

## **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.

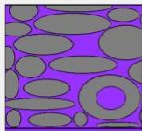
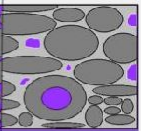

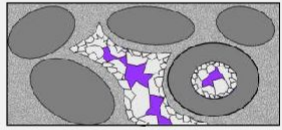
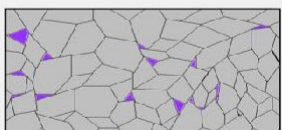

## ТИПЫ КОЛЛЕКТОРОВ

Поровый

Каверновый

Трещинный

Комбинированный

		Первичные: А – аккумуляционный; Б – хемогенно-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**

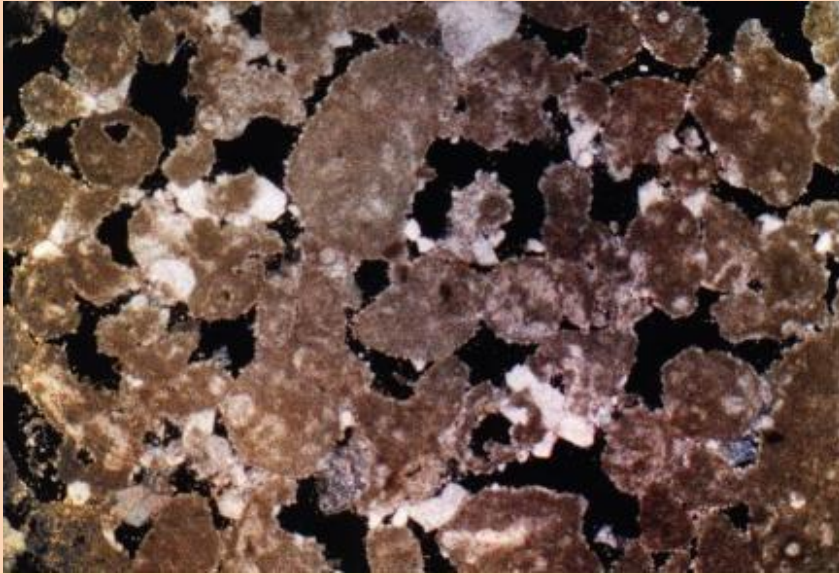
Большинство терригенных и карбонатных коллекторов поровые.

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.

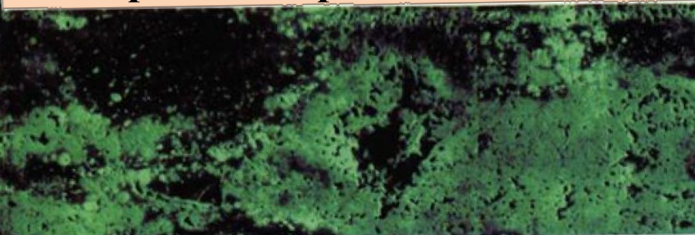
# КОЛЛЕКТОРЫ НЕФТИ И ГАЗА



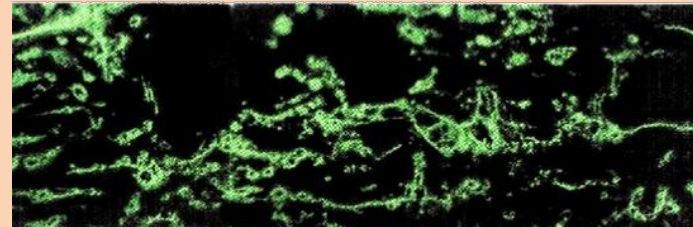
Пример коллектора порового типа.

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

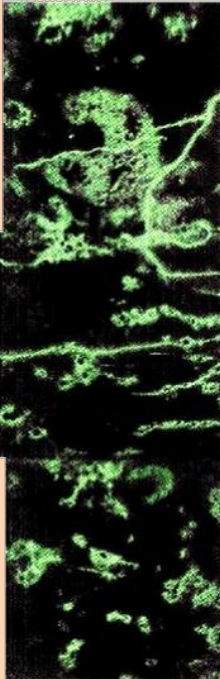
Пример коллектора  
порово-кавернового типа.



Пример коллектора  
порово-трещинного типа.



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

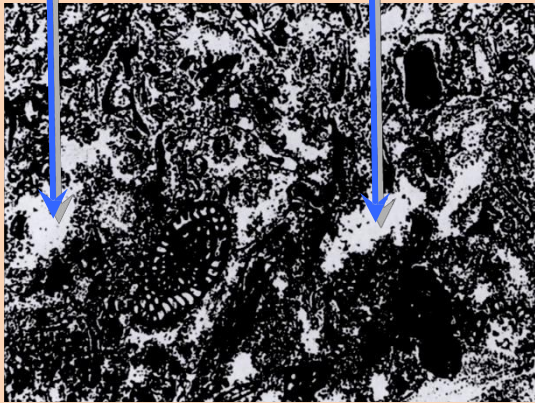




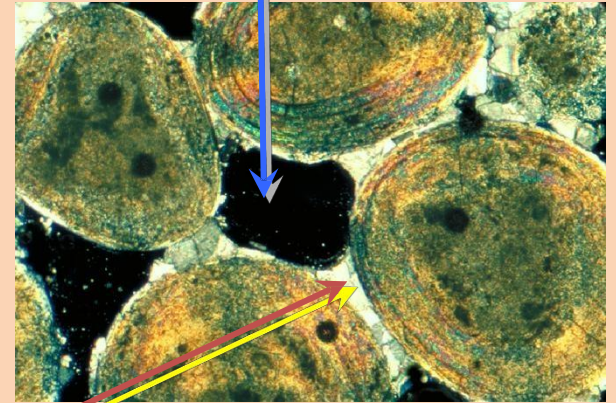
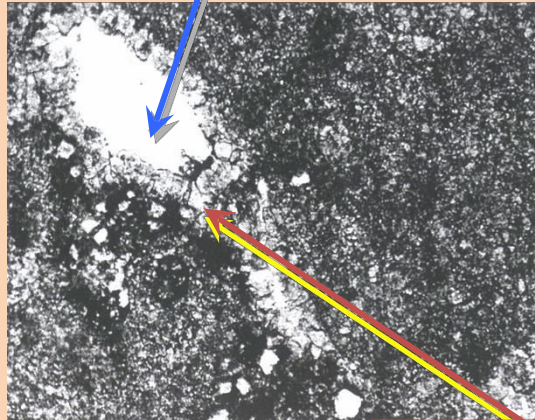
# КОЛЛЕКТОРЫ НЕФТИ И ГАЗА

## УНАСЛЕДОВАННОЕ ВЫЩЕЛАЧИВАНИЕ

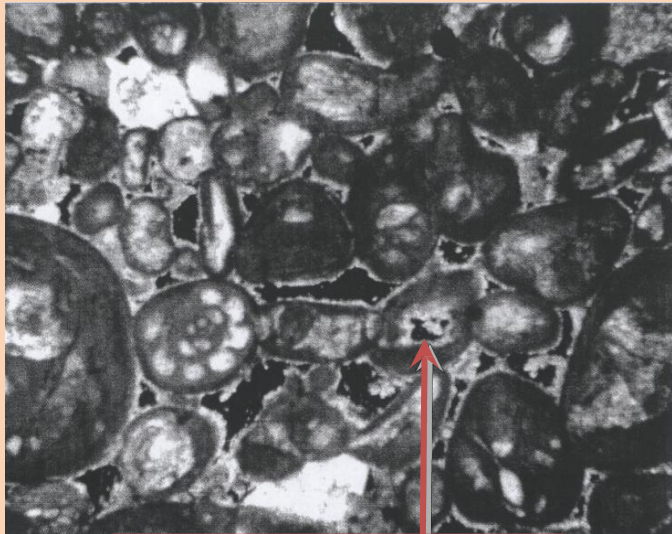
Унаследованного межформенного  
выщелачивания



Унаследованного межформенного выщелачивания  
после вторичного минералообразования



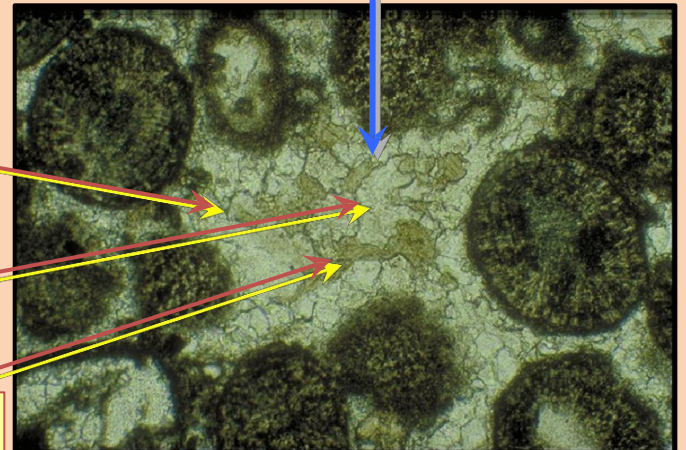
Вторичный кальцит



Внутриформенног

о

Палеопора унаследованного  
межформенного выщелачивания



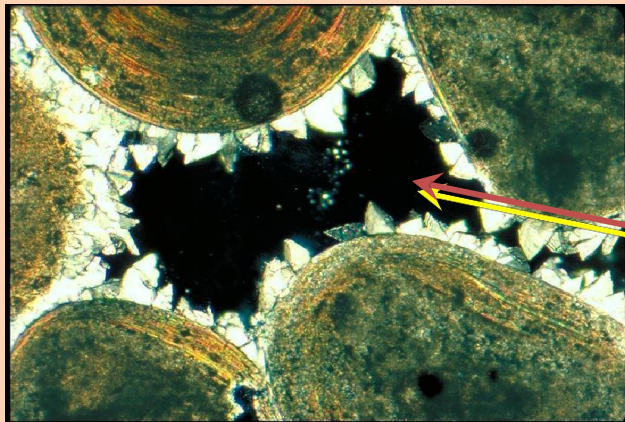
Вторичный  
кальцит первой  
генерации

Вторичный  
кальцит третей  
генерации

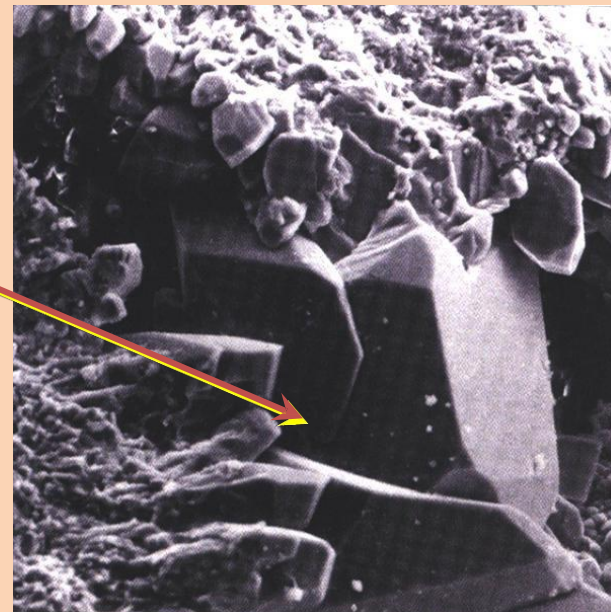
Вторичный  
кальцит  
второй  
генерации



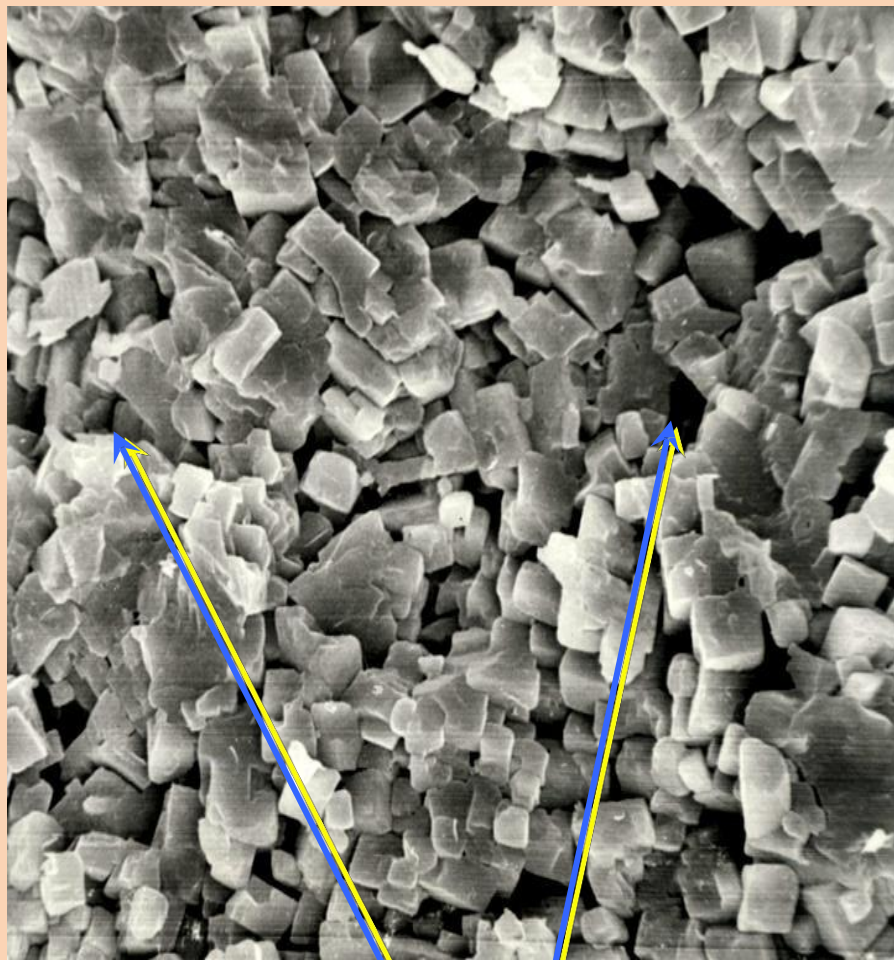
# ОСТАТОЧНЫЕ ПОСЛЕ ВТОРИЧНОГО МИНЕРАЛООБРАЗОВАНИЯ (*Кальцитизации*)



Остаточные после  
кальцитизации

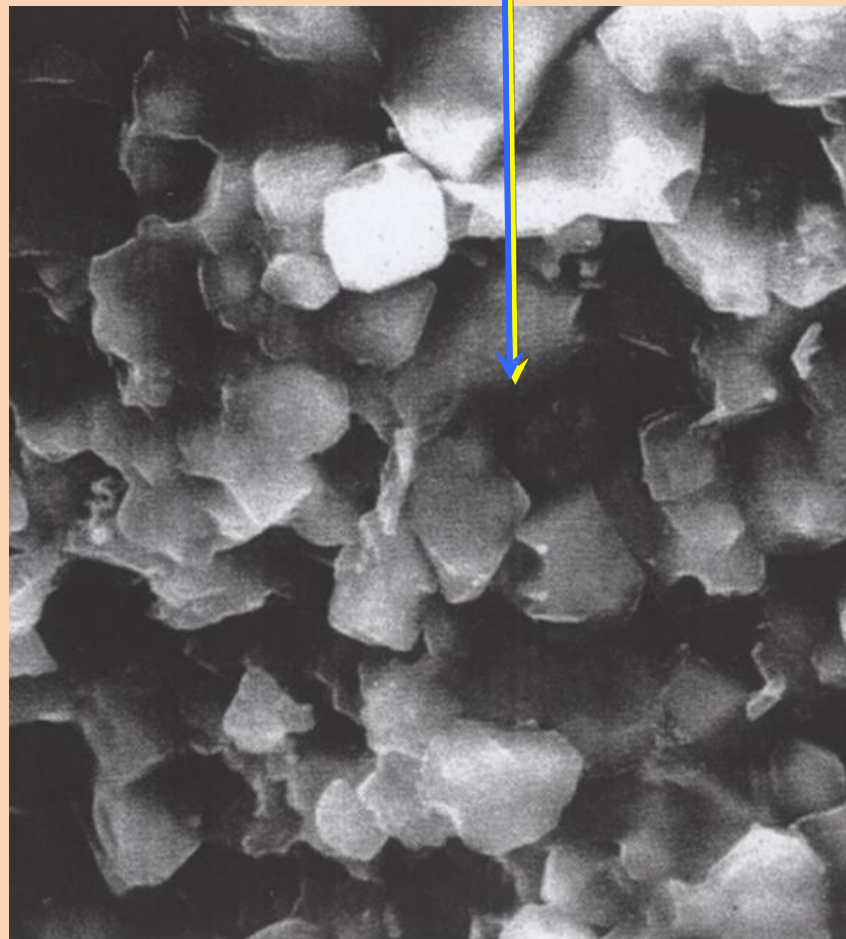






**Поры перекристаллизации**

**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.

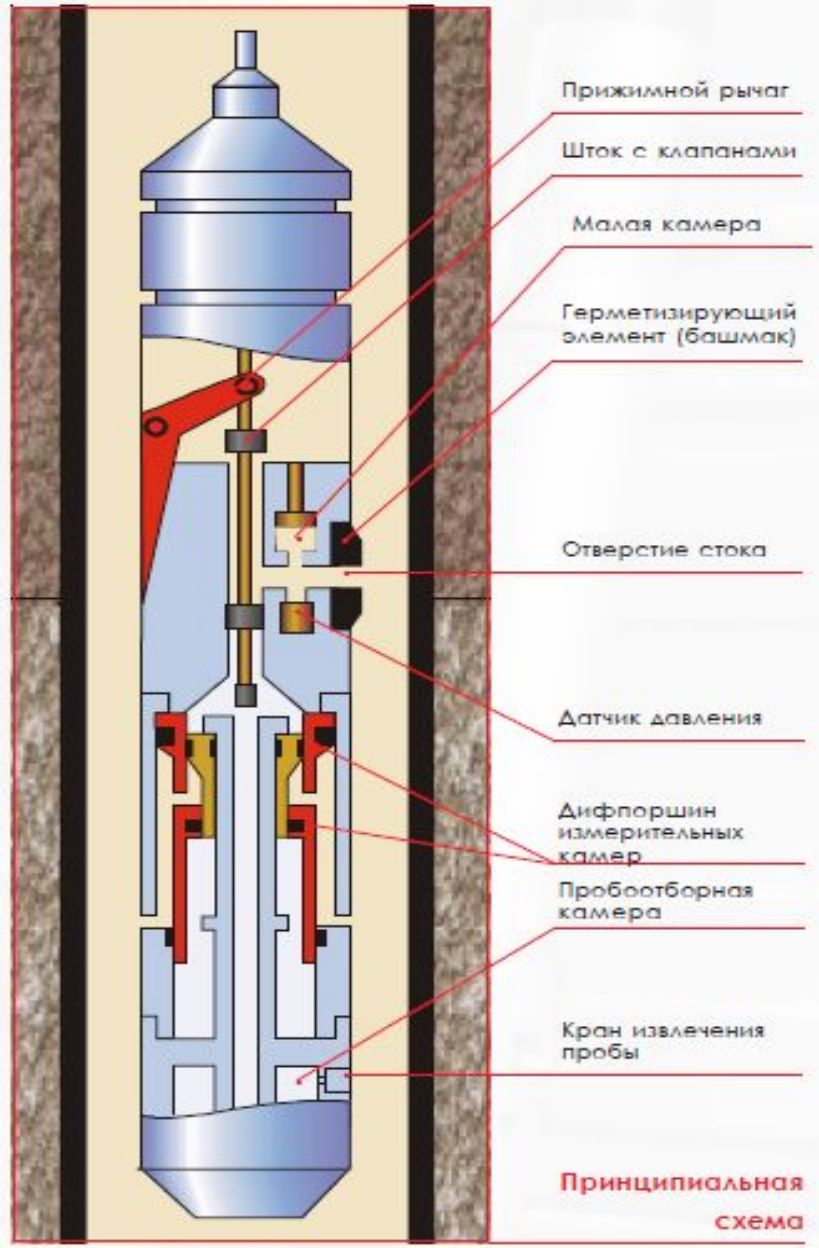
### Косвенные качественные признаки:

- ✓ 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

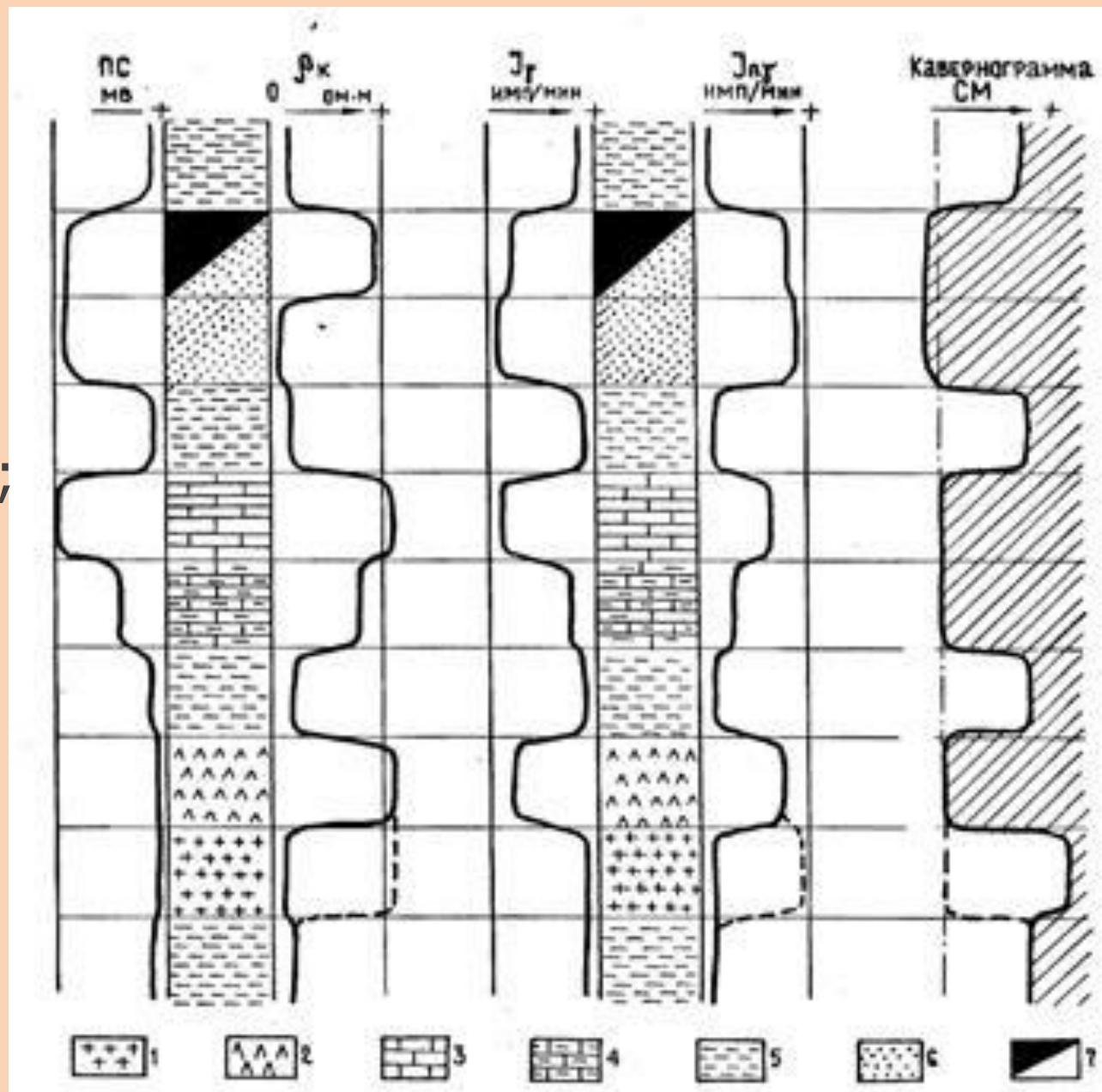
# Интерпретация данных ГИС

## 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

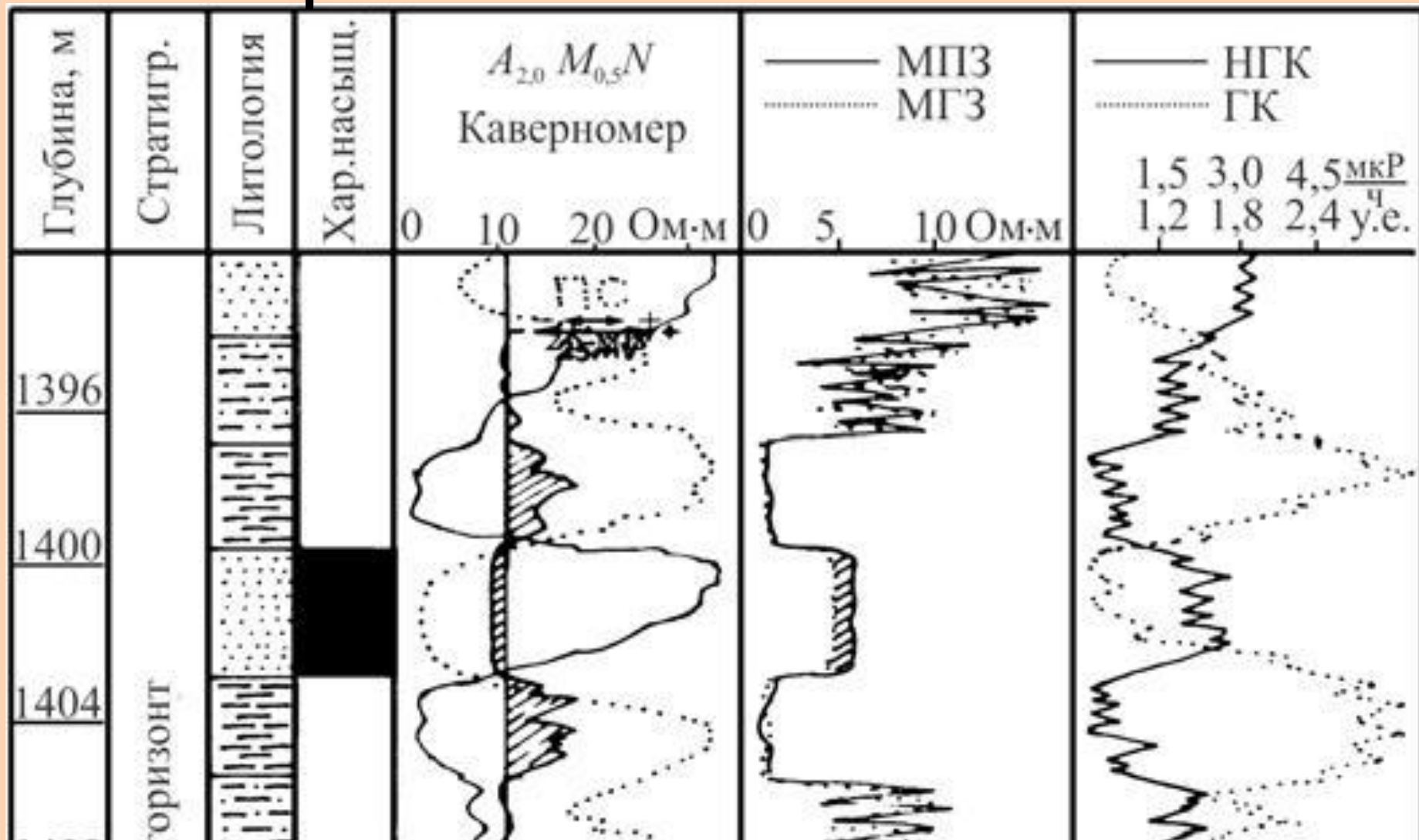




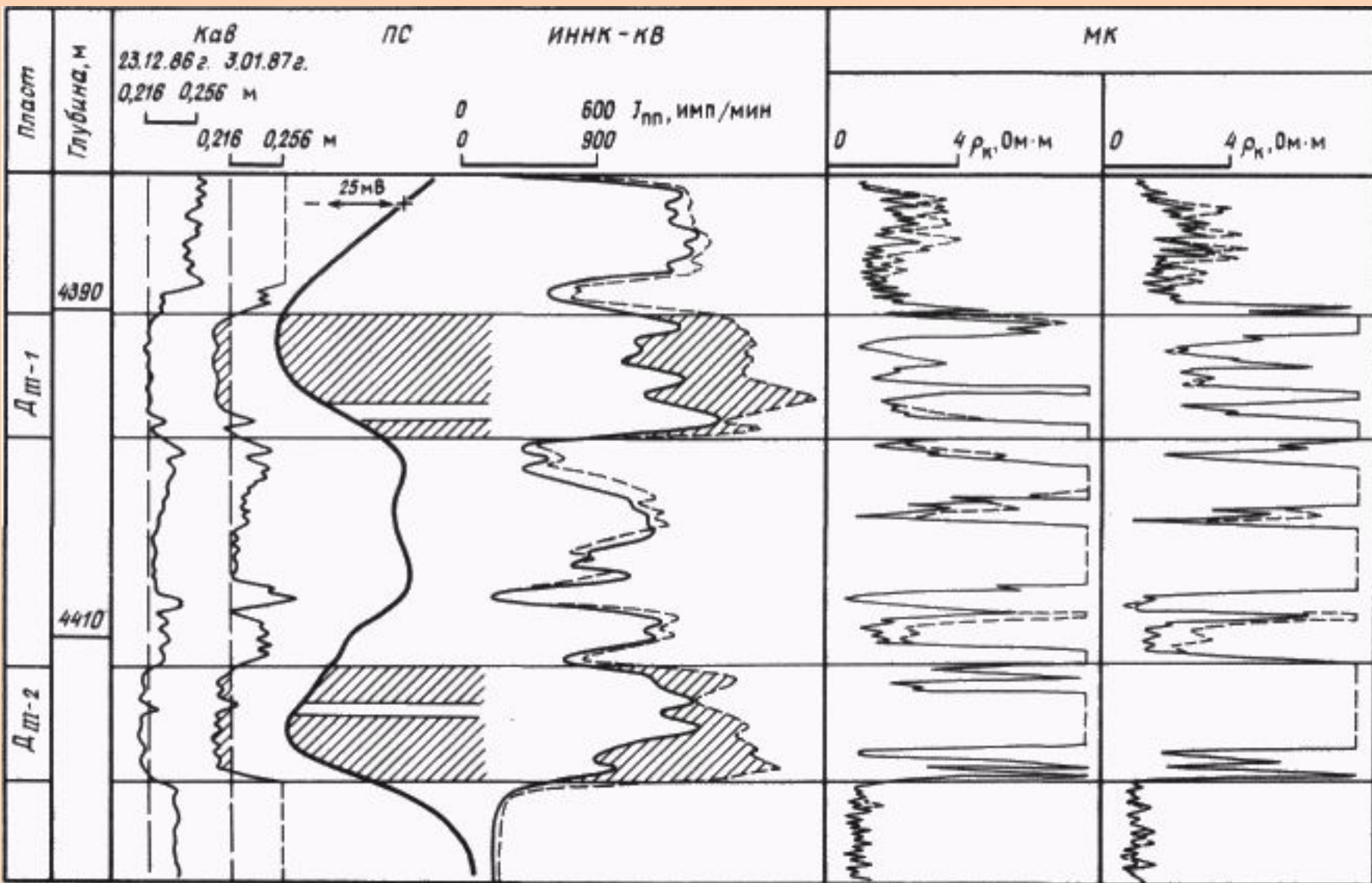
**Косвенные качественные признаки** обычно сопутствуют прямым признакам и характеризуют породы, которые по своим емкостным свойствам и чистоте минерального скелета могут принадлежать к коллекторам. К этим признакам относятся:

- 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

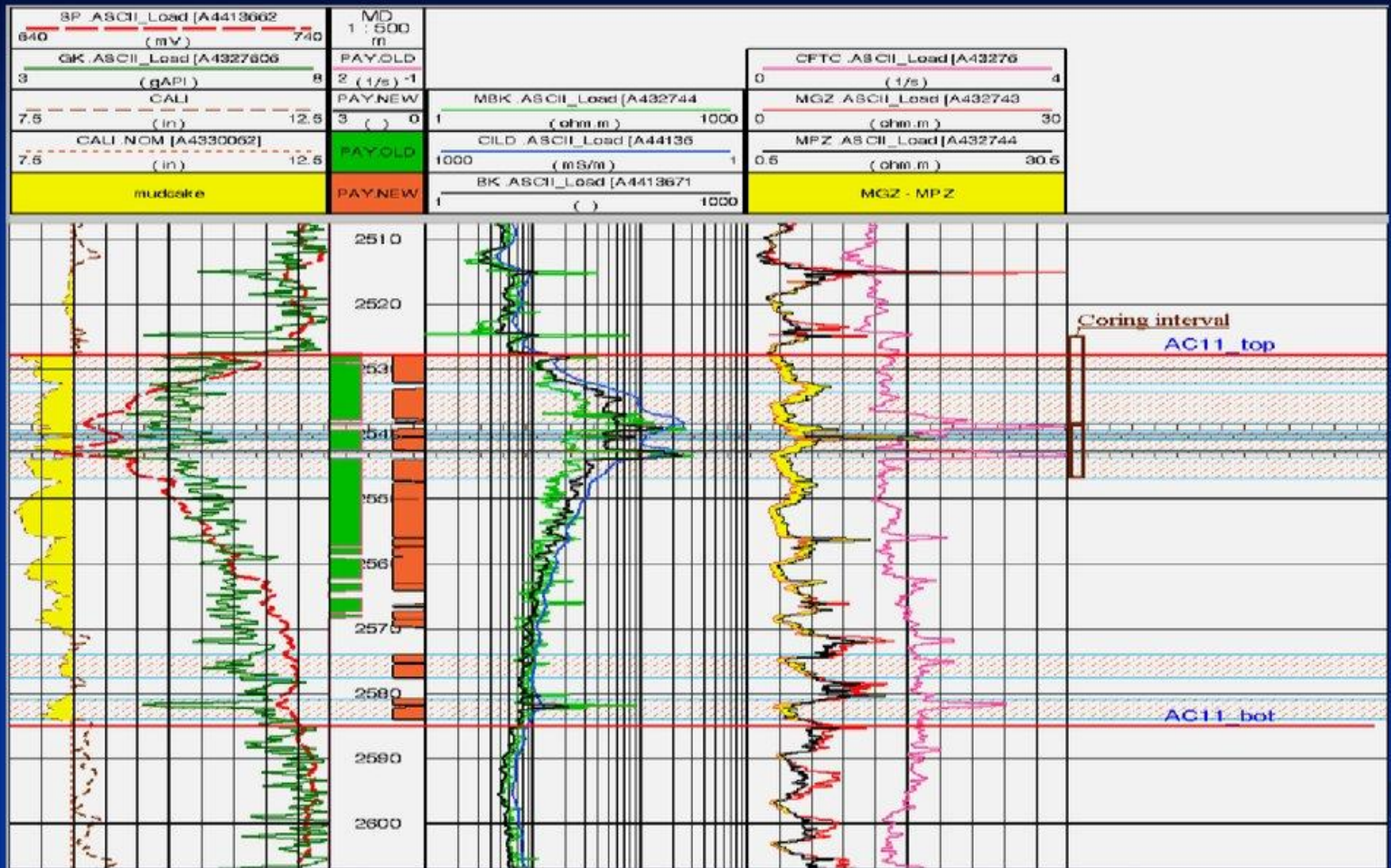


# Выделение коллекторов





# 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  $\Delta t_{gr}$ , объемная плотность  $\sigma_{gr}$ , 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 ( $K_n$ ,  $\Delta t$ ,  $\alpha_{nc}$  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*

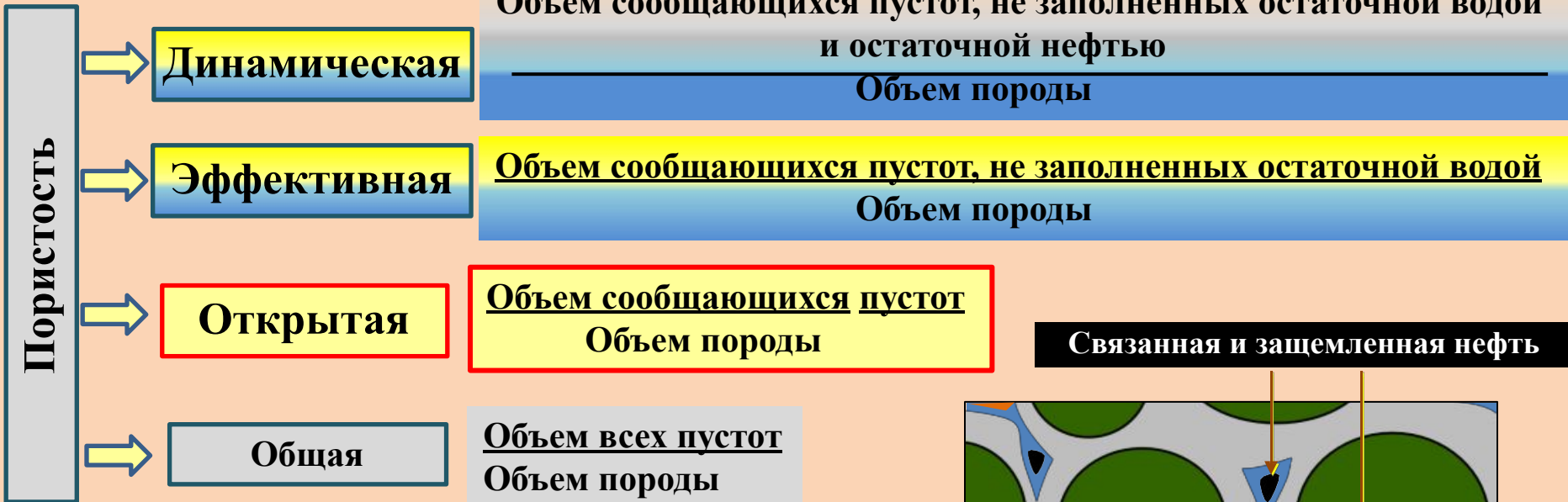
*Общая пористость*

*Открытая пористость*

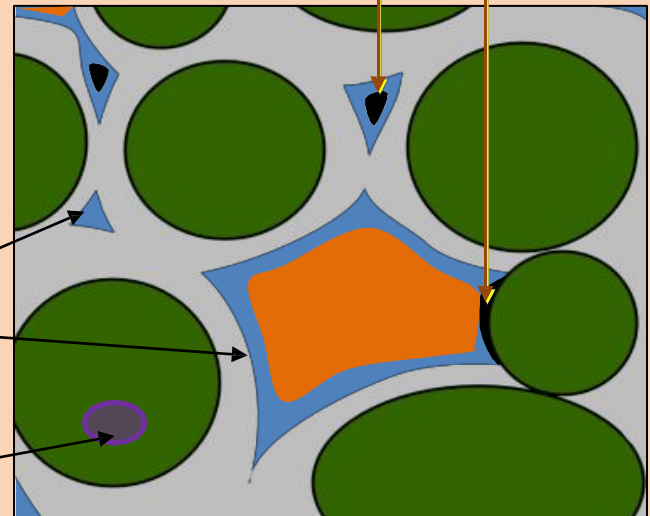
Пористость пород характеризуется коэффициентом пористости  $K_n$ , который численно равен отношению объема пор к общему объему породы и выражается в долях единицы или в процентах.

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.

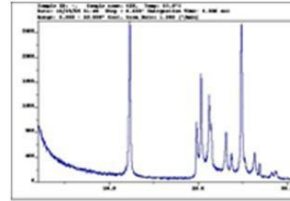
Насыщение

- 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 "**керн-ГИС**".

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

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.

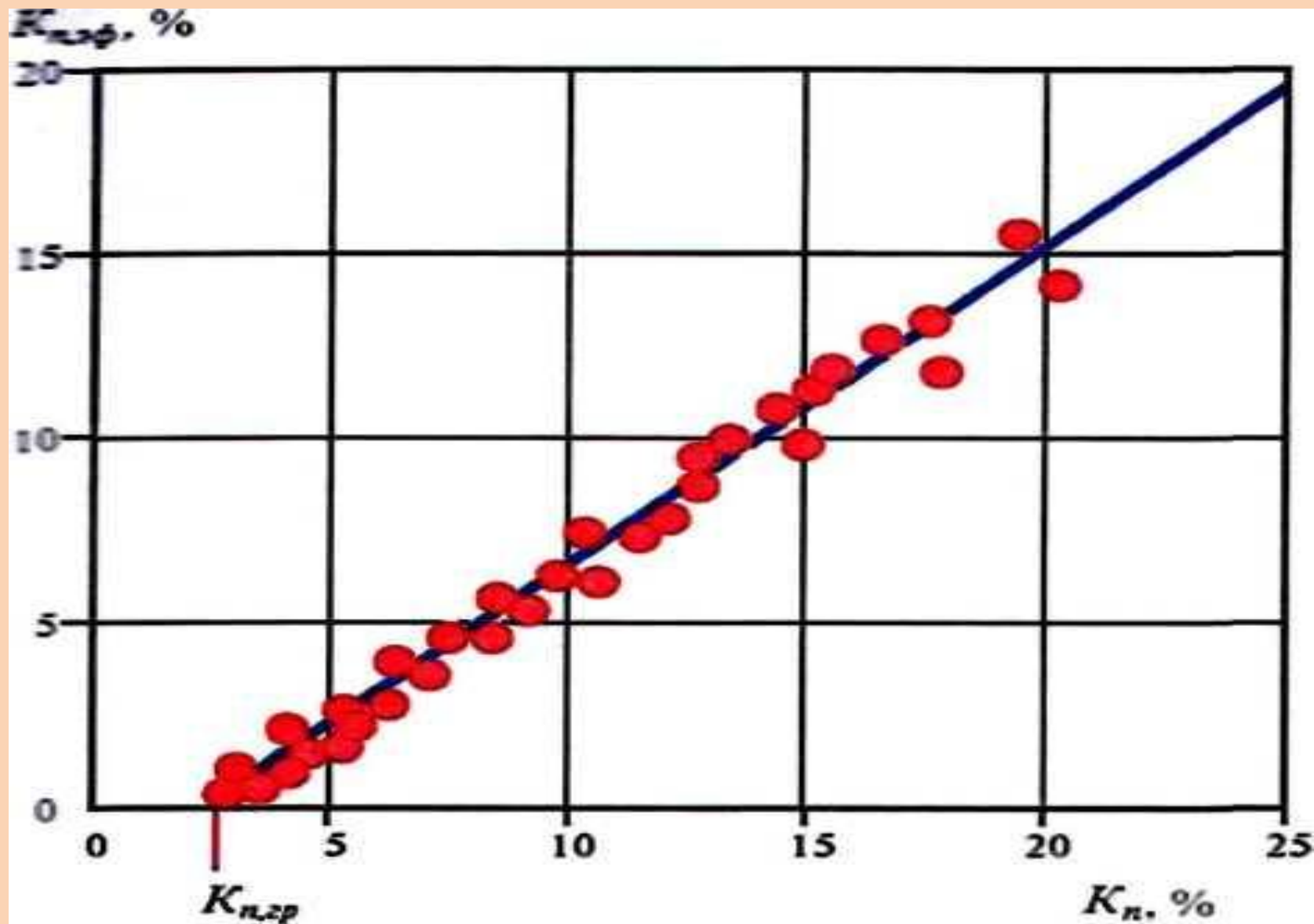
## Корреляционные способы

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 ( $\Delta K$ ), 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.

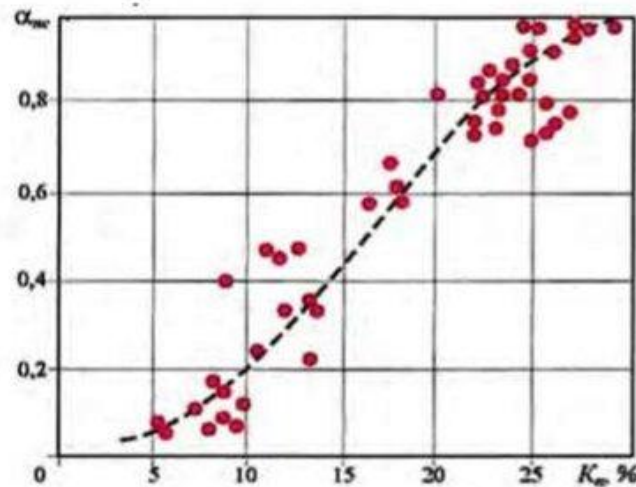


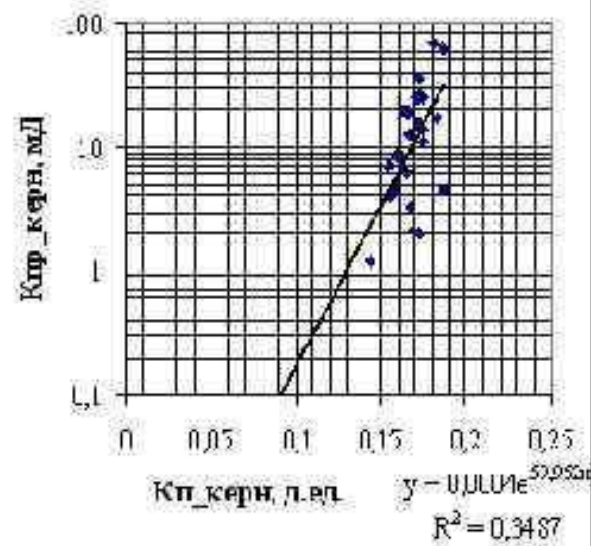
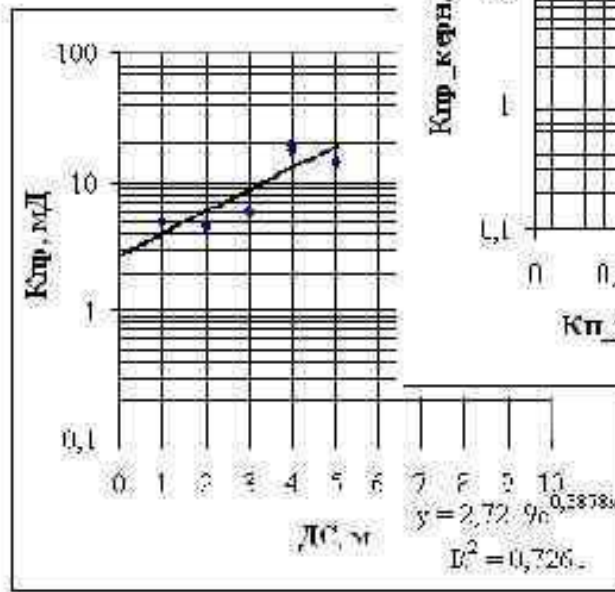
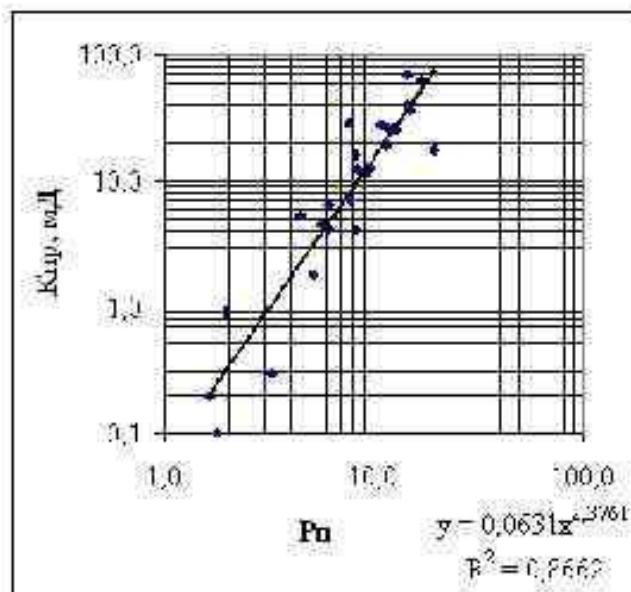
Рисунок 1 Корреляционная связь между параметрами  $\Delta \rho_s$  и  $K_p$  для терригенных продуктивных отложений девона.



# 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»  $K_{пр} = f(DC)$



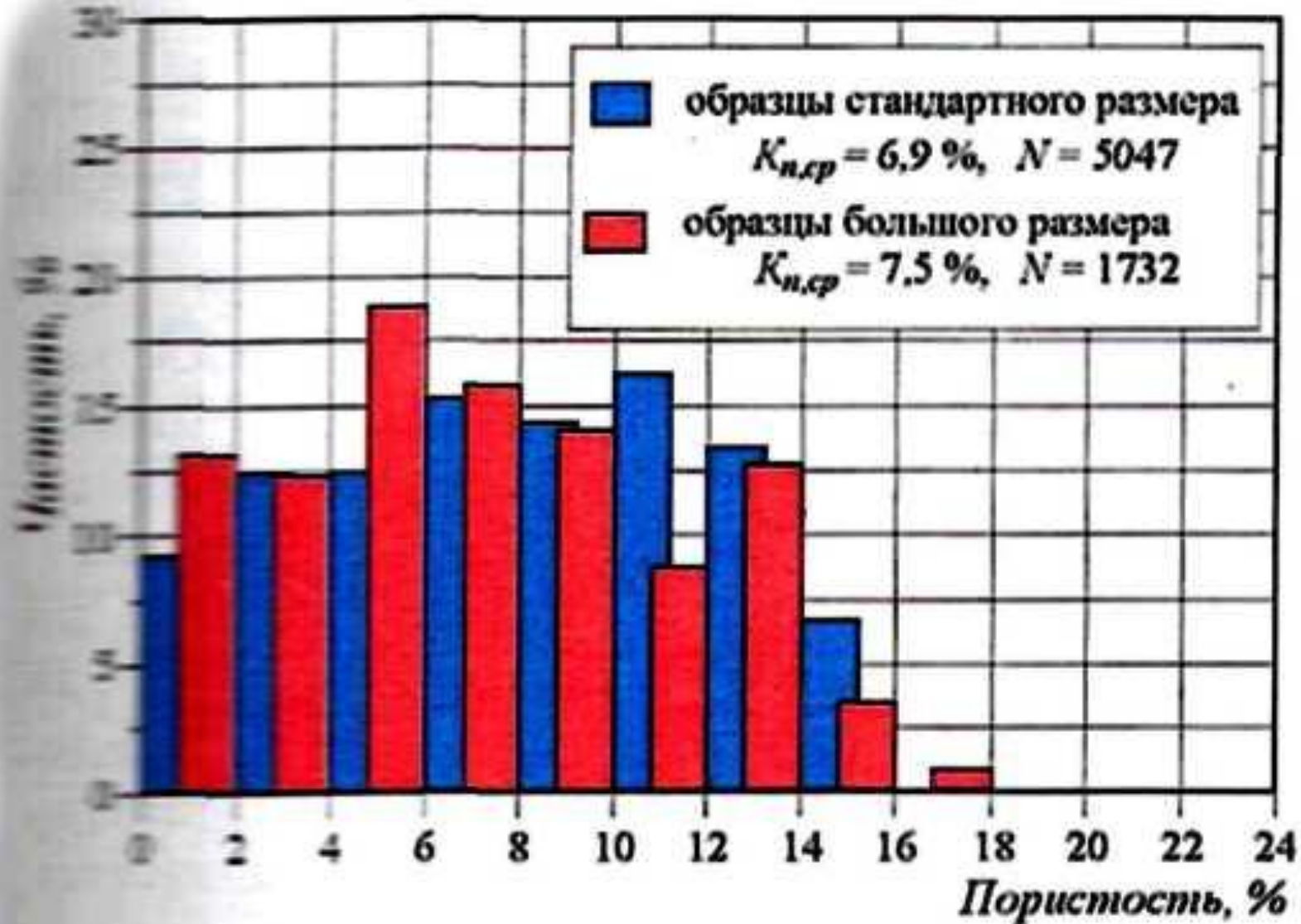
ТОМСКНИПИНЕФТЬ

**Определение средней пористости на образцах**

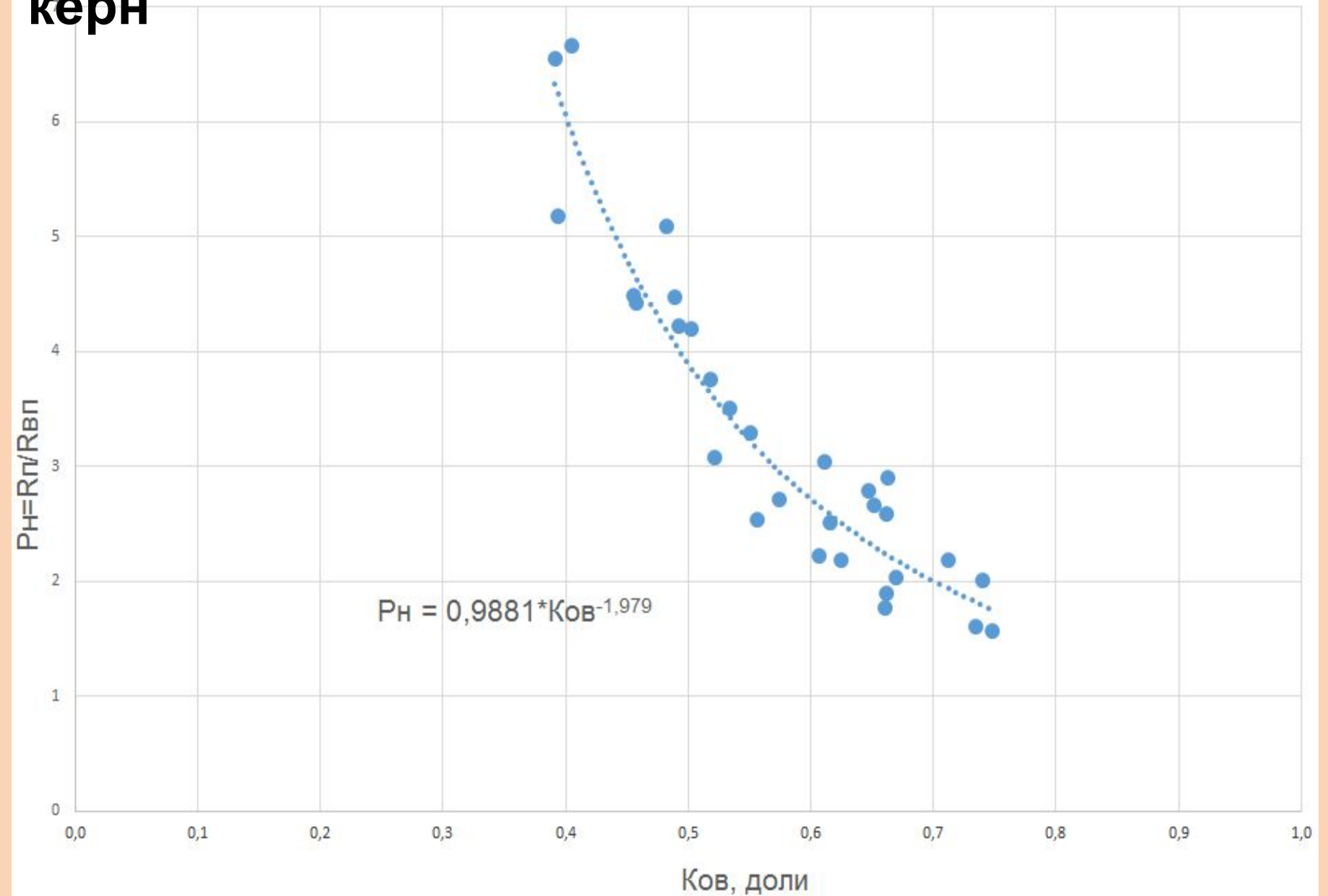
**Отбор керна. Размер имеет значение!**



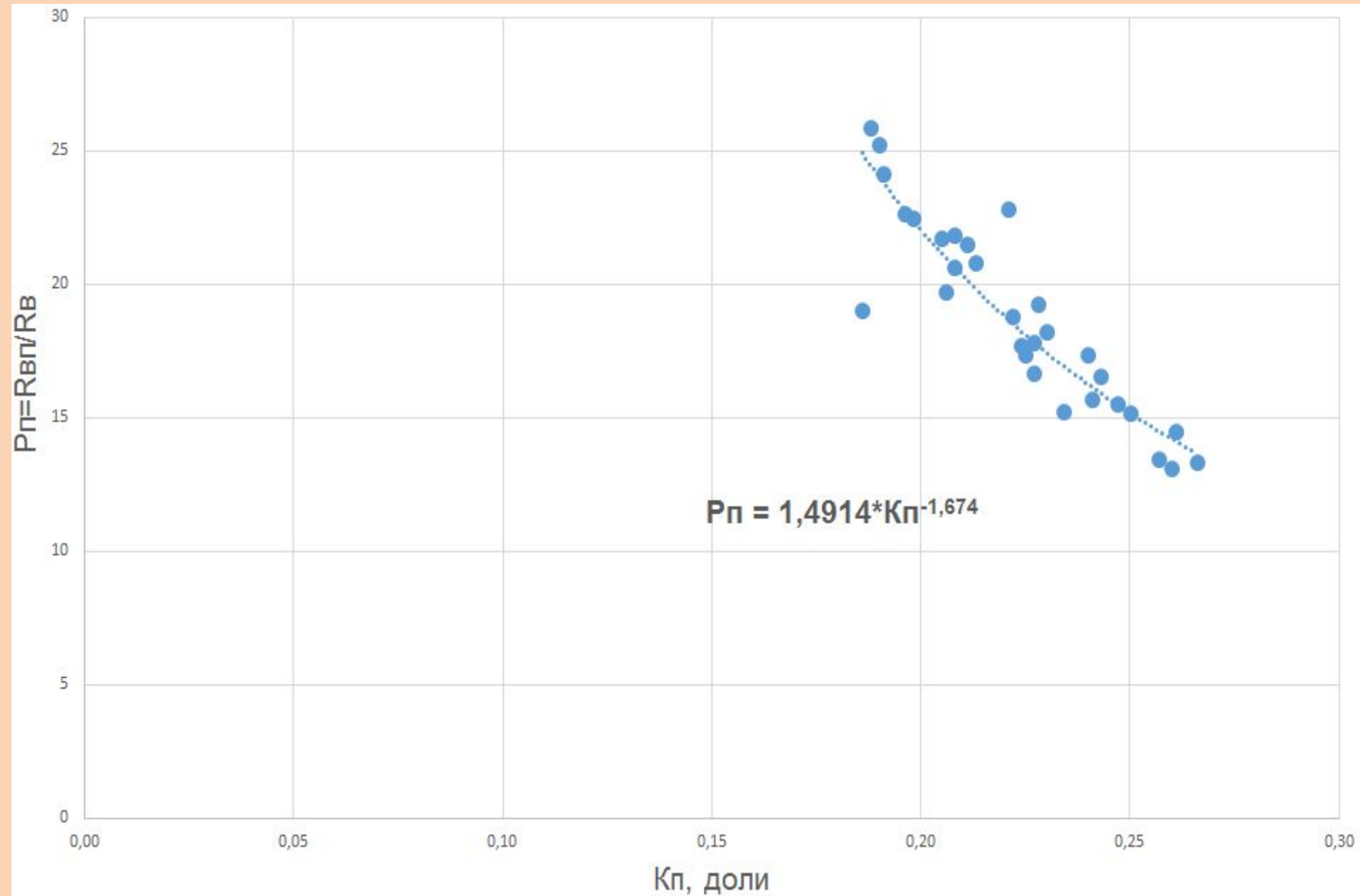
# Определение средней пористости на образцах



# Построение петрофизической связи керн – керн



# Построение петрофизической связи керн – керн



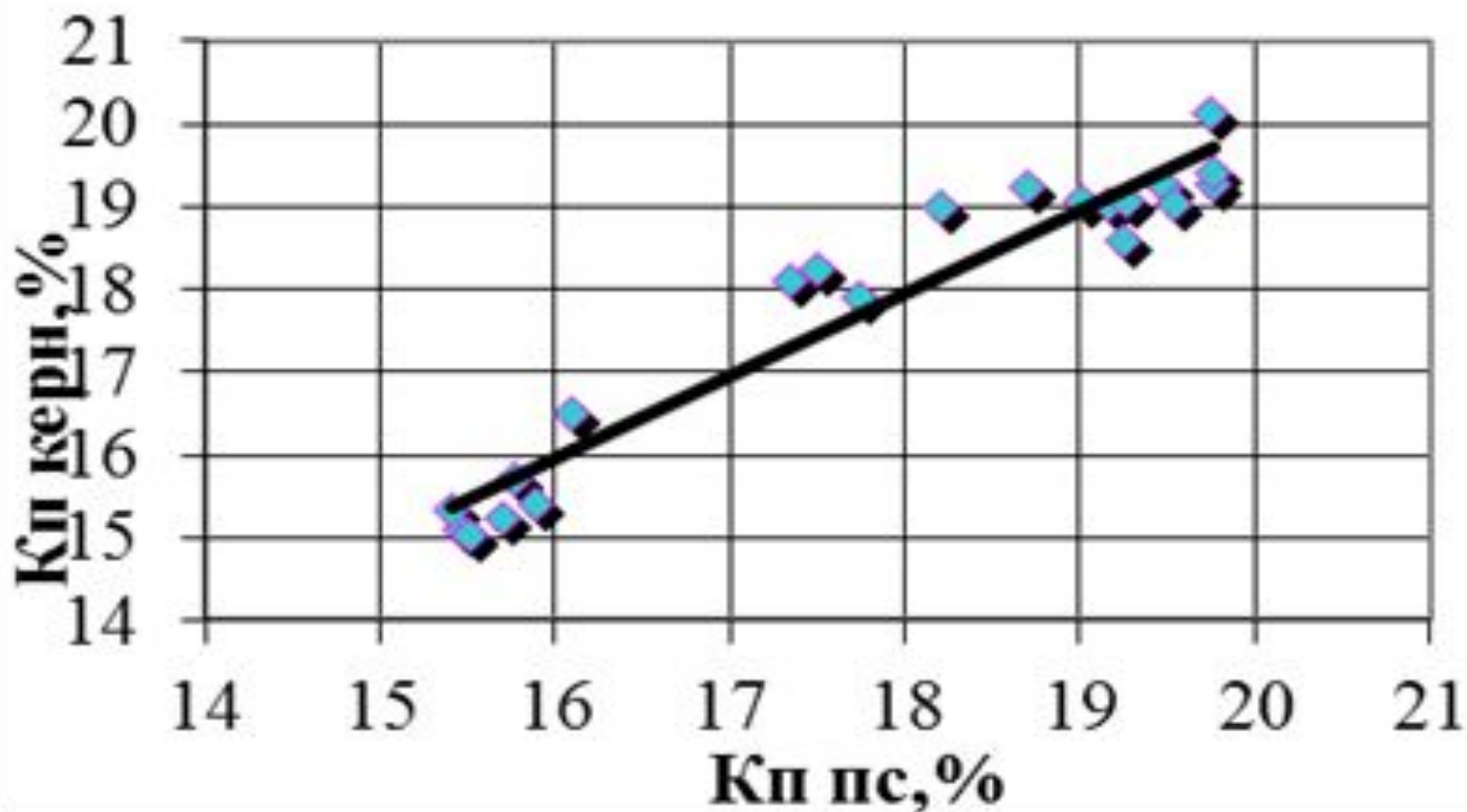


## Определение пористости

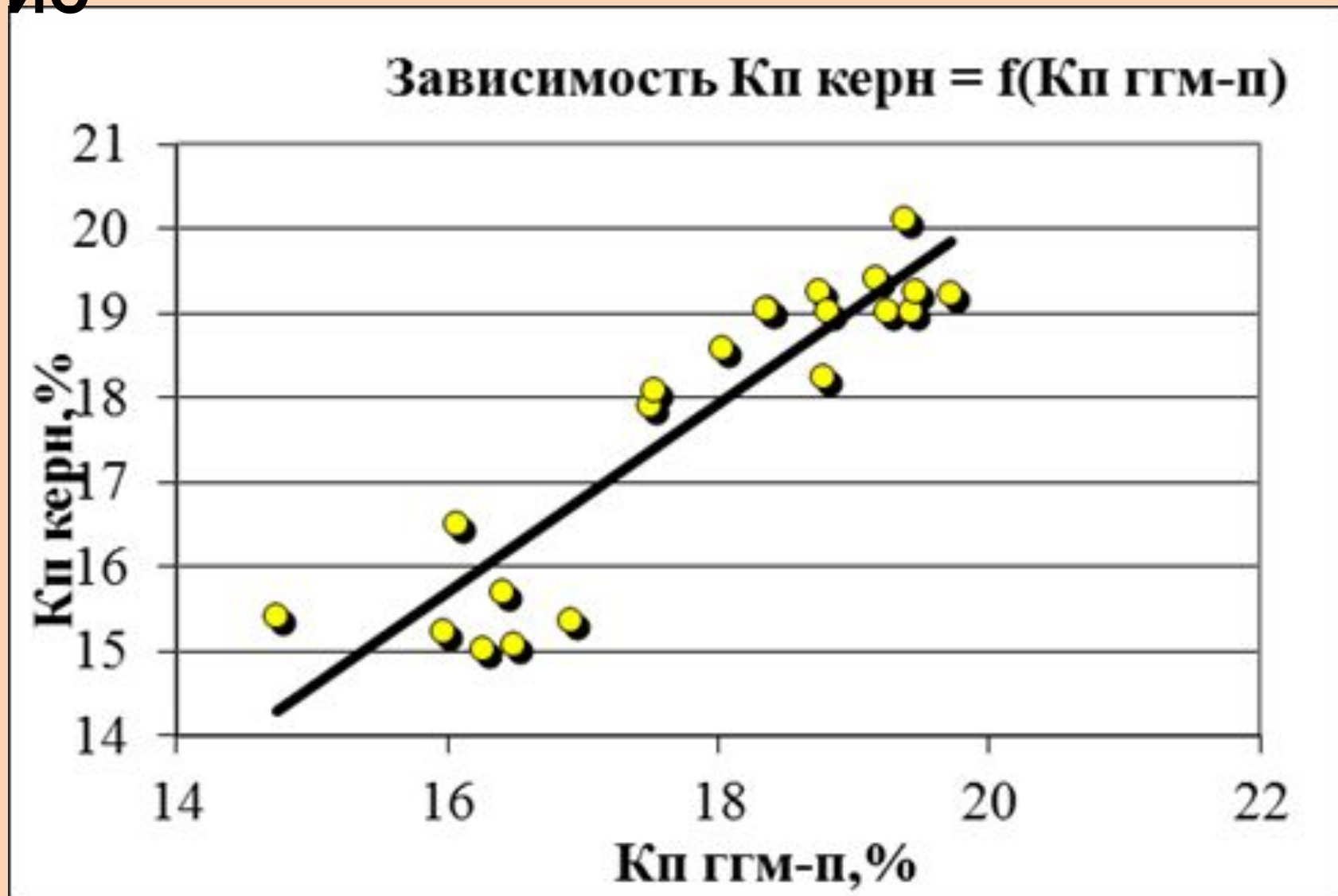
Петрофизические связи типа "*керна-ГИС*" получают по результатам анализов керна и интерпретации данных ГИС в базовых скважинах или пластопересечениях. В качестве таких пластопересечений рекомендуются пласты, отвечающие следующим требованиям: а) толщина - не менее 1.5 м (для обеспечения надежности оценки 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.

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