких давлениях величина коэффициента сжимаемости должна быть близка к единице.

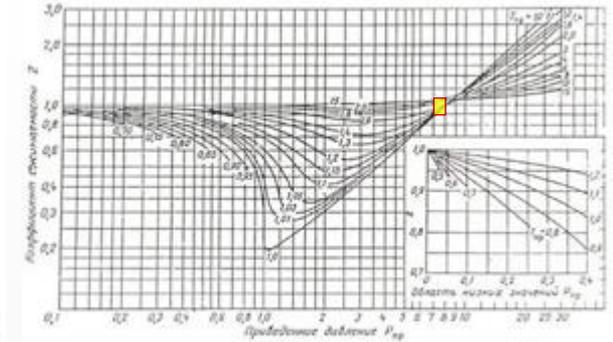
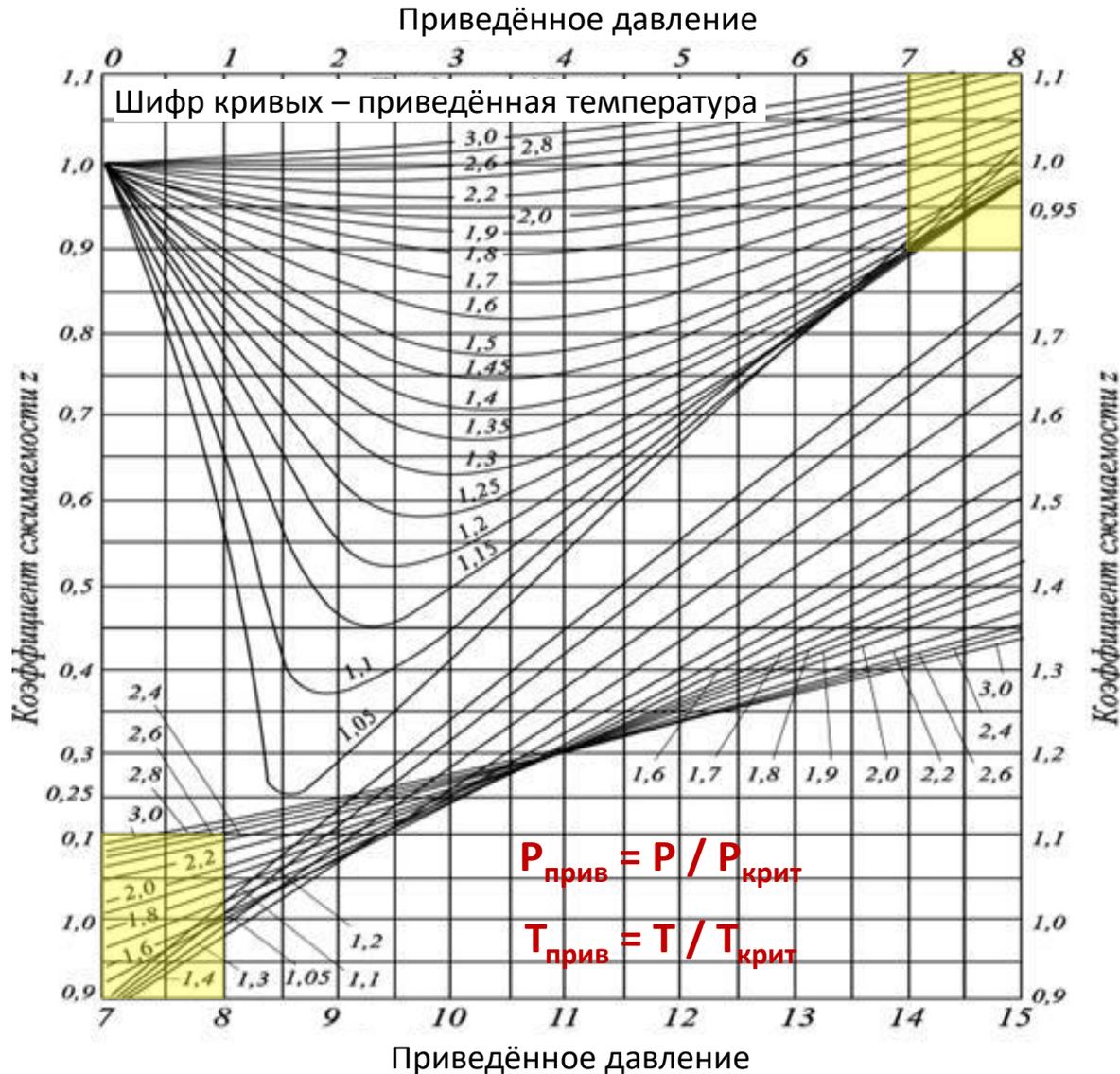
С повышением давления молекулы газа сближаются и силы притяжения между ними помогают внешним силам, сжимающим газ. Вследствие этого реальные газы должны сжиматься сильнее, чем при тех же условиях сжимаются идеальные газы. Следовательно, с **ростом давления коэффициент сжимаемости Z должен вначале уменьшаться.**

Но когда углеводородный газ сжат до такой степени, что он приближается по свойствам к жидкостям, то межмолекулярные расстояния уменьшаются настолько, что начинают проявляться взаимоотталкивающие силы между молекулами, препятствующие дальнейшему уменьшению объёма газа. Таким образом, сжимаемость углеводородного газа – снижается, т. е. значения Z – **вновь возрастают.**

Типичный график коэффициента Z



Зависимости коэффициента сверхсжимаемости Z от приведённых давлений и температуры



Ркрит и Ткрит – т.н. **критические** давление (МПа) и температура ($^{\circ}\text{K}$), зависящие от состава газа; используются табличные значения.

Газовый конденсат

Газовый конденсат – смесь жидких углеводородов, конденсирующаяся из газа при снижении давления ниже *давления начала конденсации*.

Давление начала конденсации – значение давления, при котором, в ходе снижения давления, конденсат начинает выделяться из газа в виде жидкости. (Данное понятие имеет сходство с понятием давления насыщения для газа, растворённого в нефти.)

Различают сырой и стабильный конденсат.

Нестабильный (сырой) конденсат состоит из жидких при стандартных условиях УВ (C5+высш), в которых растворено некоторое количество газообразных УВ – бутанов, пропана и этана, а также H₂S и других газов.

Стабильный конденсат состоит только из жидких УВ (C5+высш). Его получают из сырого конденсата путем дегазации последнего.

Газы газоконденсатных месторождений делятся на газы с низким содержанием конденсата (до 150 см³/м³), средним (150 – 300 см³/м³), высоким (300 – 600 см³/м³) и очень высоким (более 600 см³/м³).

Плотность конденсата в стандартных условиях изменяется от 0.60 до 0.82 г/см³ (находится в прямой зависимости от компонентного углеводородного состава).

Если при разработке газоконденсатной залежи не поддерживать в ней пластовое давление, то при снижении его ниже **давления начала конденсации** конденсат начнёт выделяться («выпадать») прямо в пласте. Это приведет к потерям ценных УВ: значительная часть выпавшего конденсата так и останется в пласте (он образует III фазу: газ + вода + конденсат).

(Справочно: у «обычных» газов конденсация происходит при *повышении*, а не снижении давления.) 109

Подсчёт запасов газового конденсата

Начальные **геологические** запасы газового конденсата рассчитываются через **геологические** запасы газа и конденсатосодержание:

$$\text{НГЗ}^{\text{к}} = \text{НГЗ}^{\text{сг}} \cdot K_{\text{кс}}$$

$\text{НГЗ}^{\text{к}}$ – начальные геологические запасы конденсата, тыс. т;

$\text{НГЗ}^{\text{сг}}$ – начальные геологические запасы свободного газа, млн м^3 ;

$K_{\text{кс}}$ – коэффициент содержания конденсата, $\text{кг}/\text{м}^3$.

Начальные **извлекаемые** запасы газового конденсата рассчитываются аналогично начальным извлекаемым запасам нефти:

$$\text{НИЗ}^{\text{к}} = \text{НГЗ}^{\text{к}} \cdot \text{КИК} = \text{НГЗ}^{\text{к}} \cdot (1 - Q_{\text{п.пл}})$$

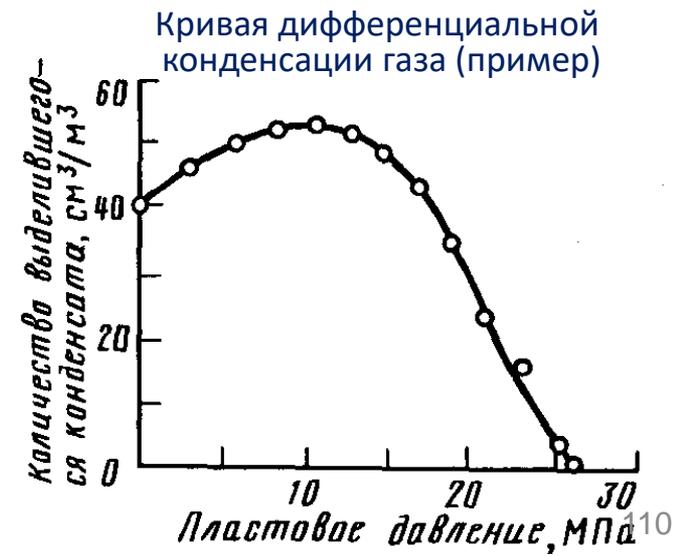
$\text{НИЗ}^{\text{к}}$ – начальные извлекаемые запасы конденсата, тыс. т;

$\text{НГЗ}^{\text{к}}$ – начальные геологические запасы конденсата, тыс. т;

КИК – коэффициент извлечения конденсата, д.е.;

$Q_{\text{п.пл}}$ – величина **пластовых потерь** конденсата за весь срок разработки, тыс. т.

Величину $Q_{\text{п.пл}}$ определяют по кривой дифференциальной конденсации пластового газа, которая строится по результатам лабораторных исследований.



16. ГИС – радиоактивные методы; ЯМК; АК	2
17. ГИС – электрические методы; заключение	15
18. Основы интерпретации ГИС	29
19. Карты толщин	53
20. Корреляция разрезов скважин	61
21. Состав и свойства нефти и газа	75
22. Подсчёт запасов УВ	95
23. Классификация запасов и ресурсов УВ	111
24. Подсчётный план	117

Классификация **запасов** и ресурсов 2013 г

Классификация запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов действует с 01.01.2016.

1. Критерий **промышленного освоения** – наличие или отсутствие **утверждённого проектного документа** на разработку. По этому критерию месторождения разделяются на *разрабатываемые* и *разведываемые*.

2. Критерий **степени геологической изученности** – наличие (A, B1, C1) или отсутствие (B2, C2) подтверждения запасов полученными **промышленными притоками** нефти или газа (в колонне).

ЗАПАСЫ

Разрабатываемые месторождения

Неразрабатываемые месторождения

(в разведке)

A

B1

B2

C1

C2

Разбуренные эксплуатационной сеткой скважин. Разрабатываемые

Подготовленные - основной проектный фонд эксплуатационных скважин

Оцененные – зависимый планируемый фонд эксплуатационных скважин

Разведанные

Оцененные

Технологически извлекаемые запасы определяются в соответствии с технологическим проектным документом на разработку (на весь срок разработки месторождения и рентабельный период)

Извлекаемые запасы оцениваются по аналогии

Рентабельно извлекаемые запасы рассчитываются на основе детальных экономических расчетов, определяющих оптимальную схему разработки месторождения

Экономические расчеты включают оценку риска не подтверждения запасов

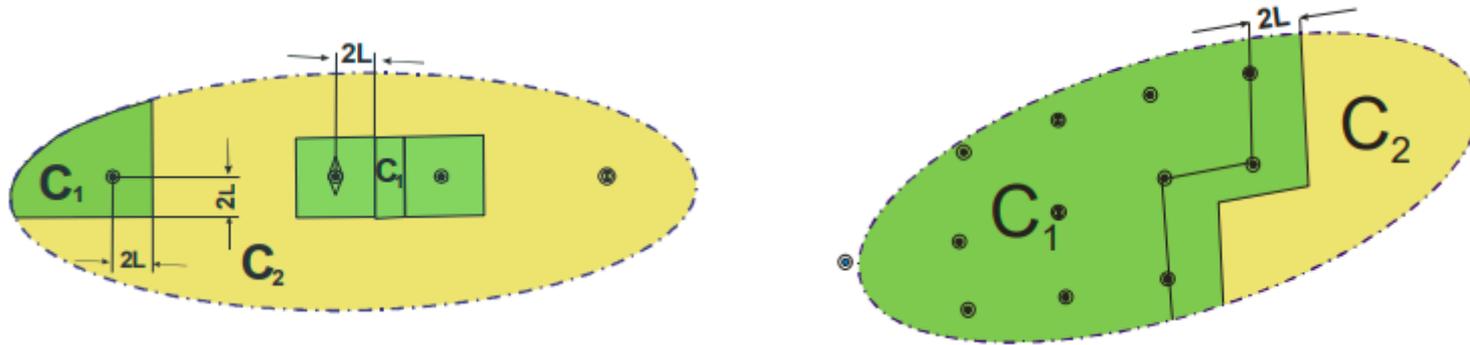
Экспертная экономическая оценка перспектив освоения месторождения

Основа текущего государственного планирования

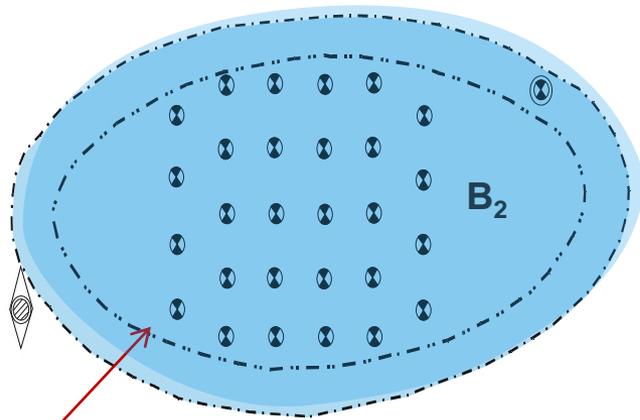
Необходимо государственное регулирование

Примеры выделения категорий запасов

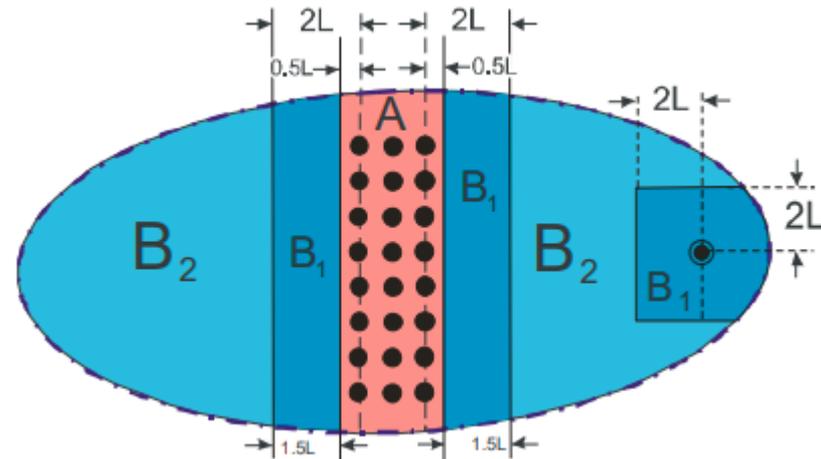
Месторождения, не введенные в разработку



Разрабатываемые месторождения



Транзитные скважины,
пласт не испытан



L – шаг эксплуатационной сетки (расстояние между эксл. скважинами)

Категории запасов

Категория	Характеристика
А	<p>Разбуренные, разрабатываемые. Выделяются и подсчитываются в залежах или их частях, разбуренных эксплуатационной сеткой скважин и разрабатываемых в соответствии с утверждённым проектным документом на разработку месторождений. [Есть проектный документ. Есть промышленный приток. Полностью разбурена.]</p>
В ₁	<p>Разрабатываемые отдельными скважинами. Выделяются и подсчитываются в залежах или их частях, разбуренных поисковыми, оценочными, разведочными, транзитными или углублёнными эксплуатационными скважинами, давшими в колонне промышленные притоки нефти или газа. Разработка планируется в соответствии с утверждённым проектным документом. [Есть проектный документ. Есть промышл. приток. Разбурена отдельными скважинами.]</p>
В ₂	<p>Неразбуренные, оценённые. Выделяются и подсчитываются в залежах или их частях, разбуренных поисковыми, оценочными, разведочными, транзитными или углублёнными эксплуатационными скважинами. Наличие запасов обосновано данными геологических и геофизических исследований (...). Разработка планируется в соответствии с утверждённым проектным документом. [Есть проектный документ. Нет промышленного притока.]</p>
С ₁	<p>Разведанные. Выделяются и подсчитываются в залежах или их частях, разбуренных поисковыми, оценочными, разведочными скважинами, давшими в колонне промышленные притоки нефти или газа. [Нет проектного документа. Есть промышленный приток.]</p>
С ₂	<p>Оценённые. Запасы залежей или частей залежей разведываемых месторождений, наличие которых (запасов) обосновано данными геологических и геофизических исследований (...). [Нет проектного документа. Нет промышленного притока.]</p>

Категории **ресурсов**

Ресурсы углеводородов – количество нефти, газа и конденсата, наличие которых в **не вскрытых бурением** ловушках **прогнозируется** по результатам геологических и геофизических (и геохимических) исследований.

Критерием выделения категорий ресурсов является **степень изученности** геологического строения и нефтегазоносности участка недр по площади и разрезу параметрическим, разведочным и поисковым бурением, геофизическими, геохимическими и другими видами региональных и поисково-разведочных работ.

Категория	Характеристика
D_0	Подготовленные. Выделяются на подготовленных к поисковому бурению ловушках в районах с доказанной промышленной нефтегазоносностью.
$D_{л}$	Локализованные. Оцениваются по возможно продуктивным пластам в ловушках, выявленных по результатам поисковых геологических и геофизических исследований в пределах районов с доказанной промышленной нефтегазоносностью.
D_1	Перспективные. Ресурсы нефти, газа и конденсата литолого-стратиграфических горизонтов и комплексов с доказанной промышленной нефтегазоносностью в пределах крупных региональных структур первого порядка.
D_2	Прогнозируемые. Ресурсы нефти, газа и конденсата литолого-стратиграфических комплексов, оцениваемые в пределах крупных региональных структур первого порядка, промышленная нефтегазоносность которых ещё не доказана, но предполагается.

«Суть» классификации запасов и ресурсов 2016 г



16. ГИС – радиоактивные методы; ЯМК; АК	2
17. ГИС – электрические методы; заключение	15
18. Основы интерпретации ГИС	29
19. Карты толщин	53
20. Корреляция разрезов скважин	61
21. Состав и свойства нефти и газа	75
22. Подсчёт запасов УВ	95
23. Классификация запасов и ресурсов УВ	111
24. Подсчётный план	117

Подсчётный план

Подсчётный план – основной графический документ, составляющийся при подсчёте запасов и включающий следующие графические и табличные материалы:

1. **Структурная карта** по кровле пласта-коллектора.
2. **Карта** эффективных нефте(газо)насыщенных **толщин** (и «просто» эффективных).
3. Таблица с **подсчётными параметрами** и **запасами** УВ. (Запасы по категориями и по зонам **ЧНЗ, ВНЗ, ЧГЗ, ГВЗ, ГНЗ, ГНВЗ** подсчитываются отдельно. При повторном ПЗ должно быть представлено сопоставление новых значений с ранее утверждёнными.)
4. Таблица результатов опробования и **испытаний скважин**.
5. **Геологический профиль**.
6. **Обзорная карта** (населённые пункты, соседние месторождения, дороги и пр.).
7. Компактные планшеты ГИС по вновь пробуренным скважинам (не всегда).
8. Структурная карта по подошве коллектора для пластовых залежей (не всегда).
9. **«Этикетка»** справа внизу (название документа, год, организация, исполнитель).

На картах (кроме обзорной) должны быть нанесены:

- 1) все **скважины**, вскрывшие данный пласт, с **абс. отметками** кровли (или подошвы) коллектора, значениями эффективной и эфф-й нефте(газо)насыщенной **толщин**;
- 2) внешние и внутренние **контуры ВНК, ГНК, ГВК**;
- 3) линии тектонических **нарушений, замещений и выклиниваний** коллектора;
- 4) **границы категорий запасов**;
- 5) границы лицензионного участка.

Пример подсчётного плана (Соровское НМ)



Структурная карта



Карта толщин

Таблица запасов

Эквив.	Залежь	Категория залежи	Тип	F тыс.м ³		h м		V тыс.м ³		ш доли		b доли		ρ г/см ³		θ доли		КИН	Газовый фактор, м ³ /т	Начальные запасы нефти		Начальные запасы растворенного газа		Изменение запасов нефти по сравнению с состоянием на 01.01.2005		Изменение запасов газа по сравнению с состоянием на 01.01.2005		
				геологические	извлекаемые	геологические	извлекаемые	геологические	извлекаемые	геологические	извлекаемые	геологические	извлекаемые	геологические	извлекаемые	геологические	извлекаемые			геологические	извлекаемые							
Итого по ВОЗ	С1	ВНЗ	4	000	7.0	27 909	0.22	0.52	0.894	0.904	0.320	30	2 580	826	77	25	2 580	826	77	25	25	25	25	25	25	25	25	25
В том числе по ВОЗ	С2	ВНЗ	27	538	2.7	73 816	0.22	0.52	0.894	0.904	0.320	30	6 825	2 184	205	66	6 825	2 184	205	66	66	66	66	66	66	66	66	66
	С1+С2	ВНЗ	31	538		101 725							9 405	3 010	282	91	9 405	3 010	282	91	91	91	91	91	91	91	91	91
	С1	ВНЗ	786		7.3	5 764	0.22	0.52	0.894	0.904	0.320	30	533	171	16	5												
	С2	ВНЗ	3 529		3.1	10 818	0.22	0.52	0.894	0.904	0.320	30	1 000	320	30	10												

Сводная таблица подсчетных параметров, запасов нефти и растворенного газа по пласту АС₁₀ Соровского месторождения по состоянию на 01.10.2010 г.

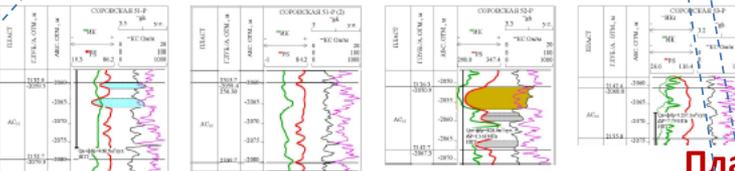
Результаты испытаний скважин

Мон. обозн. скваж.	Глубина, м	Испытание скважины, м	Испытание скважины, м	Давление, МПа		Проницаемость, мДт
				в скважине	в пласте	
41	2000	2000	2000	10.0	10.0	1000
51	2000	2000	2000	10.0	10.0	1000
52	2000	2000	2000	10.0	10.0	1000

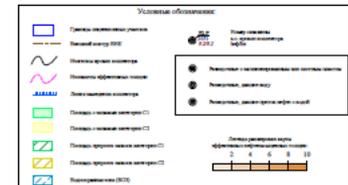
Состояние изученности по пласту АС₁₀

№ скваж.	Тип скважины	% изученности		Глубина, м	Диаметр, мм	Проницаемость, мДт
		по глубине	по диаметру			
1	Испытание скважины	100	100	2000	100	1000

Планшеты



Условные обозначения



Изменение запасов

Эквив.	Залежь	Категория залежи	Тип	F тыс.м ³		h м		V тыс.м ³		ш доли		b доли		ρ г/см ³		θ доли		КИН	Газовый фактор, м ³ /т	Начальные запасы нефти		Начальные запасы растворенного газа		Изменение запасов нефти по сравнению с состоянием на 01.01.2005		Изменение запасов газа по сравнению с состоянием на 01.01.2005		
				геологические	извлекаемые	геологические	извлекаемые	геологические	извлекаемые	геологические	извлекаемые	геологические	извлекаемые	геологические	извлекаемые	геологические	извлекаемые											
Итого по ВОЗ	С1	ВНЗ	4	000	7.0	27 909	0.22	0.52	0.894	0.904	0.320	30	2 580	826	77	25	2 580	826	77	25	25	25	25	25	25	25	25	
В том числе по ВОЗ	С2	ВНЗ	27	538	2.7	73 816	0.22	0.52	0.894	0.904	0.320	30	6 825	2 184	205	66	6 825	2 184	205	66	66	66	66	66	66	66	66	66
	С1+С2	ВНЗ	31	538		101 725							9 405	3 010	282	91	9 405	3 010	282	91	91	91	91	91	91	91	91	
	С1	ВНЗ	786		7.3	5 764	0.22	0.52	0.894	0.904	0.320	30	533	171	16	5												
	С2	ВНЗ	3 529		3.1	10 818	0.22	0.52	0.894	0.904	0.320	30	1 000	320	30	10												

Результаты испытаний скважин

Состояние изученности (приводится не всегда)

Условные обозначения

Название документа, год, организация, исполнитель

Сводная таблица подсчетных параметров, запасов нефти и растворенного газа по пласту АС₁₀ Соровского месторождения по состоянию на 01.10.2010 г.

Пласт	Залежь	Категория запасов	Зона	ПОДСЧЕТНЫЕ ПАРАМЕТРЫ								КИН	Газовый фактор, м ³ /т	Начальные запасы нефти		Начальные запасы растворенного газа		Изменение запасов нефти по сравнению с состоянием на 01.01.2005		Изменение запасов газа по сравнению с состоянием на 01.01.2005		
				F тыс.м ³	h м	V тыс.м ³	ш доли	b доли	ρ г/см ³	θ доли	геологические тыс.т			извлекаемые тыс.т	геологические млн.м ³	извлекаемые млн.м ³	геологические тыс.т	извлекаемые тыс.т	геологические млн.м ³	извлекаемые млн.м ³		
				1	2	3	4	5	6	7	8			9	10	11	12	13	14	15	16	17
Восточно-Вуемский ЛУ, лицензия ХМН №14537 НР																						
АС ₁₀	Итого по пласту	С ₁	ВНЗ	4 000	7.0	27 909	0.22	0.52	0.894	0.904	0.320	30	2 580	826	77	25	2 580	826	77	25	25	25
		С ₂	ВНЗ	27 538	2.7	73 816	0.22	0.52	0.894	0.904	0.320	30	6 825	2 184	205	66	6 825	2 184	205	66	66	66
		С ₁ +С ₂	ВНЗ	31 538		101 725								9 405	3 010	282	91	9 405	3 010	282	91	91
	В том числе по ВОЗ	С ₁	ВНЗ	786	7.3	5 764	0.22	0.52	0.894	0.904	0.320	30	533	171	16	5						
С ₂		ВНЗ	3 529	3.1	10 818	0.22	0.52	0.894	0.904	0.320	30	1 000	320	30	10							

Пример таблицы подсчёта запасов

Обычно приводятся
также КИН и НИЗ

Продуктивный горизонт	Залежь	Категория запасов	Зона	Площадь нефтеносности, тыс. м ²	Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	Объем нефтенасыщенных пород, тыс. м ³	Коэффициенты			Плотность нефти, г/см ³	Начальные геологические запасы нефти, тыс. т	Газовый фактор, м ³ /т	Начальные геологические запасы раствор. газа, млн. м ³
							Пористости, доли ед.	нефтенасыщенности, доли ед.	пересчетный, доли ед.				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Ю ₁ ¹	основная	В	ЧНЗ	2361.5	8.23	19431	0.169	0.667	0.830	0.831	1511.0	88.9	134
			ВНЗ	18.11	7.91	143	0.166	0.509	0.830	0.831	8.0	88.9	0.7
			ЧНЗ+ВНЗ	2379.61	8.23	19574	0.169	0.666	0.830	0.831	1519.0	88.9	135
		С ₁	ЧНЗ	19088.2	3.34	63672	0.189	0.702	0.830	0.831	5827.0	88.9	518
			ВНЗ	6542.72	1.56	10208	0.166	0.509	0.830	0.831	595.0	88.9	53
			ЧНЗ+ВНЗ	25630.92	2.88	73881	0.187	0.675	0.830	0.831	6422	88.9	571
	в т.ч. нераспр. фонд	С ₁	ЧНЗ	2130.76	2.70	5753	0.189	0.702	0.830	0.831	526.0	88.9	47
			ВНЗ	4344.81	1.10	4779	0.166	0.509	0.830	0.831	279.0	88.9	25
			ЧНЗ+ВНЗ	6475.57	1.63	10532	0.187	0.675	0.830	0.831	805	88.9	72
	в пределах ЛУ	В+С ₁	ЧНЗ	19318.9	4.00	77350.0	0.184	0.694	0.830	0.831	6812.0	88.9	606
			ВНЗ	2216.0	2.51	5572.1	0.166	0.509	0.830	0.831	324.0	88.9	29
			ЧНЗ+ВНЗ	21535	3.85	82922	0.183	0.682	0.830	0.831	7136	88.9	634
	Всего по пласту:	В+С ₁	ЧНЗ	21449.7	3.87	83103	0.184	0.694	0.830	0.831	7338.0	88.9	652
			ВНЗ	6560.83	1.58	10351	0.166	0.509	0.830	0.831	603.0	88.9	54
			ЧНЗ+ВНЗ	28010.53	3.34	93454	0.183	0.682	0.830	0.831	7941	88.9	706
	в т.ч. нераспр. фонд	В+С ₁	ЧНЗ	2130.76	2.70	5753	0.184	0.694	0.830	0.831	507.0	88.9	45
			ВНЗ	4344.81	1.10	4779	0.166	0.509	0.830	0.831	279.0	88.9	25
			ЧНЗ+ВНЗ	6475.57	1.63	10532	0.183	0.682	0.830	0.831	786.0	88.9	70
в пределах ЛУ	В+С ₁	ЧНЗ	19318.94	4.00	77350	0.184	0.694	0.830	0.831	6831.0	88.9	607	
		ВНЗ	2216.02	2.51	5572	0.166	0.509	0.830	0.831	324.0	88.9	29	
		ЧНЗ+ВНЗ	21534.96	3.85	82922	0.183	0.682	0.830	0.831	7155	88.9	636	
Всего по месторождению	В	ЧНЗ+ВНЗ	-	-	-	-	-	-	-	1519.0	-	135	
	С ₁	ЧНЗ+ВНЗ	-	-	-	-	-	-	-	6422.0	-	571	
	В+С ₁	ЧНЗ+ВНЗ	-	-	-	-	-	-	-	7941.0	-	706	
в т.ч. нераспр. фонд	В+С ₁	ЧНЗ+ВНЗ	-	-	-	-	-	-	-	786.0	-	70	
в пределах л.у.	В+С ₁	ЧНЗ+ВНЗ	-	-	-	-	-	-	-	7136.0	-	634	

Пример таблицы испытаний скважин

№№ скв.	Индекс пласта	Интервал испытания, м абс. отметка, м	Диаметр штуцера, мм; динам. уровень, м	Дебит, м ³ /сут			Примечание
				нефти	воды	газа	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Ю ₁ ¹	<u>2683.0-2691.0</u> 2604.3-2612.3	ИП	22.1	-		
			2	5.1	-		
	<u>2682.0-2686.0</u> 2603.3-2607.3	1	2.2	-	0.088		
		2	4.8	-	0.145		
		3	8.1	-	0.262		
		3-к	8.1	-	0.246		
2	Ю ₁ ¹	<u>2711.0-2729.0</u> 2628.9-2646.9	ИП	«СУХО»			Ликвидирова на
3	Ю ₁ ¹	<u>2686.0-2703.6</u> 2602.3-2619.9		56.9	-		6 мм штуцер
		<u>2696.0-2701.0</u> 2612.3-2617.3	3	13.2	-	0.571	
			4	16.8	-	1.350	
			5	26.0	-	2.120	
			6	35.0	-	3.142	
			КВД	-	-	-	
		УК	19.0	-	1.387		
		<u>2696.0-2701.0</u> 2612.3-2617.3	3	12.0	-	0.900	
			4	15.5	-	1.178	
			КВД	-	-	-	
4	Ю ₁ ¹	<u>2757.0-2762.0</u> 2613.4-2618.4	3	18.6	-	-	5 мм штуцер
			4	26.4	-	-	-
			5	35.0	-	-	-
			КВД	-	-	-	-
			4	27.0	-	-	-
6	Ю ₁ ¹	<u>2803.0-2805.0</u> 2662.2-2664.2	Нд-1269м	«СУХО»			-