

ВЫДЕЛЕНИЕ КОЛЛЕКТОРОВ

Определение пористости

Определение нефтенасыщенности

ВЫДЕЛЕНИЕ КОЛЛЕКТОРОВ

По морфологии порового пространства коллекторы делятся на поровые (межзерновые, гранулярные), трещинные, каверновые и смешанные (порово-трещинно-каверновые). Наименования последних варьируют в зависимости от вклада отдельных видов пустот в общие емкость и проницаемость коллектора.

КОЛЛЕКТОРЫ НЕФТИ И ГАЗА

«НЕФТЬ ПРОПИТЫВАЕТ ГОРНЫЕ ПОРОДЫ ПОДОБНО ТОМУ, КАК ВОДА ПРОПИТЫВАЕТ ГУБКУ»

Д. И. Менделеев

Коллекторами называются горные породы, обладающие способностью вмещать нефть и газ и отдавать их при разработке.

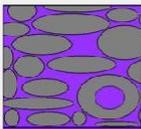
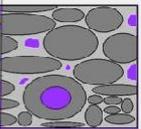
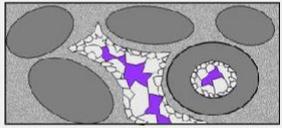
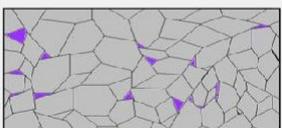
ТИПЫ КОЛЛЕКТОРОВ

Поровый

Каверновый

Трещинный

Комбинированный

		Первичные: А – аккумуляционный; Б – хомогенно-аккумуляционный
		Унаследованного выщелачивания
		Остаточные после вторичного минералообразования
		Перекристаллизации и доломитизации
		Выщелачивания А – перекристаллизованных и доломитизированных участков Б – выщелачивания вблизи трещин



Каверны отличаются от пор только размером, величина которого позволяет жидкости вытекать из породы под действием собственного веса

**Типичные коллекторы:
Песчаники, алевролиты,
известняки**

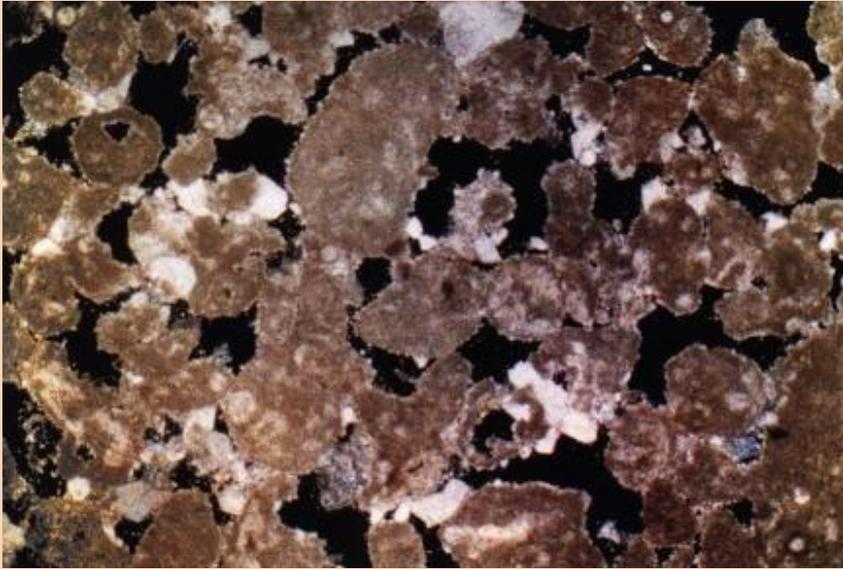
Большинство терригенных и карбонатных коллекторов поровые.

Трещинные коллекторы характерны для плотных низкопористых пород, прежде всего для карбонатных, частично - для вулканогенных и редко - для терригенных.

Трещинным является также коллектор, представленный битуминозными аргиллитами, нефть и газ в которых содержатся в трещинах и пространстве между "листочками" аргиллита.

Трещинно-каверновый и порово-трещинно-каверновый коллекторы типичны для карбонатных, а также для вулканогенных отложений и практически не встречаются в терригенных породах.

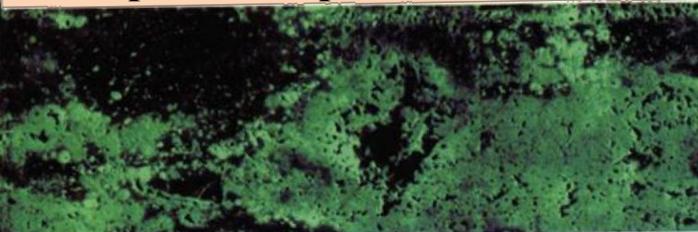
КОЛЛЕКТОРЫ НЕФТИ И ГАЗА



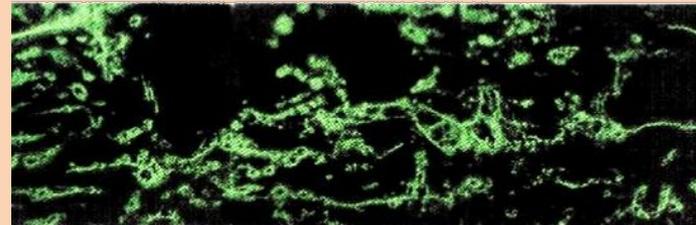
Пример коллектора порового типа.

Ардалинское нефтяное месторождение.
Верхнедевонско-турнейский
нефтегазоносный комплекс
(фото шлифа, николи ⊥)

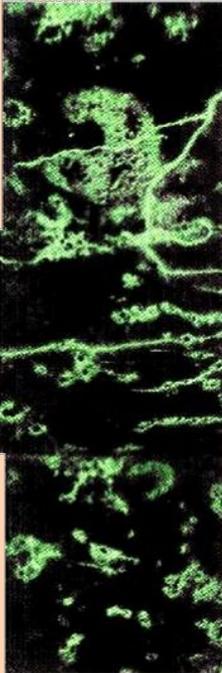
Пример коллектора
порово-кавернового типа.



Пример коллектора
порово-трещинного типа.



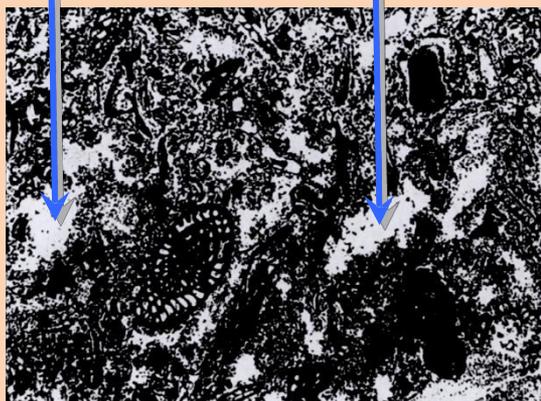
Нефтяное месторождение Северное Хоседаю. Верхнедевонский отдел.
(фотографии кубиков керна, пропитанных люминофором, при
ультрафиолетовом освещении)



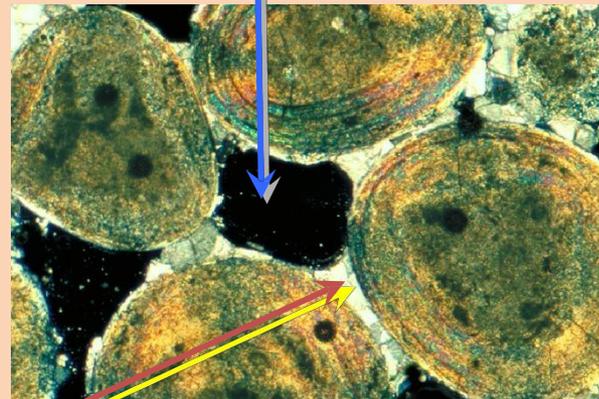
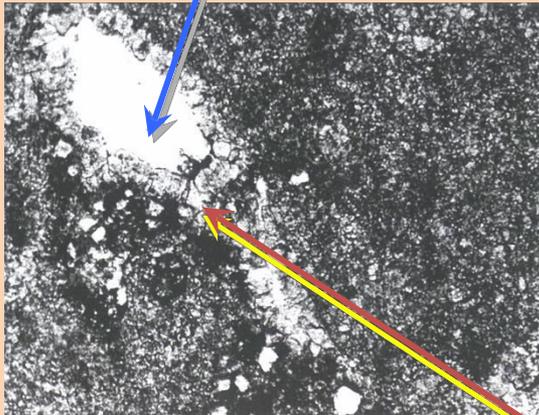
КОЛЛЕКТОРЫ НЕФТИ И ГАЗА

УНАСЛЕДОВАННОЕ ВЫЩЕЛАЧИВАНИЕ

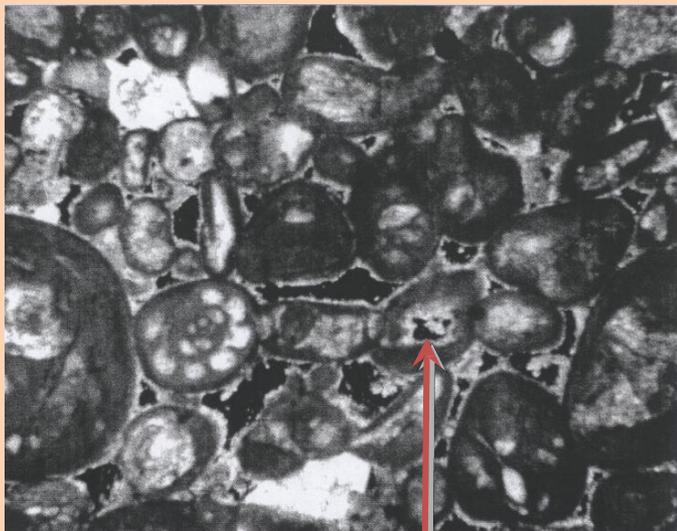
Унаследованного межформенного
выщелачивания



Унаследованного межформенного выщелачивания
после вторичного минералообразования



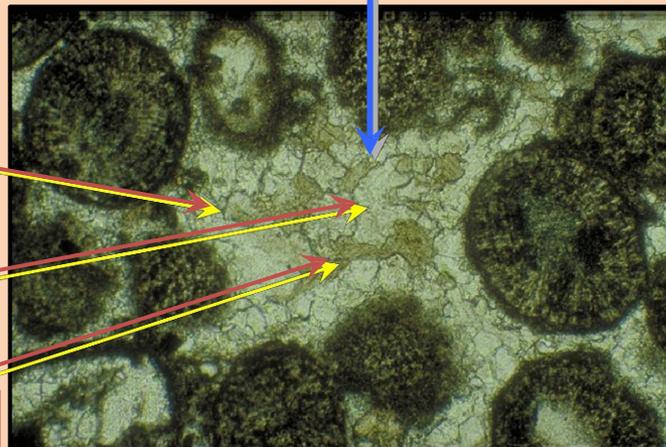
Вторичный кальцит



Внутриформенног

о

Палеопора унаследованного
межформенного выщелачивания

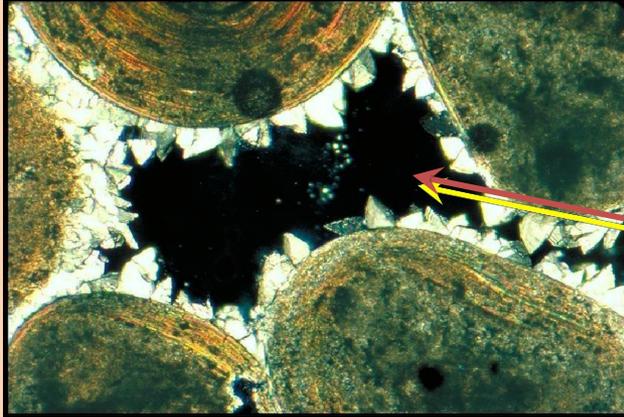


Вторичный
кальцит первой
генерации

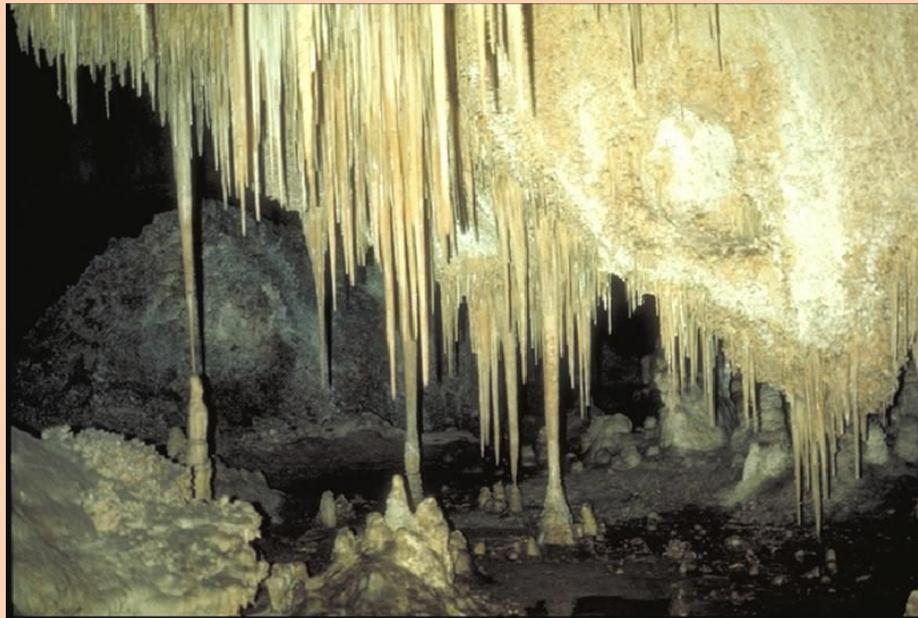
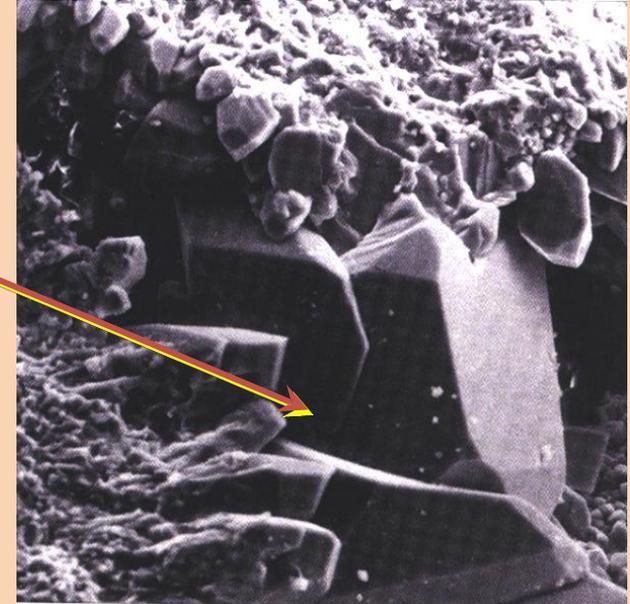
Вторичный
кальцит третей
генерации

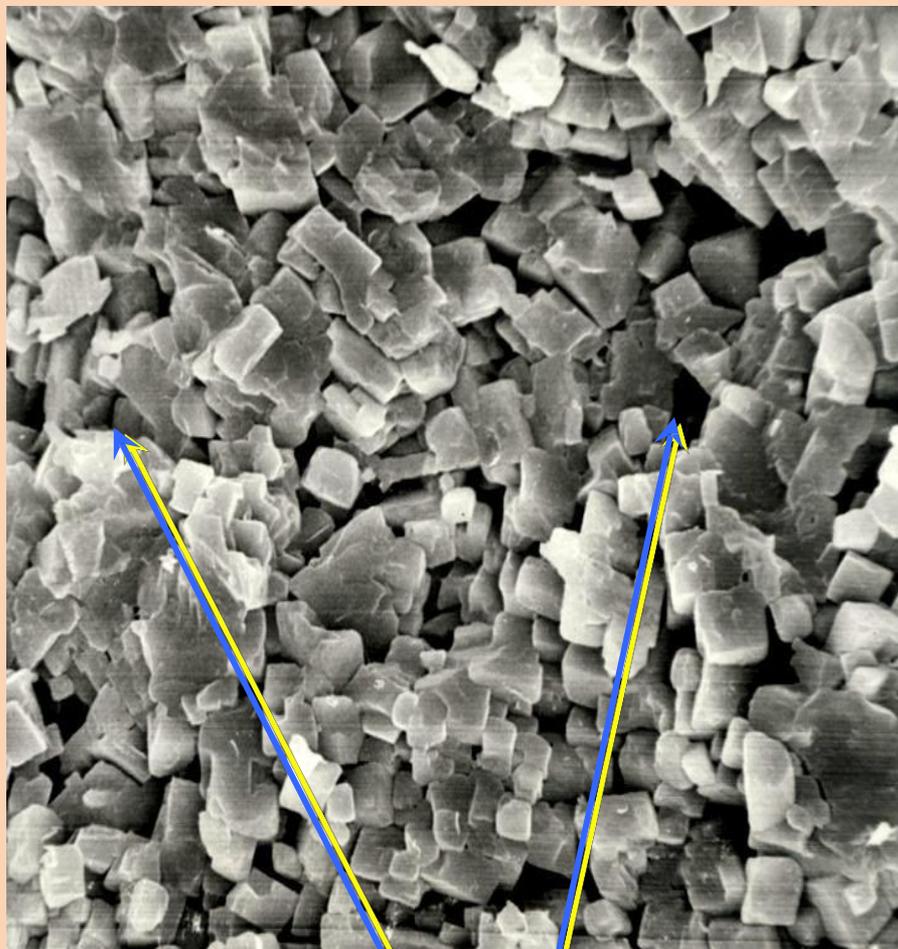
Вторичный
кальцит
второй
генерации

ОСТАТОЧНЫЕ ПОСЛЕ ВТОРИЧНОГО МИНЕРАЛООБРАЗОВАНИЯ (*Кальцитизации*)



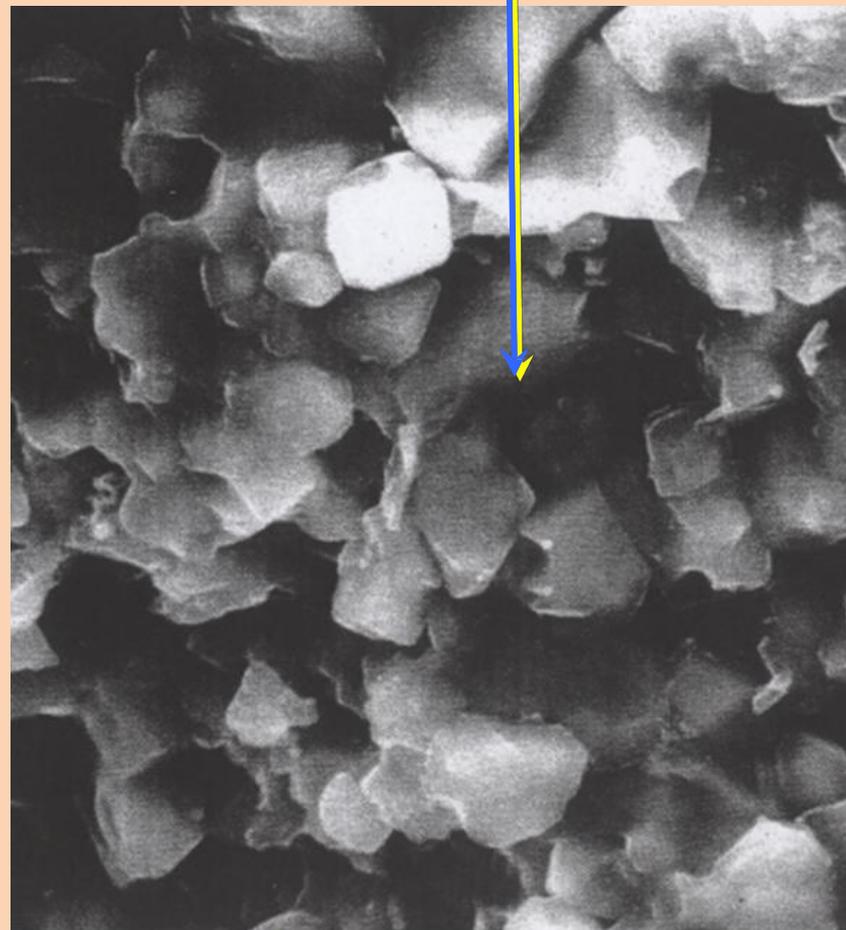
Остаточные после
кальцитизации





Поры перекристаллизации

**Поры выщелачивания
перекристаллизованных
участков**



По характеру смачиваемости поверхности твердой фазы различают коллекторы гидрофильные, гидрофобные и частично гидрофобные. У последних лишь часть поверхности твердой фазы избирательно смачивается водой.

Для выделения коллекторов в разрезах скважин по материалам ГИС можно использовать:

- **прямые признаки, основанные на результатах непосредственного опробования и гидродинамических исследований** пластов приборами на кабеле (ОПК, ГДК);
- **прямые качественные признаки, основанные на проникновении фильтрата в пласт** (кавернометрия, микрокаротаж, изменения сопротивлений пластов по каротажу БКЗ, БМК-БК-ИК);

Для выделения коллекторов в разрезах скважин по материалам ГИС можно использовать:

- **косвенные количественные критерии, основанные на граничных значениях различных геофизических параметров (и прежде всего связанных с проницаемостью).**

Узловым этапом при выделении коллекторов по косвенным количественным критериям является обоснование величин геофизических параметров, соответствующих нижнему пределу коллектора. Граничные величины геофизических параметров устанавливаются отдельно для газо-, нефте- и водонасыщенных пластов.

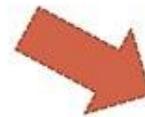
Выделение коллекторов нефти и газа по данным ГИС

2

Различают 2 группы признаков для выделения коллекторов:

- качественные
- количественные

Качественные признаки



Прямые качественные признаки:

- ✓ сужение диаметра скважины ($d_c < d_{ном}$);
- ✓ наличие положительных приращений на микрозондах;
- ✓ радиальный градиент сопротивлений;
- ✓ изменение во времени показаний различных методов ГИС.

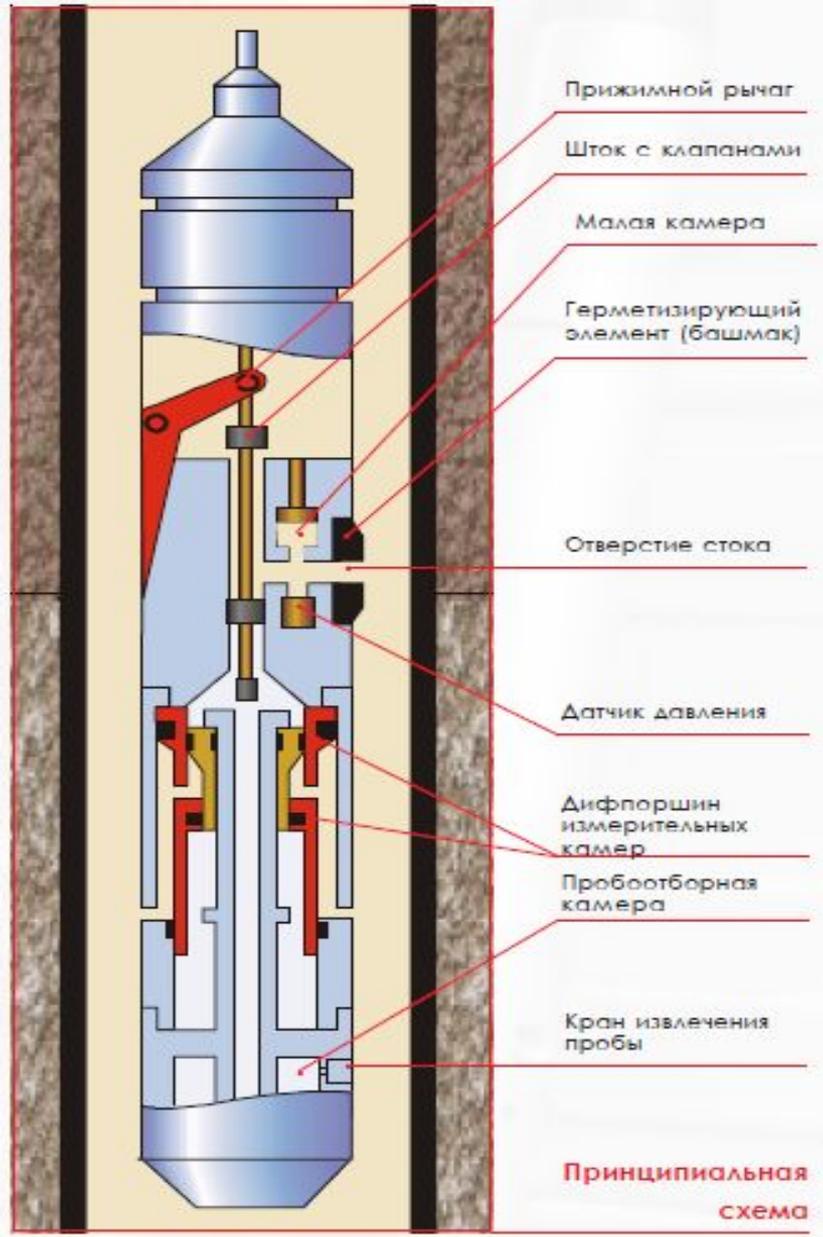
Косвенные качественные признаки:

- ✓ аномалии на кривой метода ПС;
- ✓ низкие показания ГМ;
- ✓ увеличенное затухание Р и S - волн;
- ✓ $ИСФ > ИСФ_{фон} \approx 1 - 3\%$.

ОПРОБОВАНИЕ ПЛАСТОВ

Метод ГДК – ОПК более известен под названием “Опробование пластов” и применяется в необсаженных скважинах на всех этапах и стадиях поиска, разведки и эксплуатации нефтегазовых месторождений и за рубежом включен в обязательный комплекс ГИС. Под ОПК подразумевается одноразовый отбор пробы из пласта, с ее герметизацией и доставкой на поверхность, под ГДК - многоразовый в пределах одного спуска отбор ограниченных по объему проб из различных участков разреза с целью определения пластового давления и проницаемости пород.

ОПРОБОВАНИЕ ПЛАСТОВ



Принципиальная схема прибора
ГДК – ОПК

Прямые качественные признаки являются наиболее надежным способом выделения коллекторов. Они основаны на доказательстве подвижности пластовых флюидов. Таким доказательством является установление факта наличия проникновения в пласты фильтрата ПЖ и формирования (или расформирования) зон проникновения; эти факты в большинстве случаев являются достаточным признаком коллектора.

Признаками проникновения по данным ГИС являются:

- сужение диаметра скважин, зафиксированное на кривой кавернометрии, вследствие образования глинистой или шламовой корки;
- радиальный градиент сопротивлений, измеренных зондами с разной глубиной исследований;
- изменение показаний методов ГИС, выполненных по специальным методикам и фиксирующих формирование или расформирование зоны проникновения.

Прямые качественные признаки выделения коллекторов

- Наличие глинистой (шламовой) корки
- Наличие положительных приращений на кривых микрокаротажа
- Наличие радиального градиента сопротивлений

Методы получения прямых признаков

- Повторные измерения сопротивлений
- Повторные измерения ГК при принудительном задавливании в пласты индикаторной (меченой) жидкости, содержащей растворенные вещества с повышенной естественной радиоактивностью,
 - методика "ГК-активация-ГК"

Прямые качественные признаки выделения коллекторов

Методы получения прямых признаков

Повторные измерения НК при задавливании в пласты жидкости,
содержащей вещества с высоким сечением поглощения нейтронов,
-методика "НК-активация-НК"

Выделение коллекторов в разрезах скважин, бурящихся с применением ПЖ на нефтяной основе

Выделение коллекторов по повторным замерам ПС при цементных заливках

Выделение коллекторов по данным ГИС, выполняемых в обсаженных скважинах

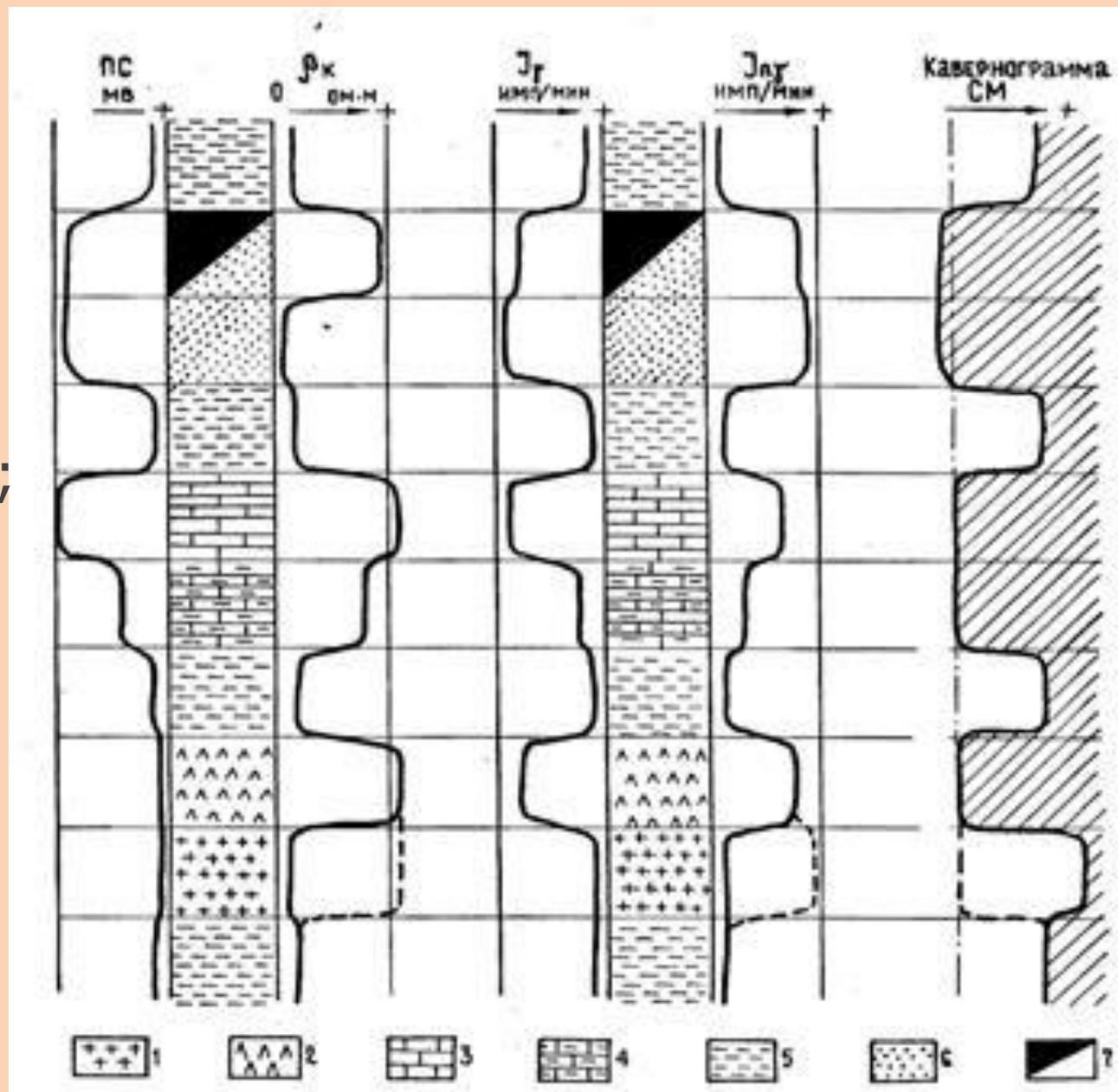
Интерпретация данных ГИС

Последовательность качественной интерпретации:

- Визуальный анализ диаграмм
- Выделение пластов и определение их границ
- Качественная оценка литологического состава пород
- Выделение проницаемых пластов-коллекторов
- Качественная оценка характера насыщения пласта (вероятный тип флюида)

Характеристика различных горных пород по конфигурации кривых ГИС

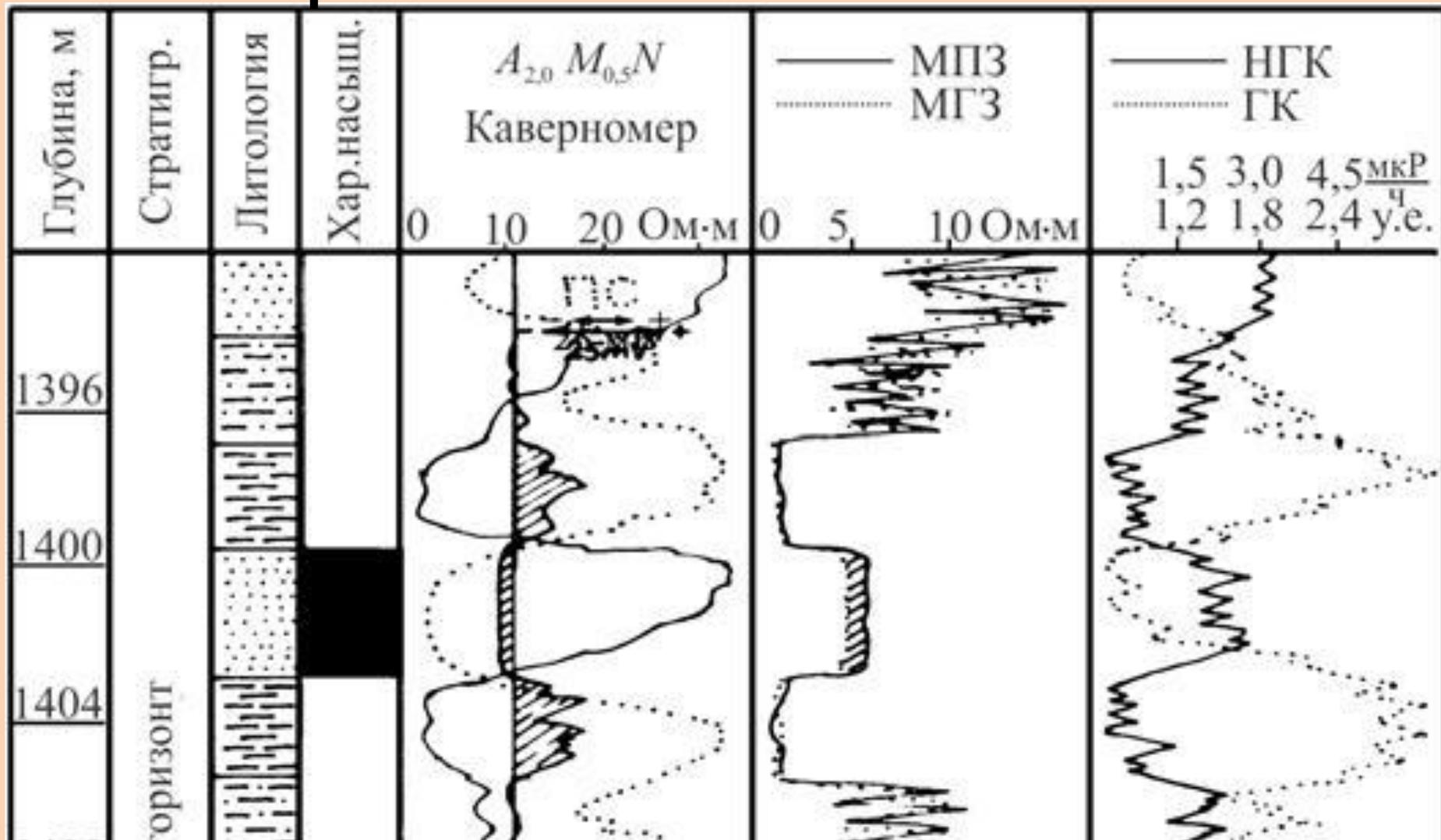
- 1 – соль;
- 2 – ангидрит;
- 3 – известняк или доломит плотный;
- 4 – известняк или доломит глинистые;
- 5 – глинистая порода;
- 6 – песчаник;
- 7 – нефтенасыщенный коллектор



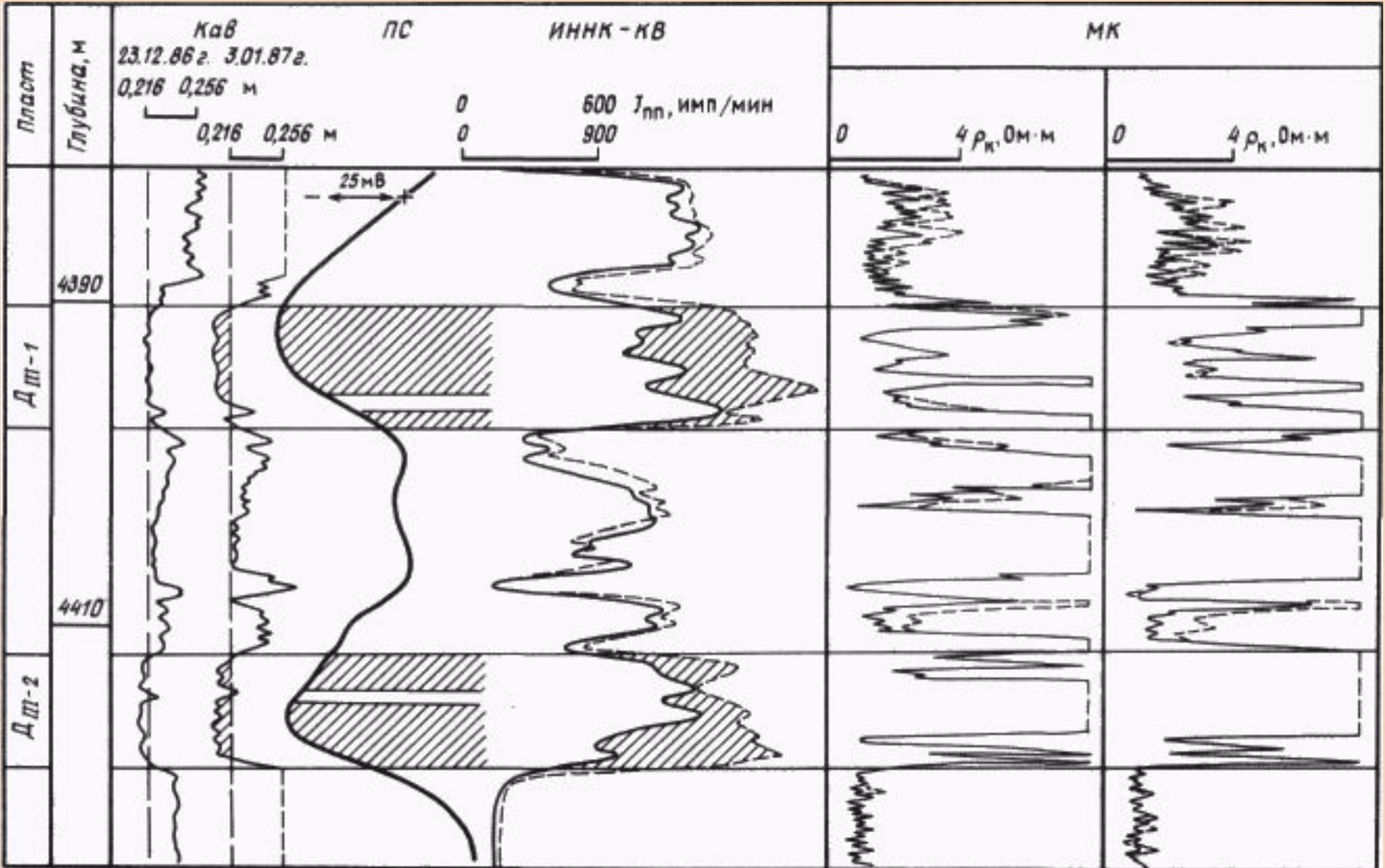
Косвенные качественные признаки обычно сопутствуют прямым признакам и характеризуют породы, которые по своим емкостным свойствам и чистоте минерального скелета могут принадлежать к коллекторам. К этим признакам относятся:

- аномалии на кривой самопроизвольной поляризации ПС (отрицательные, если удельное сопротивление ПЖ больше сопротивления пластовой воды, и положительные при их обратном соотношении);
- низкие показания на кривой гамма-каротажа (ГК);
- показания ядерно-магнитного каротажа (ЯМК), превышающие фоновые;
- затухание упругих волн, создаваемое трещинами и кавернами, при акустическом каротаже.

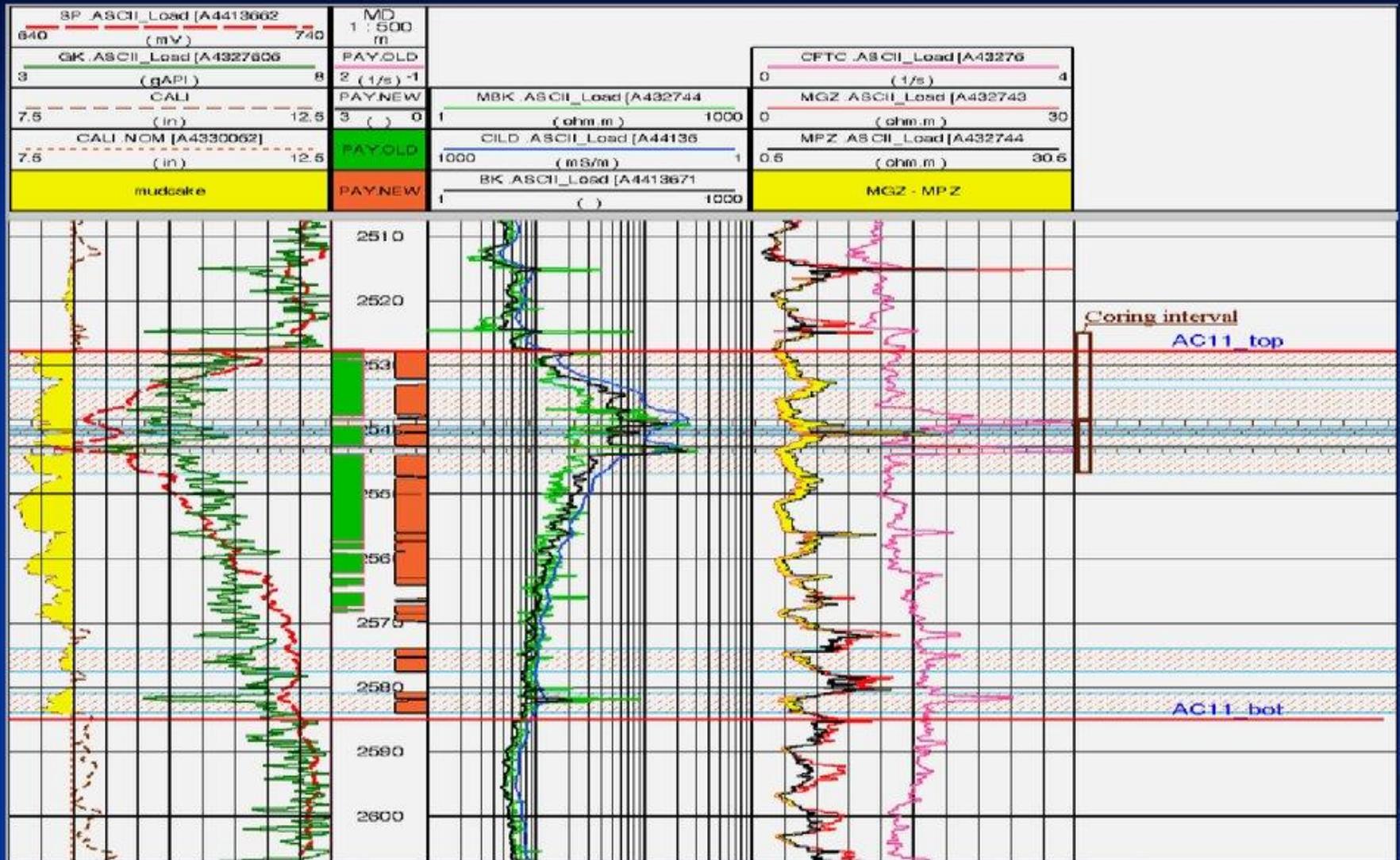
Выделение коллекторов



Выделение коллекторов



Выделение коллекторов и определение типа насыщения



Методы глинистости
(СП-красный, ГК-зеленый)

Методы сопротивления
(ИК-синий, БК-черный)

Метод пористости
(НК-фиолетовый)

← Уменьшение глинистости в коллекторах

Увеличение сопротивления в коллекторах →

Увеличение пористости в коллекторах →

Использование данных ГТИ для выделения коллекторов

При вскрытии коллектора происходит резкое изменение механической скорости бурения (обычно в сторону увеличения) и наблюдаются поглощение ПЖ или приток в скважину пластового флюида.

Песчано-глинистые коллекторы, залегающие на относительно небольшой глубине (до 2,5 - 3 км), практически всегда уверенно выделяются по скорости бурения. Для них характерны незначительные поглощения ПЖ с быстрым снижением интенсивности поглощения. При вскрытии коллектора очень часто отмечается снижение давления в нагнетательной линии.

Повышение газопоказаний, соответствующее с учетом времени отставания моменту вскрытия коллектора, является дополнительным важным признаком коллектора.

Диагностика наличия коллектора в том или ином интервале разреза по данным обязательных методов ГТИ проводится с использованием интерпретационного кода

Номер	Наименование	Изменение значения параметра, баллы			
		нет	слабое	среднее	сильное
1	Механическая скорость бурения	0	1	2	3
2	Изменение расхода или объема ПЖ	0	1	2	3
3	Газосодержание ПЖ	0	1	2	3
4	Люминисценция шлама	0	1	2	3
5	Пористость пород	0	1	2	3

При сумме баллов (0 - 3) - объект неперспективный в отношении наличия коллектора; (4 - 6) - невозможность выдачи по имеющейся информации заключения о наличии коллектора; (7 - 10) - вероятный коллектор; (10 -14) - коллектор; (13 -15) - коллектор с высокими емкостными свойствами.

Наиболее надежно выделение коллекторов реализуется с использованием прямых качественных признаков. При отсутствии информации для этого выделение коллекторов реализуется на статистическом уровне с использованием количественных критериев коллектора. Основными причинами отсутствия информации для выделения коллекторов по прямым признакам являются следующие:

- отсутствие в выполненном комплексе ГИС диаграмм методов, по которым устанавливается проникновение фильтрата ПЖ в пласт (МК, каверномер, БК+БМК, многозондовые БК, ИК, ВИКИЗ и др.); в абсолютном большинстве регионов в эксплуатационных скважинах эти диаграммы не записывают;
- плохое качество диаграмм вышеназванных методов;
- бурение скважин на токонепроводящих, малофильтрующихся или высокоминерализованных ПЖ;
- бурение скважин на равновесии.

Интерпретация данных ГИС

Последовательность количественной интерпретации:

- Определение литологического состава пород
- Определение глинистости
- Определение общей и эффективной пористости
- Коррекция пористости за глинистость
- Определение водонасыщенности
- Прогнозирование проницаемости

Выделение коллекторов

Выделение коллекторов с использованием количественных критериев основано на следующих предпосылках:

1) в исследуемом разрезе породы-коллекторы отличаются от вмещающих пород-неколлекторов значениями фильтрационно-емкостных свойств, а следовательно, и значениями геофизических характеристик, отражающих эти свойства;

2) граница между коллекторами и неколлекторами на статистическом уровне характеризуется граничными значениями **фильтрационно-емкостных (проницаемость $K_{np,gr}$, пористость $K_{n,gr}$, глинистость $K_{gl,gr}$, относительная глинистость $\dot{\eta}_{gl,gr}$ и др.)** или геофизических (относительная амплитуда $\alpha_{nc,gr}$, интервальное время Δt_{gr} , объемная плотность σ_{gr} , двойной разностный параметр $\Delta J_{y,gr}$, $\Delta J_{nn,gr}$, $\Delta J_{ny,gr}$ и др.) характеристик.

Выделение коллекторов проводят сравнением измеренных значений фильтрационно-емкостных или геофизических характеристик с найденными граничными значениями.

Выделение коллекторов

При использовании в качестве основного критерия результатов испытаний пластов граничные значения выбранных параметров (K_n , Δt , α_{nc} и др.) получают по точкам пересечения интегральных функций распределения усредненных значений этих параметров (например, пористости) для объектов, давших притоки и бесприточных.

Важнейшими исследованиями,
необходимыми для получения зависимостей
и граничных значений пористости
выделенных коллекторов являются
лабораторные исследования керна

Пористость

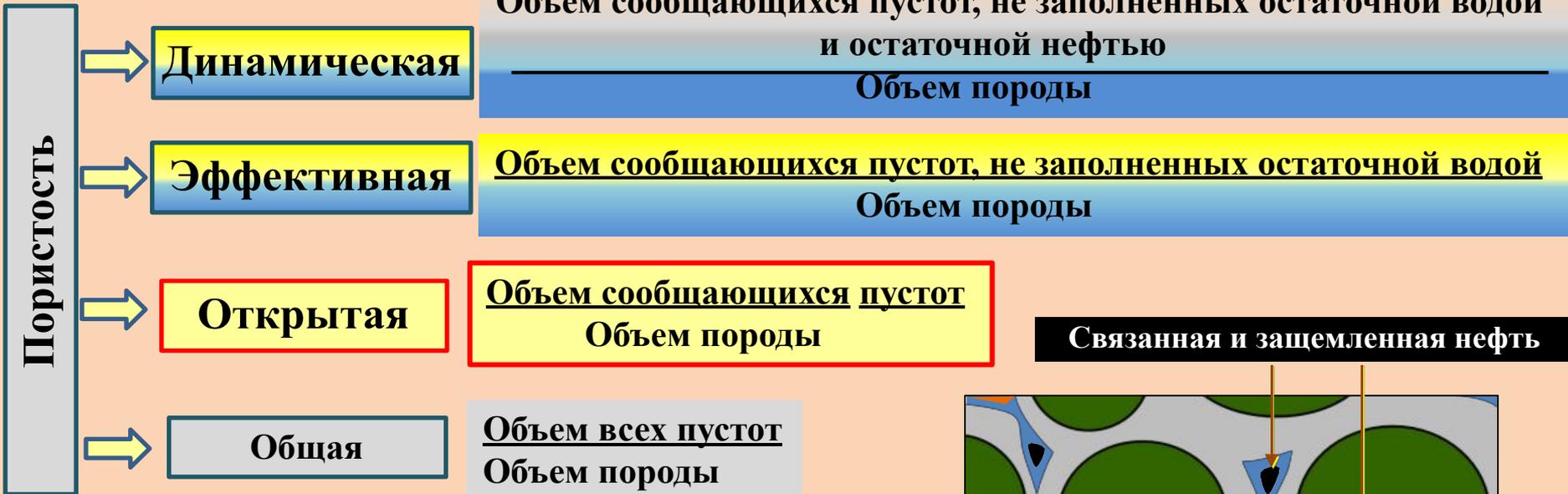
Общая пористость

Открытая пористость

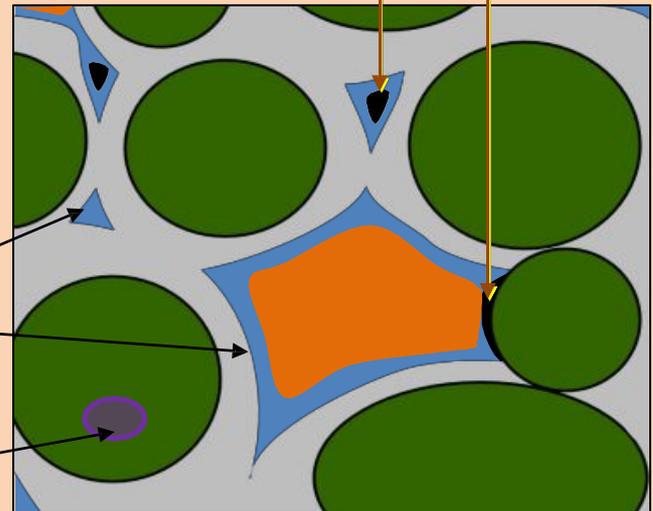
Пористость пород характеризуется коэффициентом пористости K_n , который численно равен отношению объема пор к общему объему породы и выражается в долях единицы или в процентах.

Различают пористость *общую* (полную), представленную всеми пустотами, *открытую*, образованную открытыми пустотами, сообщающимися между собой и составляющими единую систему пор, и *закрытую*, образованную изолированными пустотами, не сообщающимися друг с другом и с основной системой открытых пор.

КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА



Связанная и заземленная нефть



Связанная и заземленная вода

Изолированная пора

Остаточная водонасыщенность – суммарное содержание в породе капиллярно-удержанной и физически связанной воды

$\frac{\text{Объем остаточной водонасыщенности}}{\text{Объем породы}}$

В Лабораторных условиях на образцах пород величину *общей пористости* определяют пикнометрическим методом с парафинированной поверхностью образцов (метод Мельчера), методом гидростатического взвешивания или применением рентгеновского томографа.

Величину *открытой пористости* получают методом насыщения жидкостью (метод Преображенского) или газом (газовольюметрический метод) или томографическим методом .

Методы определения пористости горных пород



Взвешивание насыщенного жидкостью образца

- Определяется открытая пористость



Метод парафинирования образца

- Определяется общая пористость



Порозиметры

- Бывают жидкие и газовые. Определяется общая и открытая пористость

Пикнометр



- Определяется общая пористость

Методы определения пористости горных пород

Взвешивание
насыщенного
жидкостью
образца

(метод
И.А.Преображенского)

Сушка

- Мойка образцов;
- Сушка:
 - $t=103-105^{\circ}\text{C}$
 - глинистые $t=70^{\circ}\text{C}$
- Эксикатор с поглотителем влаги (CaCl);
- Стабилизация массы.

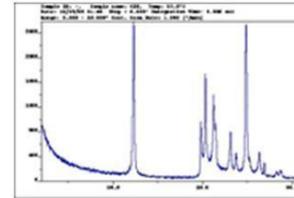
Насыщение

- Определение размеров;
- Насыщение под вакуумом рабочей жидкостью (модель пластовой воды, керосин);
- $t_{\text{нас}} \approx 30$ мин. до удаления пузырьков газа.

Взвешивание

- Взвешивание насыщенного образца в жидкости;
- Взвешивание насыщенного образца в воздухе;

ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ КЕРНА



Пустоты по их форме различают трех видов: межзерновые поры, трещины и каверны.

Доли объема породы, соответствующие этим видам пустот, составляют коэффициенты межзерновой ($K_{n,m}$), трещинной ($K_{n,t}$) и каверновой ($K_{n,k}$) пористости (емкости). При наличии в породе пустот всех трех видов $K_n = K_{n,m} + K_{n,t} + K_{n,k}$.

Определение пористости

Пористость может определяться как по данным отдельных видов ГИС (НК, ГГКП, АК, ПС и др.), так и по комплексу этих методов. Большинство методик определения пористости по данным ГИС базируется на использовании статистических связей между коэффициентом пористости K_p и геофизическими параметрами, определенными на керне или снятыми с соответствующей диаграммы. Длительное время в качестве базовой методики определения K_p используется методика, основанная на статистической зависимости $a_{пс} = f(K_p)$.

Определение пористости

В последние годы разработано несколько новых методик определения K_p по данным ГИС, основанных как на базе петрофизических исследований керна, так и на базе строгих математических расчетов.

Определение емкостных свойств и литологии пластов по этой методике рекомендуется проводить по материалам радиоактивного и акустического каротажа. Определение коллекторских свойств пластов по геофизическим данным обычно проводят по эталонным кривым зависимостей показаний геофизических методов от рассматриваемого параметра, которые составляют для каждого района и каждого типа горных пород отдельно.

Определение пористости

Построение таких эталонных кривых возможно двумя способами:

1. по данным лабораторных исследований физических и коллекторских свойств пород, отобранных из параметрических, поисковых и разведочных скважин;
2. по результатам статистических сопоставлений показаний геофизических методов против пластов с известными параметрами, с численными значениями последних.

Определение пористости

Достоверность сведений о средних значениях параметров пласта определяют числом исследованных образцов керна, отобранных из пласта. Принято считать, что для достаточно однородных пластов сведения о величине средних значений его параметров достаточно достоверны, если на 1 м разреза приходится одно или более определений. С повышением неоднородности пласта число образцов керна должно быть увеличено. Обычно в **песчано-глинистом разрезе** наилучшие результаты дают **электрические**, а в **карбонатном** — **радиоактивные методы**

Определение пористости

Для определения пористости предпочтительно использование петрофизических связей типа **"кern-ГИС"**.

При их отсутствии используются связи типа **"кern-кern"**.

Широко используются различные интерпретационные модели (уравнения), константы которых (минералогическая плотность, интервальное время скелета, содержание химически связанной воды в глинах и др.) должны быть обоснованы по результатам исследования керна.

Корреляционные способы

При обосновании количественного критерия "коллектор-неколлектор" корреляционным способом используется, в основном, петрофизическая информация. Для этих целей выполняются следующие построения.

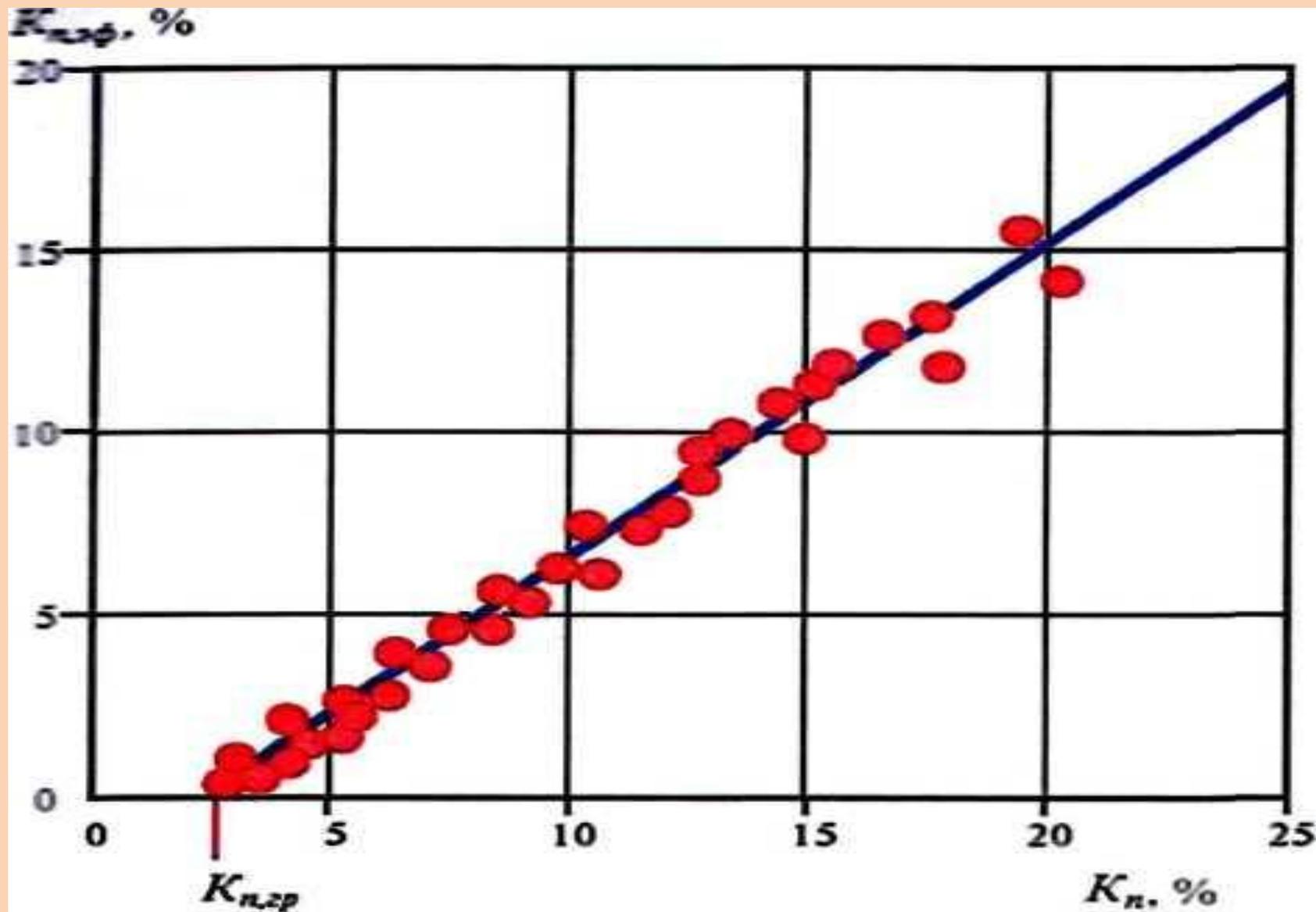
1. Сопоставление общей пористости K_n и эффективной $K_{n,эф}$ (для газовых залежей) или динамической $K_{n,дин}$ (для нефтяных залежей) пористости, где $K_{n,эф} = K_n (1 - K_{во})$, $K_{n,дин} = K_n (1 - K_{во} - K_{но})$, $K_{во}$ - остаточная (неснижаемая) водонасыщенность, $K_{но}$ - остаточная нефтенасыщенность.

Корреляционные способы

Под величиной K_{no} понимают содержание остаточной нефти, неизвлекаемой из породы при заводнении. Значения K_{no} находят по результатам лабораторного моделирования процессов вытеснения нефти водой или прямым определением экстракционным методом на герметизированных образцах керна, отобранного на ПЖ с водной основой.

Очевидно, что выполнение условия $K_{n,эф} (K_{n,дин}) > 0$ свидетельствует о наличии в породе эффективного пустотного пространства, которое может быть занято нефтью или газом. Граничные значения $K_{n,гр}$ и $K_{пр,гр}$, отвечающие условию $K_{n,эф} (K_{n,дин}) = 0$, устанавливают по корреляционным графикам между $K_{n,эф} (K_{n,дин})$, $K_{пр}$ и $K_{n,эф} (K_{n,дин})$.

Сопоставление эффективной пористости $K_{n,эф}$ с пористостью K_n



Определение пористости

Методические принципы нахождения основных связей сводятся к следующему:

а) объем выборки должен обеспечить представительность образцов во всем диапазоне изменения фильтрационно-емкостных характеристик;

б) подготовка образцов должна обеспечить сохранение коллекторских и физических свойств пород, в том числе при измерении электрических характеристик, когда должно наблюдаться равенство поверхностных свойств пород, имеющих место в пластовых условиях, свойствам керна в лабораторных условиях;

в) в качестве насыщающей жидкости должна использоваться пластовая вода или ее модель, обычно представляющая собой водный раствор хлористого натрия с концентрацией, устанавливаемой по результатам химического анализа пластовых вод;

г) исследования образцов глинистых, разбухающих и разрушающихся пород должны быть выполнены при насыщении образцов водным раствором хлористого кальция, смеси хлористого натрия и хлористого кальция или керосином;

д) при построении связей между P_n и $K_n \cdot \Delta t$ и K_n измерения должны выполняться в термобарических условиях, имитирующих пластовые.

Определение пористости

Количество образцов, необходимых для построения связей "керн-керн", зависит от большого количества факторов и до выполнения исследований априорно сколько-нибудь надежно не определяется. Правильный характер зависимостей устанавливается при количестве образцов, большем 30; надежные петрофизические связи получают, если количество использованных образцов превышает 100.

Для сокращения объемов исследований выбор образцов для представительной коллекции, удовлетворяющей перечисленным условиям, осуществляют после предварительного сопоставления значений K_n и K_{np} , выполненных при массовом определении этих параметров для исследуемого объекта (залежи, продуктивного горизонта, пласта и др.).

Петрофизические зависимости (керн-керн и керн-ГИС)

- Петрофизической основой для определения коэффициента пористости по данным ГИС служат корреляционные парные или многомерные зависимости типа керн – ГИС или керн – керн. В настоящее время коэффициент пористости K_p определяются в основном по относительным значениям аномалии ПС ($\Delta \rho_s$). В некоторых случаях пористость определяют по скорости распространения упругих продольных волн (ΔK), по показаниям плотностного гамма- гамма каротажа ($\Delta \rho_{\text{ГГКп}}$).

Метод ПС в условиях разреза месторождений Западной Сибири используется достаточно широко. Основой определения K_p по данным ПС служит корреляционная зависимость керн – ГИС между K_p и $\Delta \rho_s$, получаемая при поинтервальном сопоставлении $\Delta \rho_s$ со средними значениями пористости по данным представительного керна.

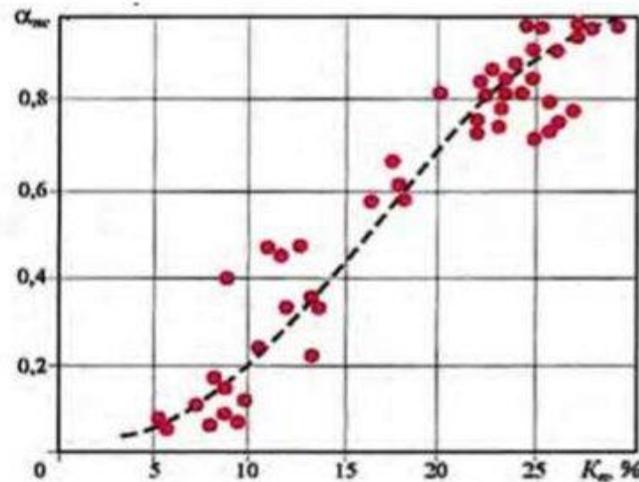
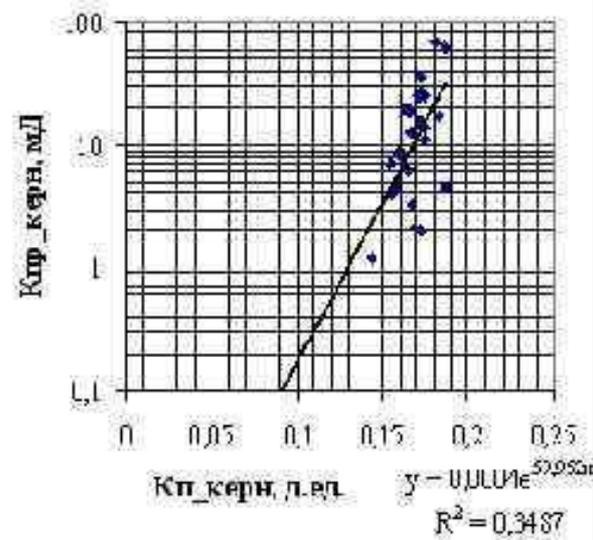
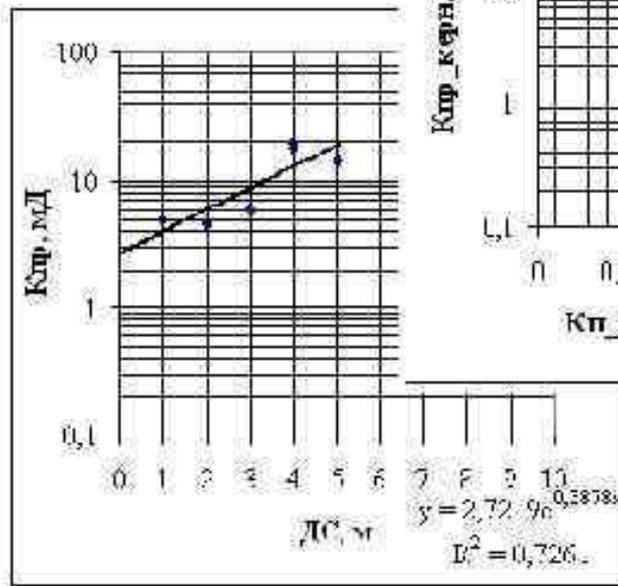
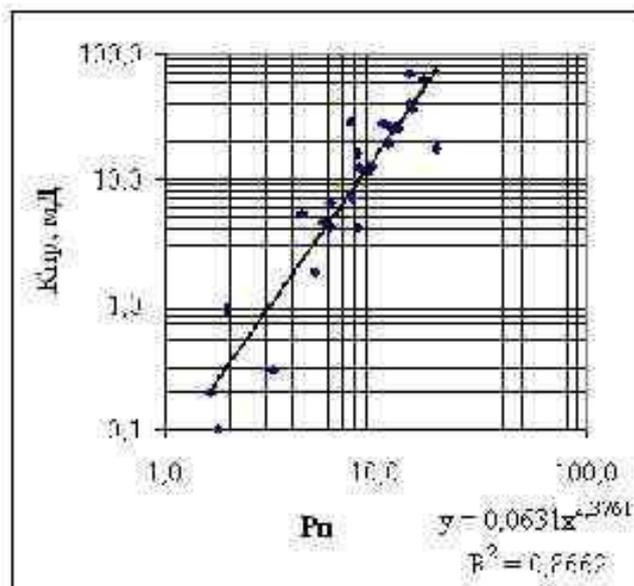


Рисунок 1 Корреляционная связь между параметрами $\Delta \rho_s$ и K_p для терригенных продуктивных отложений девона.

Петрофизика: Оценка параметров пласта

Определение коэффициента проницаемости

- по зависимости «кern-кern» $K_{пр} = f(K_{п})$
- по зависимости «кern-кern» $K_{пр} = f(P_n)$, причём P_n соответствует $K_{во}$
- по зависимости типа «кern-ГИС» $K_{пр} = f(DC)$



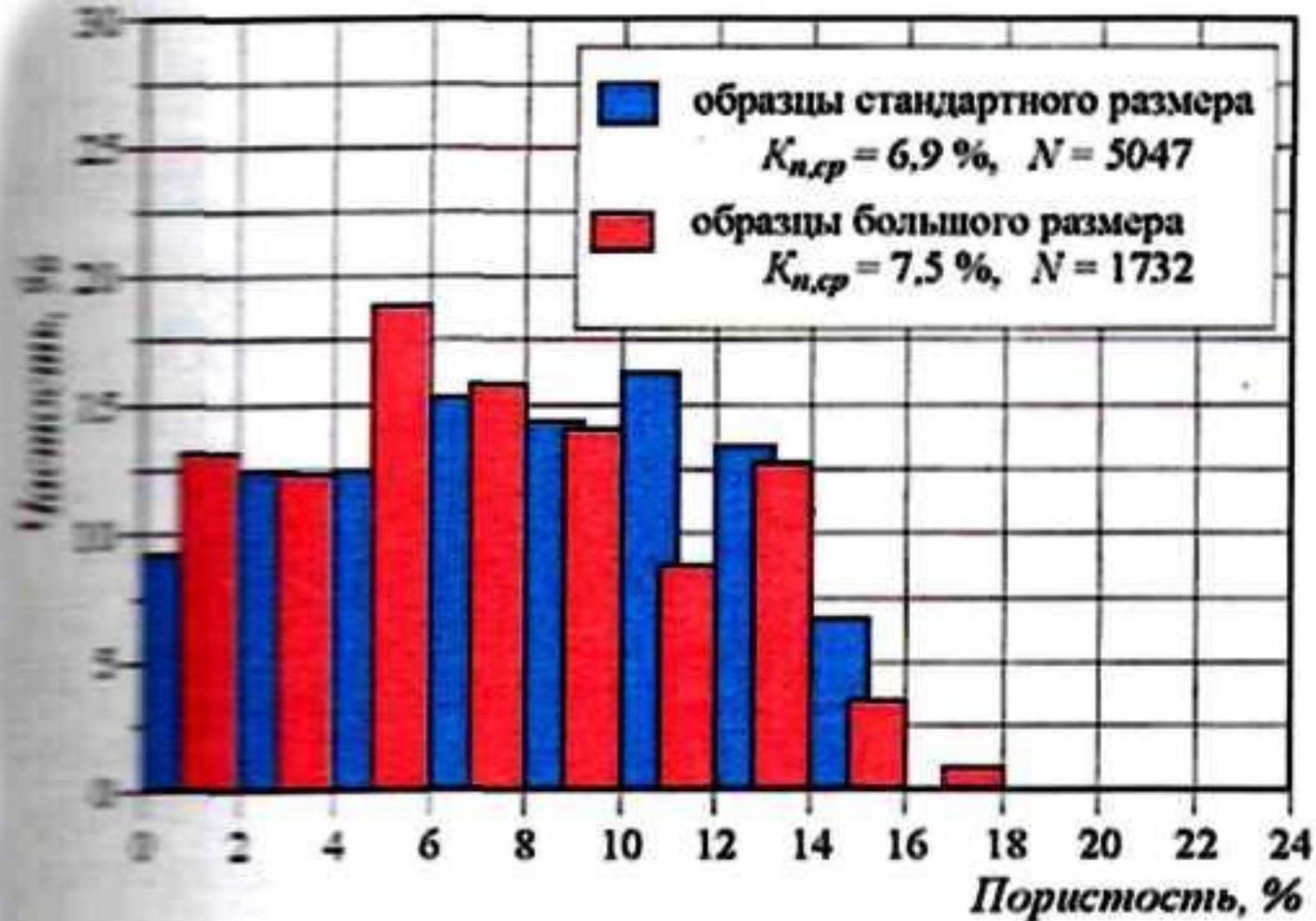
ТОМСКНИПИНЕФТЬ

Определение средней пористости на образцах

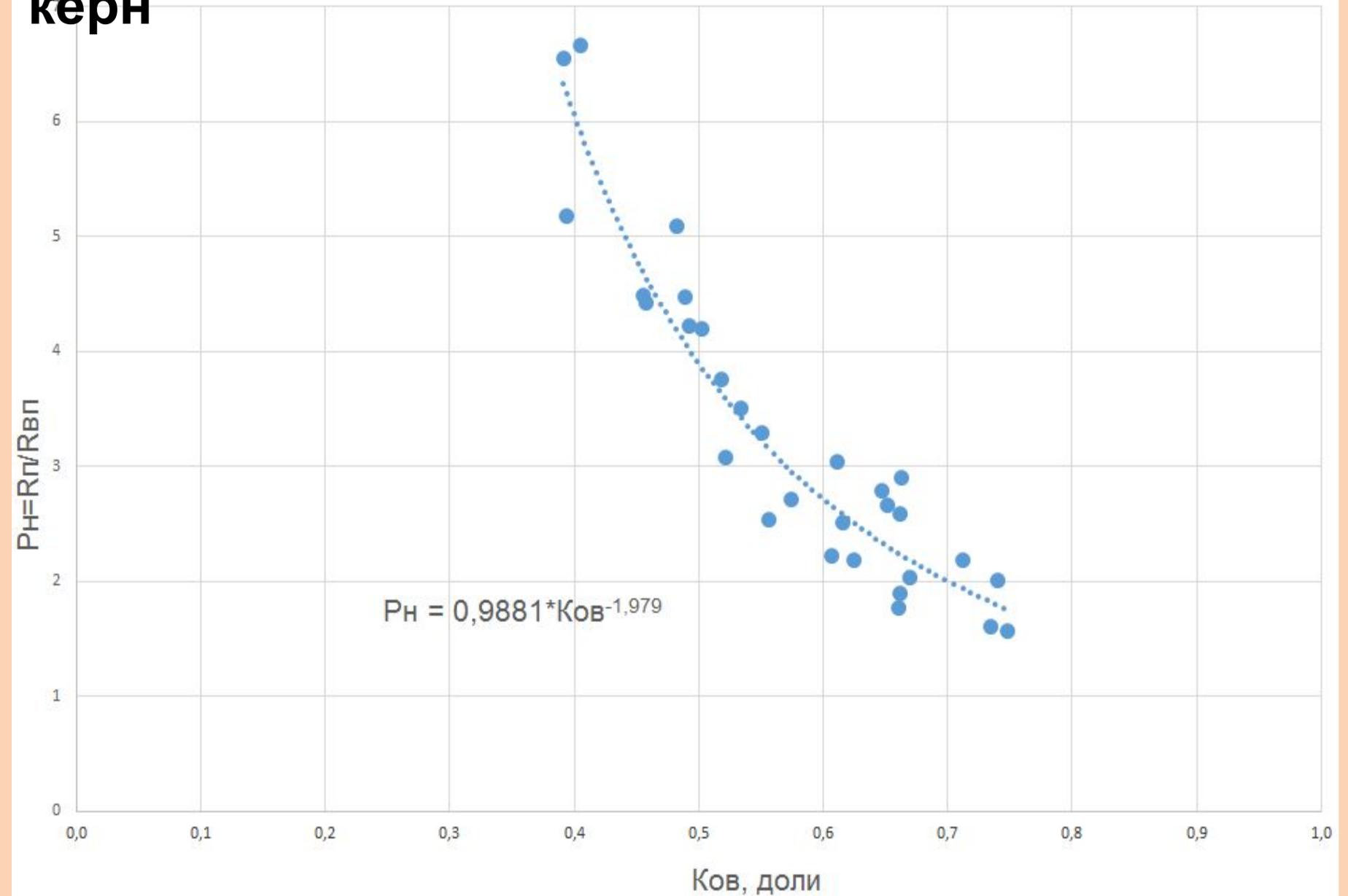
Отбор керна. Размер имеет значение!



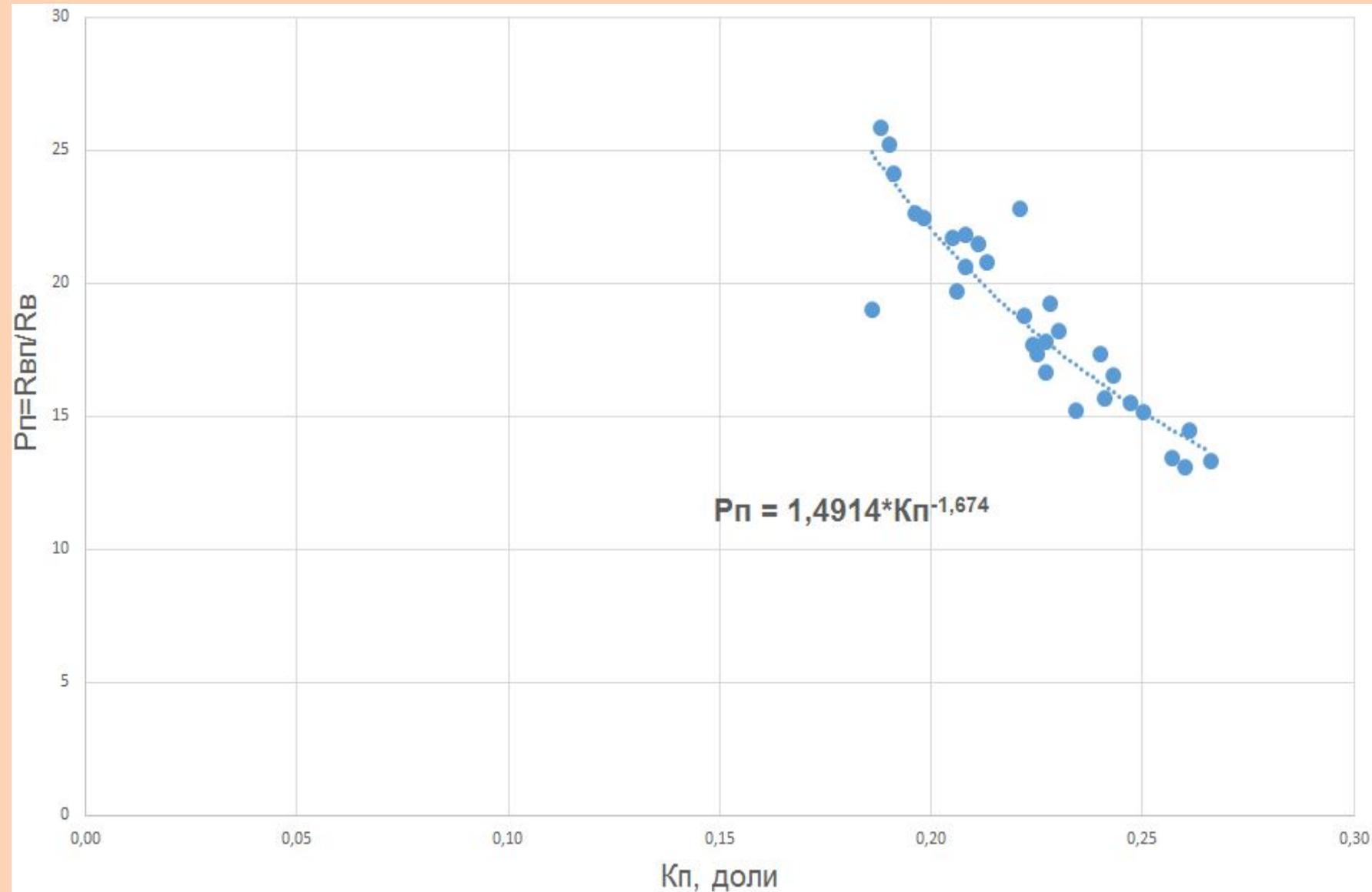
Определение средней пористости на образцах



Построение петрофизической связи керн – керн



Построение петрофизической связи керн – керн

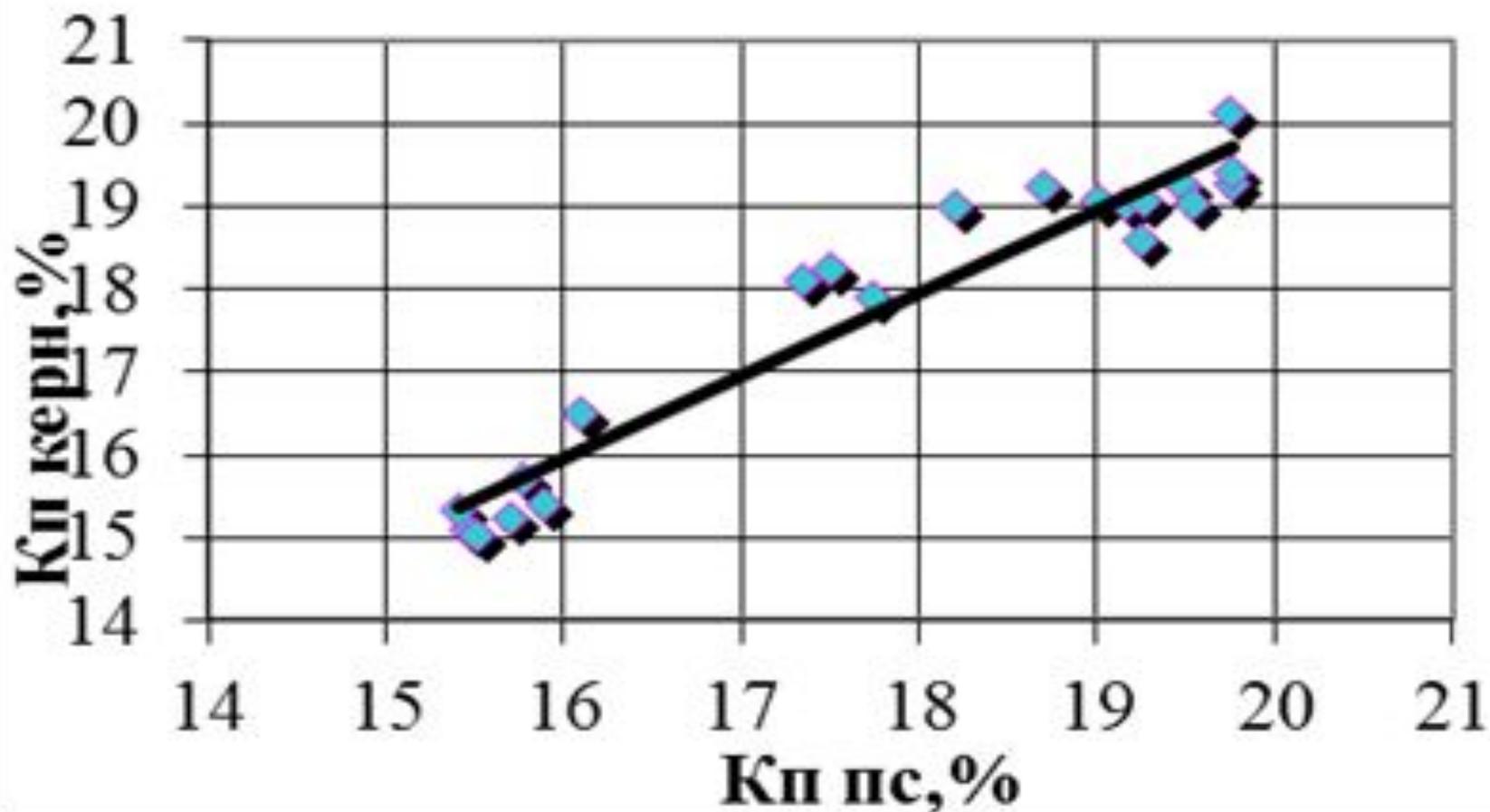


Определение пористости

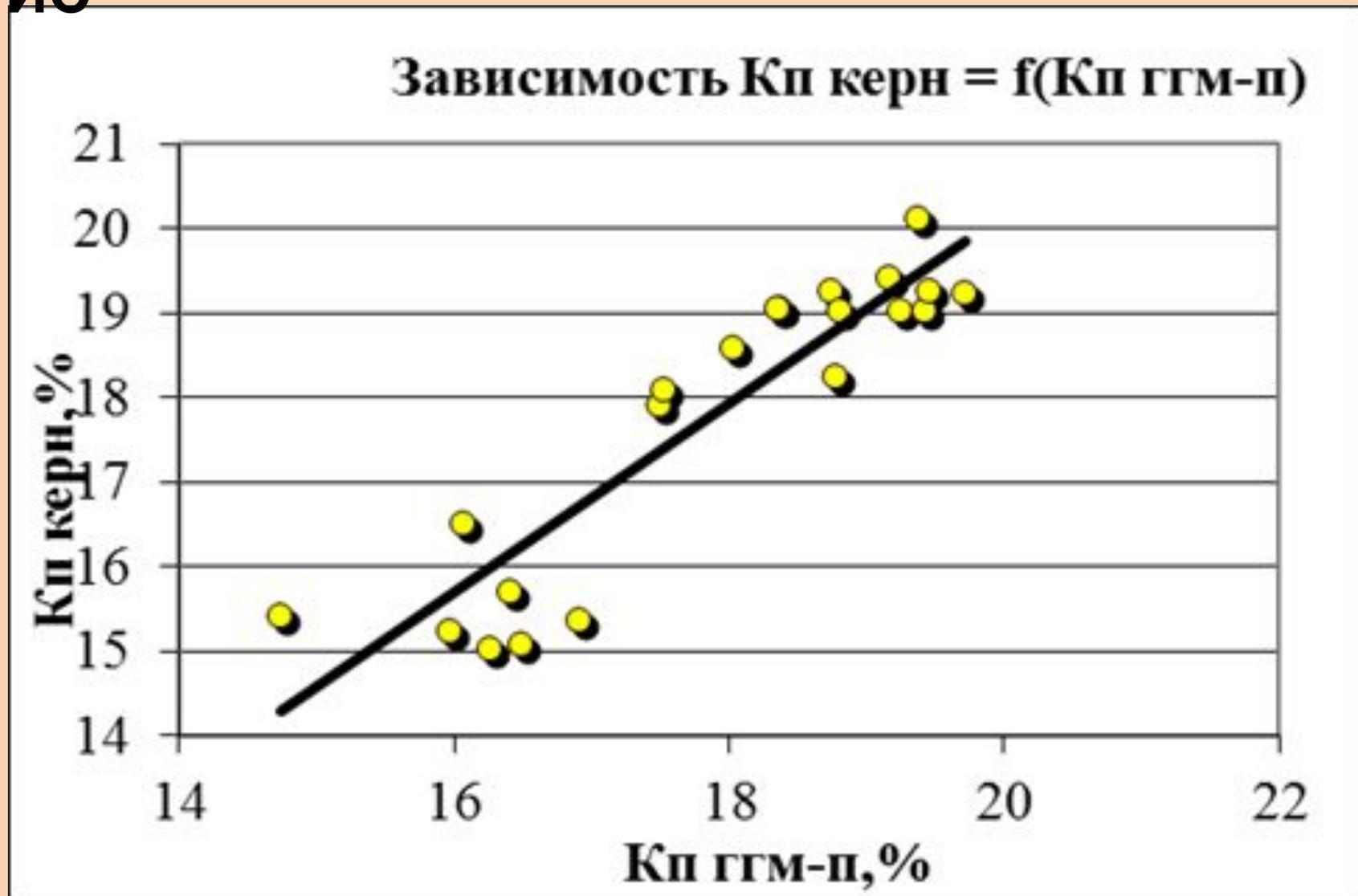
Петрофизические связи типа "*керна-ГИС*" получают по результатам анализов керна и интерпретации данных ГИС в базовых скважинах или пластопересечениях. В качестве таких пластопересечений рекомендуются пласты, отвечающие следующим требованиям: а) толщина - не менее 1.5 м (для обеспечения надежности оценки любой геофизической характеристики, используемой для построения связи); б) вынос керна из исследуемых пластов (интервалов, долблений) - не менее 80%; в) плотность анализов - не менее 3-5 на 1 м вынесенного керна.

Построение петрофизической связи керн – ГИС

Зависимость $K_{п\text{ керн}} = f(K_{п\text{ пс}})$



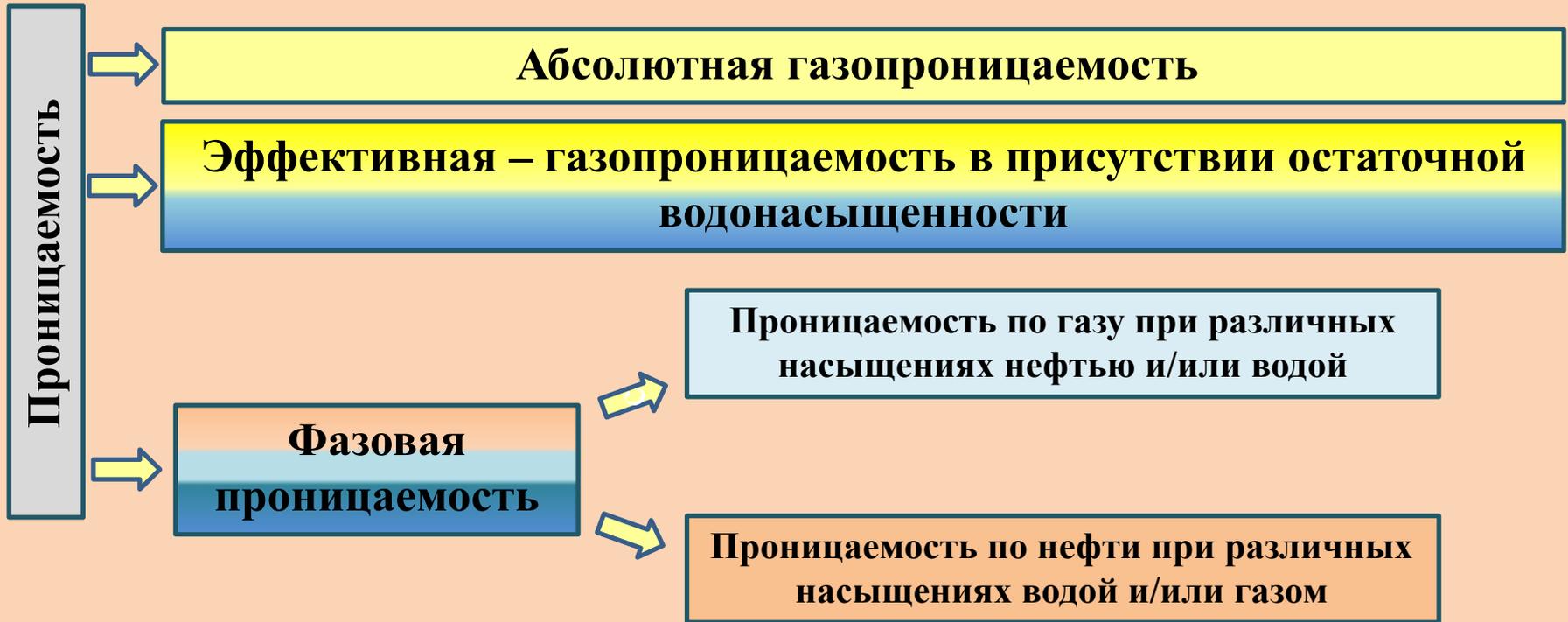
Построение петрофизической связи керн – ГИС



Определение пористости

Значения K_n , используемые для получения связи, следует определять в условиях, аналогичных пластовым, и необходимо приводить к ним, если измерения выполнены при атмосферных условиях.

КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА



Проницаемость – способность породы пропускать жидкость и газ

Проницаемость измеряется в дарси. За дарси принимается такая проницаемость, при которой через породу с поперечным сечением 1 кв. см и при перепаде давления 1 ат на протяжении 1 см проходит 1 куб. см жидкости вязкостью 1 спз.

$$\text{Коэффициент проницаемости} = \frac{(\text{объем флюида} \cdot \text{вязкость флюида})}{(\text{площадь сечения образца} \cdot \text{градиент давления})} \text{ М}^2$$