

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РФ  
САРАТОВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ  
ИМ. Н.Г. ЧЕРНЫШЕВСКОГО**

**Головин К.Б., Головин Б.А., Калининкова М.В.**

**ТИПЫ И ВИДЫ КОЛЛЕКТОРОВ**

**УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКОЕ ПОСОБИЕ**

**Саратов - 2014**

## ВВЕДЕНИЕ И ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ

Коллекторами нефти и газа являются горные породы, обладающие способностью вмещать эти флюиды и отдавать их при разработке.

С каждым годом становится все сложнее находить новые месторождения нефти и газа, проводить их разведку, проектировать и реализовывать разработку и эксплуатацию. Одна из причин такого положения состоит в усложнении как самих объектов поисков и разведки (типы открываемых залежей нефти и газа, типы коллекторов, углеводороды), так и мест их нахождения (большие глубины на суше, шельф).

подавляющая часть нефтяных и газовых месторождений приурочена к коллекторам трёх типов – гранулярным, трещинным и смешанного строения. К первому типу относятся коллекторы, сложенные песчано-алевритовыми породами, поровое пространство которых состоит из межзерновых полостей. Подобным строением порового пространства характеризуются также некоторые пласты известняков и доломитов. В чисто трещиноватых коллекторах (сложенных преимущественно карбонатами) поровое пространство образуется системой трещин. При этом участки коллектора между трещинами представляют собой плотные малопроницаемые нетрещиноватые блоки пород, поровое пространство которых практически не участвует в процессах фильтрации. На практике, однако, чаще всего встречаются трещиноватые коллекторы смешанного типа, поровое пространство которых включает как системы трещин, так и поровое пространство блоков, а также каверны и карсты.

Анализ показывает, что около 60 % запасов нефти в мире приурочено к песчаным пластам и песчаникам, 39 % – к карбонатным отложениям, 1 % – к выветренным метаморфическим и изверженным породам. Следовательно, породы **осадочного происхождения** – основные коллекторы нефти и газа.

В связи с разнообразием условий формирования осадков коллекторские свойства пластов различных месторождений могут изменяться в широких пределах. Характерные особенности большинства коллекторов – слоистость их строения и изменение во всех направлениях свойств пород, толщины пластов и других параметров.

**Нефтяной пласт** представляет собой горную породу, пропитанную нефтью, газом и водой.

Под **горной породой** понимается естественный твердый минеральный агрегат определенного состава и строения, образующий в земной коре тела различной формы и размера. Горные породы делятся на три группы: осадочные, изверженные (магматические) и метаморфические. **Осадочные породы** возникают в результате преобразования в термических условиях поверхностной части земной коры осадков, представляющих собой

выпавшие механическим или химическим путем продукты разрушения более древних пород, изверженных вулканов, жизнедеятельности организмов и растений.

**Свойства горной породы вмещать** (обусловлено пористостью горной породы) и **пропускать** (обусловлено проницаемостью) через себя жидкости и газы называются **фильтрационно-ёмкостными свойствами (ФЕС)**.

Фильтрационные и коллекторские свойства пород нефтяных пластов характеризуются следующими основными показателями:

- гранулометрическим составом пород;
- пористостью;
- проницаемостью;
- насыщенностью пород водой, нефтью и газом;
- удельной поверхностью;
- капиллярными свойствами;
- механическими свойствами.

## 1. КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД

### 1.1. Пористость

Под **пористостью** горной породы понимается наличие в ней пор (пустот). Пористость характеризует способность горной породы вмещать жидкости и газы.

В зависимости от происхождения различают следующие виды пор:

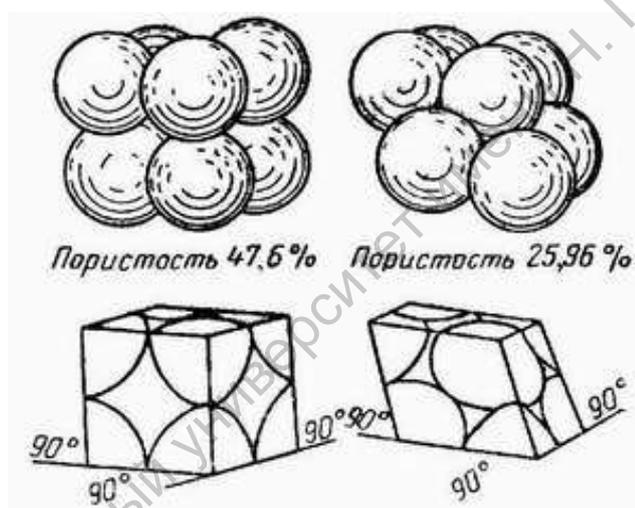
1. Поры между зёрнами обломочного материала (межкристаллические поры), промежутки между плоскостями наслоения – это **первичные** поры, образовавшиеся одновременно с формированием породы.
2. Поры растворения, образовавшиеся в результате циркуляции подземных вод, за счёт процессов растворения минеральной составляющей породы активными флюидами образуются поры, например выщелачивания, вплоть до образование карста.
3. Поры и трещины, возникшие под влиянием химических процессов, приводящие к сокращению объема породы. Например, превращение известняка ( $\text{CaCO}_3$ ) в доломит ( $\text{CaCO}_3 \cdot \text{MgCO}_3$ ). При доломитизации идёт сокращение объёмов породы приблизительно на 12 %, что приводит к увеличению объема пор. Аналогично протекает и процесс каолинизации –  $\text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 2\text{SiO}_2 \cdot \text{H}_2\text{O}$ .
4. Пустоты и трещины, образованные за счёт эрозионных процессов, выветривания, кристаллизации.
5. Пустоты и трещины, образованные за счёт тектонических процессов, напряжений в

земной коре.

Виды пор (2) - (5) – это, так называемые, **вторичные** поры, возникающие при геолого-минералогических или химических процессах.

Объём пор зависит от:

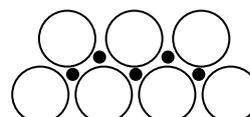
- формы зёрен и размера зёрен;
- сортировки зёрен (чем лучше отсортирован материал, тем выше пористость);
- укладки зёрен, например, при кубической укладке пористость составляет  $\approx 47,6\%$ , при ромбической укладке –  $25,96\%$  (рис. 1);
- однородности и окатанности зёрен;
- вида цемента (рис. 2).



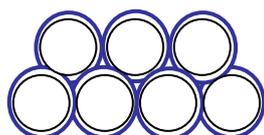
**Рис. 1.** Различная укладка сферических зёрен одного размера, составляющих пористый материал: а – менее плотная кубическая укладка, б – более компактная ромбическая укладка



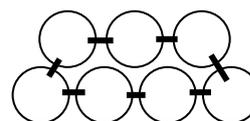
а. Базальный вид цемента  
(изверженный)  $K_{п} = 3-7\%$



б. Поровый вид цемента  
 $K_{п} = 7-12\%$



в. Плёночный вид цемента  
 $K_{п} = 12-16\%$



г. Соприкасающийся вид  
цементации  $K_{п} = 16-26\%$

**Рис. 2.** Разновидности цемента горных пород

Не все виды пор заполняются флюидами: водой, газами, нефтью. Часть пор бывает изолирована, в основном, это внутренние поры.

### 1.1.1. Виды пористости

**Общая** (полная, абсолютная) пористость – суммарный объём всех пор ( $V_{\text{пор}}$ ), открытых и закрытых.

Пористость **открытая** эквивалентна объёму сообщающихся ( $V_{\text{сообщ}}$ ) между собой пор и измеряется она в  $\text{м}^3$ ,  $\text{см}^3$ .

На практике для характеристики пористости используется **коэффициент пористости ( $K_{\text{п}}$ )**, выраженный в долях или в процентах.

Коэффициент общей (полной, абсолютной) пористости ( $K_{\text{п}}$ ) зависит от объема всех пор:

$$K_{\text{п}} = \frac{\sum V_{\text{пор}}}{V_{\text{образца}}} \times 100\%$$

Коэффициент открытой пористости ( $K_{\text{п}}^{\text{o}}$ ) зависит от объёма сообщающихся между собой пор:

$$K_{\text{п}}^{\text{o}} = \frac{\sum V_{\text{сообщ. пор}}}{V_{\text{образца}}} \times 100\%$$

Коэффициент **эффективной** пористости ( $K_{\text{п}}^{\text{эф}}$ ) оценивает фильтрацию в породе жидкости или газа, и зависит от объёма пор ( $V_{\text{пор фильтр}}$ ), через которые идёт фильтрация.

$$K_{\text{п}}^{\text{эф}} = \frac{\sum V_{\text{пор фильтр.}}}{V_{\text{образца}}} \times 100\%$$

Для зернистых пород, содержащих малое или среднее количество цементирующего материала, общая и эффективная пористость примерно равны. Для пород, содержащих большое количество цемента, между эффективной и общей пористостью наблюдается существенное различие.

Для коэффициентов пористости всегда выполняется соотношение:

$$K_{\text{п}} > K_{\text{п}}^{\text{o}} > K_{\text{п}}^{\text{эф}}.$$

Для хороших коллекторов коэффициент пористости лежит в пределах 15-25%.

Поровые каналы нефтяных пластов условно подразделяются на три группы:

- субкапиллярные – размер пор  $< 0,0002$  мм, практически непроницаемые: глины, глинистые сланцы, эвапориты (соль, гипс, ангидрит);
- капиллярные – размер пор от  $0,0002$  до  $0,5$  мм;
- сверхкапиллярные – размер пор  $> 0,5$  мм.

По крупным (сверхкапиллярным) каналам и порам движение нефти, воды, газа происходит свободно, а по капиллярам – при значительном участии капиллярных сил.

В субкапиллярных каналах жидкость удерживается межмолекулярными силами (силами притяжения стенок каналов), поэтому практически никакого движения не происходит.

Породы, поры которых представлены в основном субкапиллярными каналами, независимо от пористости практически непроницаемы для жидкостей и газов (глины, глинистые сланцы).

**Таблица 1**

**Коэффициенты пористости некоторых осадочных пород**

Горная порода	Пористость , %
Глинистые сланцы	0,54-1,4
Глины	6,0-50,0
Пески	6,0-52
Песчаники	3,5-29,0
Известняки	до 33
Доломиты	до 39
Известняки и доломиты, как покрывки	0,65-2,5

Общая и открытая пористость зависит от:

- глубины залегания и, как правило, падает с увеличением глубины залегания (рис. 3);
- от плотности пород;
- количества цемента и др.

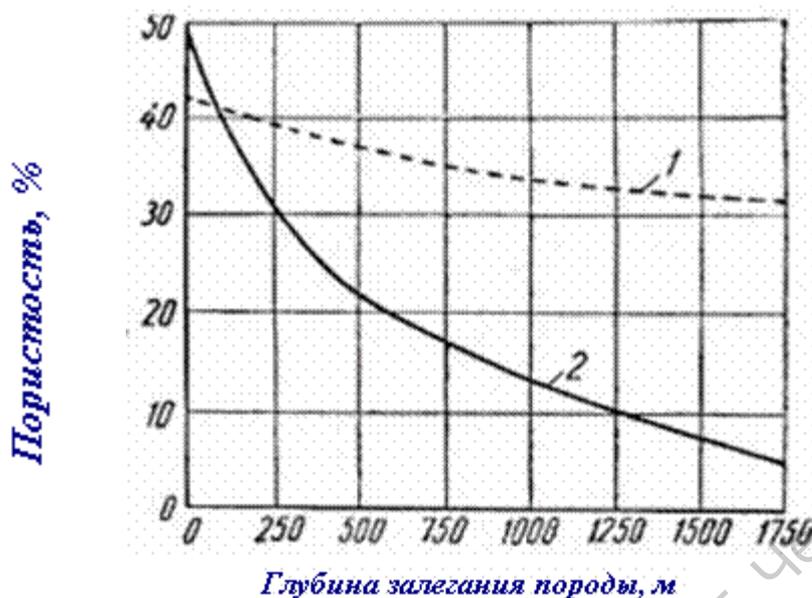


Рис. 3. Влияние естественного уплотнения пород на их пористость:  
1. песчаники, 2. глины

Пористость пород продуктивных пластов определяют либо в лабораторных условиях по керновому материалу, либо по материалам ГИС.

### 1.2. Проницаемость

**Проницаемость** – это фильтрующий параметр горной породы, характеризующий её способность пропускать через себя жидкости и газы при перепаде давления.

Абсолютно непроницаемых тел в природе нет. При сверхвысоких давлениях все горные породы проницаемы. Однако при сравнительно небольших перепадах давления в нефтяных пластах многие породы в результате незначительных размеров пор оказываются практически непроницаемыми для жидкостей и газов (глины, сланцы и т.д.).

Хорошо проницаемыми породами являются: песок, песчаники, доломиты, доломитизированные известняки, алевролиты, а так же глины, имеющие массивную пакетную упаковку (рис. 4).

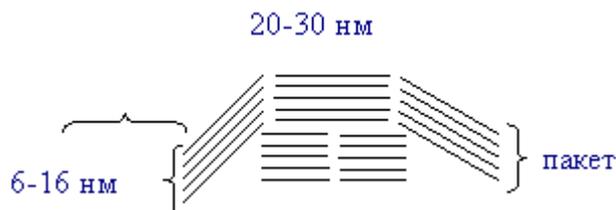
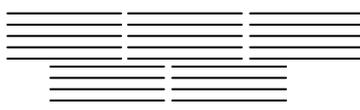


Рис. 4. Пример массивной пакетной упаковки глин –  
фильтрация происходит через каналы между пакетами



**Рис. 5. Пример упорядоченной пакетной упаковки глин – фильтрация практически не происходит**

К плохо проницаемым породам относятся: глины, с упорядоченной пакетной упаковкой (рис. 5), глинистые сланцы, мергели, песчаники с обильной глинистой цементацией. Для существующих типов каналов (субкапиллярные, капиллярные, трещины) фильтрация идет, в основном, через капилляры, каналы и трещины.

В системе СИ коэффициент проницаемости измеряется в  $\text{м}^2$ ; в системе СГС в  $\text{см}^2$ ; в системе НППГ (нефтепромысловая геология) в Д (дарси).

$$1 \text{ дарси} = 1,02 \cdot 10^{-8} \text{ см}^2 = 1,02 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2 = 1,02 \text{ мкм}^2 \approx 1 \text{ мкм}^2.$$

Проницаемостью в  $1 \text{ м}^2$  называется проницаемость пористой среды при фильтрации через образец площадью  $1 \text{ м}^2$  и длиной  $1 \text{ м}$  при перепаде давления  $1 \text{ Па}$ . Расход жидкости вязкостью  $1 \text{ Па} \cdot \text{с}$  составляет  $1 \text{ м}^3/\text{сек}$ .

Пористая среда имеет проницаемость  $1 \text{ дарси}$ , если при однофазной фильтрации жидкости вязкостью  $1 \text{ спз}$  (сантипуаз) при ламинарном режиме фильтрации через сечение образца площадью  $1 \text{ см}^2$  и перепаде давления  $1 \text{ атм}$ , расход жидкости на  $1 \text{ см}$  длины породы составляет  $1 \text{ см}^3/\text{сек}$ .

**Физический смысл размерности проницаемости** – это величина площади сечения каналов пористой среды, через которые идет фильтрация.

### 1.2.1. Виды проницаемости

**Проницаемость абсолютная** (физическая) – это проницаемость пористой среды для газа или однородной жидкости при выполнении следующих условий:

1. Отсутствие физико-химического взаимодействия между пористой средой и этим газом или жидкостью.
2. Полное заполнение всех пор среды этим газом или жидкостью.

Для продуктивных нефтяных пластов эти условия не выполняются.

**Проницаемость фазовая** (эффективная) – это проницаемость пористой среды для данного газа или жидкости при одновременном наличии в порах другой фазы (жидкости или газа) или системы (газ-нефть, нефть-вода, вода-газ, газ-нефть-вода).

При фильтрации смесей коэффициент фазовой проницаемости намного меньше абсолютной проницаемости и неодинаков для пласта в целом.

**Относительная проницаемость** – отношение фазовой проницаемости к абсолютной.

Проницаемость горной породы зависит от степени насыщения породы флюидами, соотношения фаз, физико-химических свойств породы и флюидов.

Фазовая и относительная проницаемости для различных фаз зависят от нефте-, газо- и водонасыщенности порового пространства породы, градиента давления, физико-химических свойств жидкостей и поровых фаз.

**Насыщенность** – ещё один важный параметр продуктивных пластов, тесно связанный с фазовой проницаемостью. Различают **водонасыщенность** ( $S_B$ ), **газонасыщенность** ( $S_G$ ), **нефтенасыщенность** ( $S_H$ ).

Предполагается, что продуктивные пласты сначала были насыщены водой. Водой были заполнены капилляры, каналы, трещины.

При миграции (аккумуляции) углеводороды, вследствие меньшей плотности, стремятся к верхней части пласта, выдавливая вниз воду. Вода легче всего уходит из трещин и каналов, из капилляров вода плохо уходит в силу **капиллярных явлений**. Таким образом, в пласте остаётся связанная вода.

Чтобы определить количество углеводородов, содержащихся в продуктивном пласте, необходимо определить насыщенность порового пространства породы водой, нефтью и газом.

**Водонасыщенность**  $S_B$  – отношение объёма открытых пор, заполненных водой, к общему объёму пор горной породы. Аналогично определение нефте- и газонасыщенности:

$$S_B = \frac{V_B}{V_{\text{пор}}} \times 100\%; \quad S_H = \frac{V_H}{V_{\text{пор}}} \times 100\%; \quad S_G = \frac{V_G}{V_{\text{пор}}} \times 100\%. \quad (1.5)$$

Обычно для нефтяных месторождений остаточная водонасыщенность изменяется в диапазоне:  $S_B = 6-35\%$  (пласт считается созревшим для разработки, если остаточная водонасыщенность в среднем ( $S_B$ )  $< 25\%$ ; нефтенасыщенность:  $S_H = 65-94\%$ , в зависимости от "созревания" пласта.

Для месторождений параметр насыщенности нормирован и равен единице ( $S_{\text{насыщ}} = 1$ ) или  $100\%$ . То есть, для нефтяных месторождений справедливо следующее соотношение:

$$S_H + S_B = 1.$$

Для газонефтяных месторождений:

$$S_B + S_H + S_G = 1, \quad S_G = 1 - (S_B + S_H).$$

Остаточная водонасыщенность, обусловленная **капиллярными силами**, не влияет на основную фильтрацию нефти и газа.

Фазовая (эффективная), относительная проницаемости, насыщенность горных пород определяются экспериментально. На рисунке 6 представлены результаты экспериментального исследования газо-водо-нефтяного потока при одновременном

содержании в пористой среде нефти, воды и газа. Опытами установлено, что в зависимости от объёмного насыщения порового пространства различными компонентами возможно одно-, двух- и трёхфазное движение. Результаты исследования представлены в виде треугольной диаграммы (рис. 6).

Вершины треугольника соответствуют стопроцентному насыщению породы одной из фаз; стороны, противолежащие вершинам, – нулевому насыщению породы этой фазой. Кривые, проведённые на диаграмме, ограничивают возможные области одно-, двух-, и трёхфазного потока.

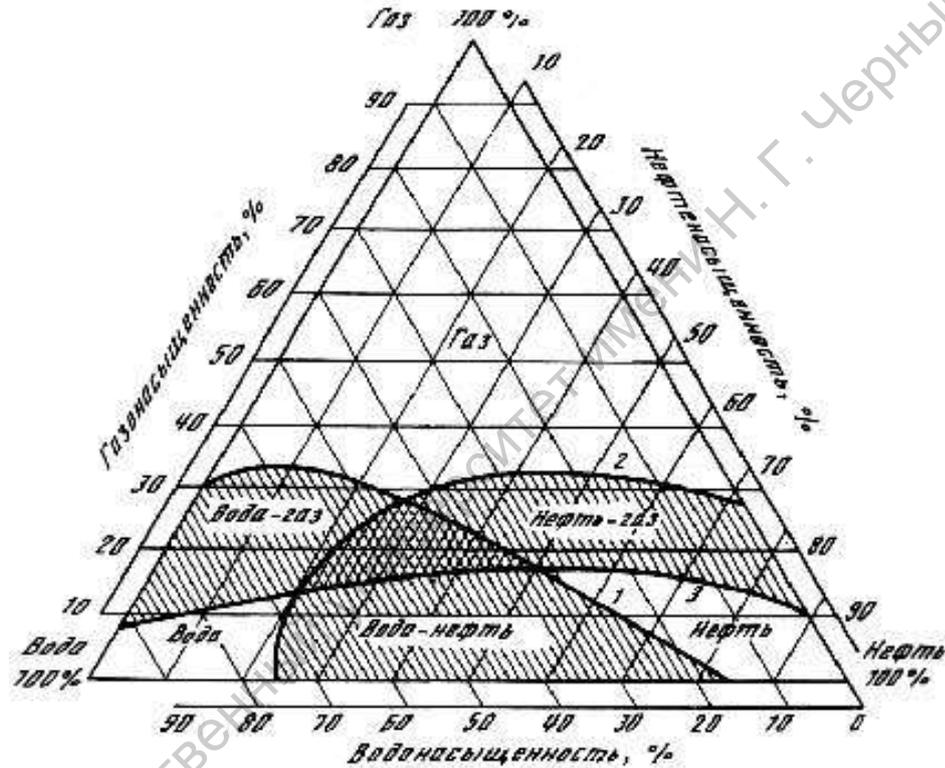


Рис. 6. Области распространения одно-, двух- и трёхфазного потоков:  
1. 5 % воды; 2. 5 % нефти; 3. 5 % газа.

При водонасыщенности до 25 % нефте- и газонасыщенность пород максимальная: 45-75 %, а относительная фазовая проницаемость для воды равна нулю. При увеличении водонасыщенности до 40%, фазовая проницаемость для нефти и газа уменьшается в 2-2,5 раза. При увеличении водонасыщенности до 80 % фильтрация газа и нефти в пласте стремится к нулю.

При газонасыщенности меньше 10 % и нефтенасыщенности меньше 23 % в потоке будет практически одна вода. При газонасыщенности меньше 10 % движение газа не происходит. При содержании в породе газа свыше 33 –35 % фильтроваться будет один газ.

При нефтенасыщенности меньше 23 % движение нефти не происходит. При содержании воды от 20 до 30% и газа от 10 до 18% фильтроваться может только одна

нефть.

Заштрихованные промежуточные области, примыкающие к сторонам треугольника, отвечают двухфазным потокам: газ – вода, газ – нефть, вода – нефть.

Область совместного движения в потоке всех трех фаз выделена двойной штриховкой. Для несцементированных песков она находится в следующих пределах насыщенности: нефтью от 23 до 50%, водой от 33 до 64%, газом от 14 до 30%.

### **1.3. Зависимость проницаемости от пористости**

Теоретически, для хорошо отсортированного материала (песок мономиктовый) проницаемость не зависит от пористости. Для реальных коллекторов в общем случае более пористые породы являются и более проницаемыми.

## **2. ПОНЯТИЕ О КЛАССИФИКАЦИИ. КЛАССИФИКАЦИОННЫЕ ПРИЗНАКИ. ГРУППЫ КЛАССИФИКАЦИЙ.**

Выделение пластов-коллекторов, определение их основных характеристик и свойств в связи с использованием полного комплекса петрофизических, геофизических, геохимических, литологических и гидродинамических методов сводится к вопросу эффективной организации материала, получаемого в результате обширного комплекса исследований и, в первую очередь, к выбору способа классификации коллекторов.

С другой стороны, несмотря на широкий комплекс используемых методов, актуальнейшей проблемой нефтегазовой отрасли является повышение степени извлечения полезной информации из геологических, геофизических, геохимических и других данных. Создание общих моделей петрофизических взаимосвязей, используемых для интерпретации скважинных данных для различных классов продуктивных пород, является главным средством решения этой проблемы.

Значение классификации заключается также в возможности замены громоздких характеристик коллектора (набора большого числа параметров) простой, компактной и в тоже время исчерпывающей характеристикой принадлежности его к определенному классу.

Основные коллекторские свойства, характер коллектора, его различные петрофизические и соответствующие геофизические параметры определяются большим числом факторов. По своему влиянию на литолого-петрофизический облик коллектора и на показания геофизических методов можно в первую очередь выделить:

Литологический фактор – минералогический состав скелета породы-коллектора, определяющий ее минералогическую плотность, упругие свойства, компетентность породы, ее растворимость, интенсивность процессов эпигенеза, физико-химические свойства поверхности стенок поровых каналов, радиоактивность, нейтронные свойства и пр.

В числе литологических особенностей коллектора исключительно важную роль играет степень глинизации его порового пространства, которая в основном определяет величину удельной поверхности, резко влияет на интенсивность взаимодействия твердой и жидкой фаз, на содержание химически связанной и остаточной воды в коллекторе, практически определяет мембранную и гамма-активность породы, влияет на показания электрических, акустических и радиометрических методов.

Структурный фактор – морфология пустотного пространства, определяющая геометрию распределения и движение флюидов в коллекторе, соотношение фильтрационных и емкостных параметров. Тип пустотного пространства определяет специфический комплекс важнейших свойств коллектора, методы его исследования, разведки и разработки залежи нефти и газа. Наиболее чувствительным индикатором структуры является метод сопротивления.

Емкость коллектора – его общая (открытая) и эффективная пористость, определяющая содержание флюида в коллекторе и сильно влияющая на показания большинства геофизических методов.

Характер насыщения коллектора – его газонефтеводонасыщенность. Соотношение флюидов влияет на показания ряда геофизических методов, и особенно на показания метода сопротивлений.

Перечисленные факторы находятся в той или иной зависимости друг от друга, их влияния переплетаются, действуют на показания различных методов то в одну, то в разные стороны (интерферируют), причем, не выяснив литологии и морфологического типа коллектора, нельзя с удовлетворительной точностью определить по геофизическим данным его пористость, оценить характер насыщения.

Важнейшими характеристиками коллекторов являются емкость, зависящая от общего объема пустот, и проницаемость, тесно связанная со структурой пустотного пространства. Эти признаки всегда в той или иной степени используются при классификации коллекторов нефти и газа.

За многолетнюю историю изучения газонефтяных коллекторов разработаны следующие их классификации:

- по единству места (регион, месторождение, литолого-стратиграфический комплекс, горизонт, пласт)
- по литологическому признаку, выделяя группы терригенных и карбонатных коллекторов;
- по наличию или отсутствию трещин (гранулярные и трещинные коллекторы);
- по морфологическим признакам, характеру и генезису пустотного пространства;
- по величине проницаемости и эффективной пористости, размера зерен преобладающей гранулометрической фракции и т.д. с указанием точных границ значений параметров для каждого класса – «оценочные» классификации;
- по специфическим закономерностям соотношений между петрофизическими свойствами, характеру корреляционных связей между параметрами;
- по содержанию цемента и по его влиянию на проницаемость;
- по группам параметров – эффективная и открытая пористости, проницаемость, содержание цемента, глубина залегания и т.д.

Обобщая указанные признаки, существующие классификационные схемы можно условно подразделить на четыре группы:

- морфологические и генетические (Авдусин и Цветкова, Калинин, Конюхов, Смехов, Леворсен, Вальдшмит, Сандер, Арчи, Максимович и Быков и др.),
- минералого-генетико-морфологические (Калинко, Карпов, Гурова, Марьенко и др.),
- оценочные (Теодорович, Авдусин и Цветкова, Требин, Ханин, Крибари, Аширов, Алиев и Ахмедов, Котяхов, Прошляков, Мухаринская и др.)
- смешанные классификации.

### **2.1. Обзор существующих классификационных схем**

Среди классификаций названных выше исследователей есть как носящие общий характер, охватывающие все многообразие развитых в природе пород-коллекторов нефти и газа (Лиллей, 1938; Губкин, 1937; Авдусин, Цветкова, 1943; Требин, 1945; Джонс, 1957; Ханин, 1956; Вассоевич, Калинин, 1954; Калинин, 1958, 1964; Леворсен, 1958; Смехов, 1958, 1962; Эйдман, 1974, 1977 и др.), так и разработанные для отдельных групп пород – терригенных и карбонатных (Говард, 1928; Теодорович, 1949, 1958; Арчи, 1952; Дахнов, Лебедев, 1964; Сандер, 1967; Максимович, Быков, 1969; Багринцева, 1972, 1976).

В отличие от терригенных коллекторов, в которых пустотное пространство представлено главным образом порами, в карбонатных коллекторах в строении пустотного пространства обычно участвуют одновременно или по отдельности и другие

морфологические типы пустот. На этом основании во многих классификациях помимо порового типа выделяются каверновый, трещинно-поровый, порово-каверновый и другие типы коллекторов. При этом одни исследователи (Кринари, 1959, 1963; Дахнов, Лебедев, 1964; Котяхов, 1965; Мельникова и др., 1967, и др.) при выделении типов коллекторов учитывают, прежде всего, их емкостные свойства, другие (Смехов и др., 1969) ориентируются в первую очередь на фильтрационные особенности коллекторов.

В прошлые годы за основу классификаций обычно принимался какой-либо один, реже два-три основных параметра. Чаще всего это были те или иные параметры коллекторских свойств, в некоторых случаях – литологические особенности пород. Так, согласно классификации П.П. Авдусина и М.А. Цветковой, все коллекторы разделены по эффективной пористости на пять классов [1]. Классификации Ф.А. Требина и П.Д. Джонса основаны на установленной ими функциональной связи между фильтрационными и емкостными свойствами песчано-алевритовых пород. Джонс предложил различать три группы коллекторов – высокопродуктивные с коэффициентом проницаемости выше 1000 мД, среднепродуктивные – 1000-100 мД, малопродуктивные – 100-10 мД, причем в качестве дополнительного признака используется толщина пласта [49].

Начиная с 1923 г. ряд классификаций коллекторов разработал Г.И.Теодорович (1943, 1949, 1958, 1966, 1969). Г.И.Теодорович считает главными классификационными признаками пород коллекторов тип структуры пустотного пространства и проницаемость. При изучении структуры пустотного пространства карбонатных коллекторов Теодорович отмечает сложность его строения по сравнению с рыхлыми коллекторами [115].

В основу классификации Теодоровича (1958) положен принцип подразделения карбонатных коллекторов по структуре пустотного пространства и по проницаемости. На этом основании выделены четыре группы коллекторов. Группа А представлена коллекторами более или менее равномерно проницаемыми по порам, группа Б – коллекторами, неравномерно проницаемыми по порам, группа В – коллекторами, проницаемыми по трещинам, или трещинными коллекторами, и группа Г – смешанными коллекторами, т. е. порово-трещинными.

В специальной таблице [116] показано распределение петрографических типов карбонатных пород по перечисленным выше группам. Коллекторы каждой из четырех групп по величине проницаемости подразделены на пять классов: 1-й класс – очень хорошо проницаемые коллекторы с проницаемостью  $>1000$  мД; 2-й класс – хорошо проницаемые коллекторы с проницаемостью 100-1000 мД; 3-й класс – среднепроницаемые коллекторы с проницаемостью 10-100 мД; 4-й класс – слабо-

проницаемые коллекторы с проницаемостью 1-10 мД; 5-й класс – практически непроницаемые или почти непроницаемые коллекторы с проницаемостью  $\ll 1$  мД.

Теодорович выделяет шесть типов структур пустотного пространства коллекторов (большой частью карбонатных):

- 1) макропоры сообщаются между собой тонкими проводящими каналцами, например, поры от выщелоченных скелетных остатков в доломитах;
- 2) макропоры сообщаются между собой через небольшие пережимы порового пространства;
- 3) макропоры сообщаются между собой посредством крайне мелкопористых каналов (обычно в доломитах);
- 4) межзерновая пористость – поры повторяют очертания значительной части зерен основной массы породы или ее цемента, а в пористых песчаниках с кварцевым цементом поры располагаются между регенерированными обломочными кварцевыми зёрнами;
- 5) трещиноватость – пустотное пространство представлено только трещинами;
- 6) смешанный или сложный тип пустотного пространства – пористо-трещиноватые и кавернозно-трещиноватые разновидности.

Классификация карбонатных коллекторов Теодоровича, несмотря на условность подразделения групп коллекторов на классы и отсутствие емкостных характеристик коллекторов, получила достаточно широкое распространение.

Максимович и Быков (1968, 1969), руководствуясь целью создания унифицированной классификации полостей в карбонатных коллекторах для выделения и сравнения различных их типов, предложили десятичный принцип деления пустот по размерам [88, 89]. От типизации полостей авторы переходят далее к морфогенетической классификации карбонатных коллекторов нефти и газа. Они разделяют коллекторы первоначально на две группы – межзерновые (поровые) и трещинные. Последние включают в себя типы – карстовый и порово-трещинный, подтипы – каверновый, пещеристый и смешанные. Затем идет деление на виды, такие, например, как локально-каверновый, регионально-каверновый, каверново-стилолитовый, рифовый останцовый и др. Порами (первичными и вторичными) авторы считают полости с поперечником менее 1 мм, кавернами – с размером от 1 до 10 мм. Полости большего размера названы пещерами. Несомненной заслугой авторов является попытка промыслово-геофизического описания выделенных типов и подтипов коллекторов.

Исследователи ВолгоградНИПИнефть Лаврентьева и др. (1968) классифицируют не только коллекторы, но и резервуары в карбонатных породах по гидродинамической

сообщаемости.

Основываясь на разработанном Максимовичем и Быковым принципе, свою морфологическую классификацию пустот в карбонатных коллекторах (табл. 2) предложил Марьенко (1978). Кроме того, исследователь, справедливо полагая, что для выяснения закономерностей локализации коллекторов нефти и газа и более правильного прогнозирования их всевозможных характеристик важно знать не только морфологию развитых в них пустот, но и установить их генезис, приводит генетическую классификацию пустот [91].

**Таблица 2.**

**Морфологическая классификация пустот в карбонатных коллекторах  
(по Ю.И.Марьенко, 1978)**

Поры		Каналы		Трещины	
Тип	Размер, мм	Тип	Размер, мм	Тип	Размер, мм
Субкапиллярные	0,0001	Субкапиллярные	0,0001	Субкапиллярные	0,0001
Микропоры	0,0001-0,001	Микропоровые	0,0001-0,001	Микротрещины	0,0001-0,001
Очень мелкие	0,001-0,01	Очень мелкопоровые	0,001-0,01	Волосные	0,001-0,01
Мелкие	0,01-0,1	Мелкопоровые	0,01-0,1	Очень мелкие	0,01-0,1
Тонкие	0,1-1	Тонкопоровые	0,1-1	Тонкие	0,1-1
Макропоры мелкие (каверны мелкие)	1-10	Макропоровые мелкие (каверновые мелкие)	1-10	Макротрещины мелкие	1-10
Макропоры крупные (каверны крупные)	10-100	Макропоровые крупные (каверновые крупные)	1-100	Макротрещины крупные	10-100
Мегапоры (пещеры)	100	Мегапоровые (пещеровые)	100	Мегатрещины	100

Необходимо отметить, что классифицирование пустот по генезису с различной детальностью проводилось многими исследователями (Губкин, 1932; Лиллей, 1938; Теодорович, 1942, 1949; Лэндес, 1951; Вальдшмидт и др., 1956; Леворсен, 1958; Калинин, 1958; Соколов, 1962; Перькова, 1965, 1966; Гмид, 1968; Багринцева, 1972; Гмид, Леви, 1972; Марьенко, 1974 и др.). В предлагаемой Марьенко генетической классификации пустот карбонатных пород все пустоты подразделены на четыре большие группы – седиментогенные, диагенные, катагенные и гипергенные – и находятся в тесной связи с генетическими типами карбонатных пород, что позволяет лучше отразить их генетическую взаимосвязь и последовательность образования. Подразделение типов на подтипы проведено на основании структурно-текстурных признаков, уточняющих генетическую сущность пустот, их положение и взаиморасположение в породе.

Наиболее детальными классификациями карбонатных пород являются классификации Смехова и Сандера.

Смеховым совместно с Гмид и Леви (1968) была предложена принципиальная

схема классификации терригенных, карбонатных и смешанных коллекторов нефти и газа. В ней коллекторы поровые и трещинные группируются по условиям аккумуляции (в каких пустотах в основном содержатся нефть и газ), литологическому составу и условиям фильтрации, характеризующиеся соотношением величин общей проницаемости, определяемой на образцах керна и трещинной проницаемости, оцениваемой по результатам исследований микротрещин на больших шлифах [95]. Трещинные коллекторы включают в себя два типа: чисто трещинные и смешанные. Последние в свою очередь подразделяются на ряд подклассов. По условиям фильтрации коллекторы подразделяются на простые и сложные. Данная классификационная шкала, основанная на разделении пород-коллекторов по характеру путей фильтрации, представляет практический интерес, особенно при решении вопросов разработки залежей нефти и газа.

Привлекательной с точки зрения детальности литологической характеристики карбонатных отложений и условий их накопления представляется классификация Сандера (1967). В этой классификации типы карбонатных пород, выделяемые по размерам частиц, структурным и текстурным элементам, генезису и степени перекристаллизации слагающих их фрагментов, увязываются с величинами пустотности и проницаемости. И хотя корреляционный характер этих связей не установлен, классификация отличается своей полнотой, благодаря чему может быть использована в практических целях, особенно при региональных исследованиях.

Изучение трещиноватости пород привели к созданию различных классификаций трещин и трещинных коллекторов следующих авторов: Пермякова, Порфирьева, Чарушина, Копыстьянского, Линецкого, Смехова и др. Наиболее продуманной и тщательно разработанной классификацией для трещинных коллекторов является классификация ВНИГРИ, авторы которой выделяют восемь типов коллекторов [113].

Весьма удобна для использования оценочно-генетическая классификация Багриной (1976) (рис. 7), в которой не только выделены основные типы карбонатных коллекторов, но также дана их литологическая характеристика и количественно охарактеризован целый ряд петрофизических свойств (абсолютная проницаемость, открытая пористость, остаточная водонасыщенность, относительная газопроницаемость, потенциальный коэффициент нефтегазонасыщения) [9]. Большим достоинством классификации является то, что в ней оценочные показатели петрофизических свойств получены из корреляционных зависимостей между проницаемостью, пористостью и остаточной водонасыщенностью.

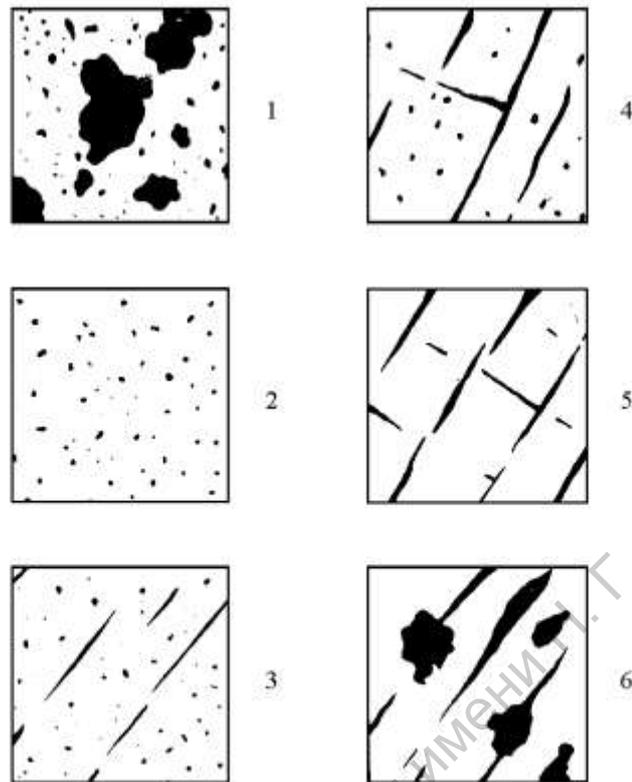


Рис. 7. Типы коллекторов по классификации К.И. Багрицевой  
 1 - каверново-поровый; 2 - поровый; 3 - трещинно-поровый;  
 4 - порово-трещинный; 5 - трещинный; 6 - каверново-трещинный

Детально проработанной и вызывающей определенный интерес следует признать классификацию карбонатных коллекторов Аширова, Абрамовой, Борисова и др. (1971), созданную специально для подсчета запасов отдельных типов и классов коллекторов. В ее основу положена классификация Кринари (1959), в которой за критерии взяты характер и природа порового пространства, физическая проницаемость и открытая пористость. Однако, в отличие от прообраза в схему введены подтипы, на первое место вынесены емкостные свойства и несколько изменены числовые диапазоны классов емкости [94].

Выделены поровый, каверновый и трещинные типы коллекторов и их подтипы: чисто поровый, чисто каверновый, чисто трещинный, порово-каверновый, порово-трещинный, каверново-трещинный, трещинно-каверново-поровый, трещинно-порово-каверновый, каверново-порово-трещинный, каверново-поровый, трещинно-поровый, порово-каверново-трещинный. Далее выделено пять классов по емкости: 1) весьма высокые, с емкостью более 25 %, 2) высокые – 25-15 %, 3) средние – 15-10 %, 4) низкие – 10-5 %, 5) весьма низкие – менее 5 % и по проницаемости: 1) весьма высокопроницаемые, с коэффициентом проницаемости выше 1000 мД, 2) высокопроницаемые – 1000-10 мД, 3) среднепроницаемые – 100-10 мД, низкопроницаемые 10-1 мД, весьма низкопроницаемые – ниже 1 мД.

Для песчано-алевролитово-глинистых пород наиболее удачны классификации Ханина (1956, 1960, 1964, 1969, 1973). Основываясь на существовании тесной корреляционной связи между газопроницаемостью и эффективной пористостью для пород с межзерновой пустотностью, автор разбивает породы по проницаемости на шесть классов; каждый класс пород-коллекторов содержит четыре группы песчано-алевритовых пород (табл. 3), с эффективной пористостью, соответствующей данным группам пород. Различия в размере зерен играют существенную роль в определении коллекторских свойств песков и слабосцементированных песчано-алевритовых пород. Однако, для подавляющего числа песчаных коллекторов факторы цементации, глинизации, минералогический состав и состояние зерен и цемента, которые в данной классификации не учитываются, имеют не меньшее значение в формировании петрофизических свойств.

Ханин учитывает несколько признаков коллектора: проницаемость, эффективную пористость, пористость с учетом остаточной воды и гранулометрический состав. Выделенные классы по емкости и соответствующим инфильтрационным показателям характеризуют каждый гранулометрический тип песчано-алевритовой породы, что отсутствует в других классификациях - Авдусина и Цветковой, Калинко, Теодоровича, Требина, Джонса и др.

На основании совокупности изучения литолого-петрографических свойств пород и обработки большого экспериментального материала для различных литологических групп пород по классам проницаемости, проведенного Колосковой в лаборатории физики пласта ВНИИГАЗа под руководством Ханина, была составлена классификационная схема [71], отображающая влияние структуры порового пространства на проницаемость и остаточную водонасыщенность (табл. 4).

Таблица 3.

**Оценочная классификация песчано-алевритовых коллекторов нефти и газа с межзерновой пористостью (по А.А.Ханину, 1956, 1969)**

Класс коллектора	Название породы	Пористость эффективная (полезная емкость), %	Проницаемость по газу, мД	Характеристика коллектора по проницаемости
I	Песчаник среднезернистый	≥16,5	≥1000	Очень высокая
	Песчаник мелкозернистый	≥20		
II	Алеврит крупнозернистый	≥23,5	500-1000	Высокая
	Алеврит мелкозернистый	≥29		
III	Песчаник среднезернистый	15-16,5	100-500	Средняя
	Песчаник мелкозернистый	18-20		
IV	Алеврит крупнозернистый	21,5-23,5	10-100	Пониженная
	Алеврит мелкозернистый	26,5-29		
V	Песчаник среднезернистый	11-15	1-10	Низкая
	Песчаник мелкозернистый	14-18		
VI	Алеврит крупнозернистый	16,8-21,5	<1	Обычно не имеет промышленного значения
	Алеврит мелкозернистый	20,5-26,5		
I	Песчаник среднезернистый	5,8-11	1-10	Низкая
	Песчаник мелкозернистый	8-14		
II	Алеврит крупнозернистый	10-16,8	1-10	Низкая
	Алеврит мелкозернистый	12-20,5		
III	Песчаник среднезернистый	0,5-5,8	1-10	Низкая
	Песчаник мелкозернистый	2-8		
IV	Алеврит крупнозернистый	3,3-10	1-10	Низкая
	Алеврит мелкозернистый	3,6-12		
V	Песчаник среднезернистый	<0,5	<1	Обычно не имеет промышленного значения
	Песчаник мелкозернистый	<2,0		
VI	Алеврит крупнозернистый	<3,3	<1	Обычно не имеет промышленного значения
	Алеврит мелкозернистый	<3,6		

Примечание. Диаметр частиц (в мм): песчаник среднезернистый 0,50-0,25, песчаник мелкозернистый 0,25-0,10, алеврит крупнозернистый 0,10-0,05, алеврит мелкозернистый 0,05-0,01.

Таблица 4.

**Схема классификации песчано-алевритовых пород с межзерновой пористостью по структурным параметрам порового пространства (по М.И.Колосковой, 1971)**

Классы коллекторов	Интервалы проницаемости, мД	Литологическая группа пород	Основные фильтрующие поры		Суммарное содержание пор меньше 2 мк, % от объема пор	Остаточная водонасыщенность, % от объема пор	Литологический коэффициент
			размеры, мк	содержание, % от объема пор			
I	≥1000	Средне- и крупнозернистые песчаники	30-150	40-80	0-20	5-25	0,1-0,4
		Мелкозернистые песчаники	20-100	40-80			
II	500-1000	Алевриты	10-30	80-95	5-30	10-35	0,07-0,3
		Средне- и крупнозернистые песчаники	30-100	25-50			
III	100-500	Мелкозернистые песчаники	18-60	30-60	15-40	20-45	0,05-0,2
		Алевриты	10-30	40-80			
IV	10-100	Средне- и крупнозернистые песчаники	20-50	25-40	20-50	30-60	0,02-0,1
		Мелкозернистые песчаники	16-40	15-50			
V	1-10	Алевриты	10-30	25-65	50-90	50-95	0,01-0,05
		Средне- и крупнозернистые песчаники	10-20	10-20			
VI	≤0,1-1	Мелкозернистые песчаники	10-35	15-45	>85	>85	<0,01
		Алевриты	5-20	20-50			
I	≥1000	Средне- и крупнозернистые песчаники	30-150	40-80	0-20	5-25	0,1-0,4
		Мелкозернистые песчаники	20-100	40-80			
II	500-1000	Алевриты	10-30	80-95	5-30	10-35	0,07-0,3
		Средне- и крупнозернистые песчаники	30-100	25-50			
III	100-500	Мелкозернистые песчаники	18-60	30-60	15-40	20-45	0,05-0,2
		Алевриты	10-30	40-80			
IV	10-100	Средне- и крупнозернистые песчаники	20-50	25-40	20-50	30-60	0,02-0,1
		Мелкозернистые песчаники	16-40	15-50			
V	1-10	Алевриты	10-30	25-65	50-90	50-95	0,01-0,05
		Средне- и крупнозернистые песчаники	10-20	10-20			
VI	≤0,1-1	Мелкозернистые песчаники	10-35	15-45	>85	>85	<0,01
		Алевриты	5-20	20-50			
I	≥1000	Средне- и крупнозернистые песчаники	30-150	40-80	0-20	5-25	0,1-0,4
		Мелкозернистые песчаники	20-100	40-80			
II	500-1000	Алевриты	10-30	80-95	5-30	10-35	0,07-0,3
		Средне- и крупнозернистые песчаники	30-100	25-50			
III	100-500	Мелкозернистые песчаники	18-60	30-60	15-40	20-45	0,05-0,2
		Алевриты	10-30	40-80			
IV	10-100	Средне- и крупнозернистые песчаники	20-50	25-40	20-50	30-60	0,02-0,1
		Мелкозернистые песчаники	16-40	15-50			
V	1-10	Алевриты	10-30	25-65	50-90	50-95	0,01-0,05
		Средне- и крупнозернистые песчаники	10-20	10-20			
VI	≤0,1-1	Мелкозернистые песчаники	10-35	15-45	>85	>85	<0,01
		Алевриты	5-20	20-50			
I	≥1000	Средне- и крупнозернистые песчаники	30-150	40-80	0-20	5-25	0,1-0,4
		Мелкозернистые песчаники	20-100	40-80			
II	500-1000	Алевриты	10-30	80-95	5-30	10-35	0,07-0,3
		Средне- и крупнозернистые песчаники	30-100	25-50			
III	100-500	Мелкозернистые песчаники	18-60	30-60	15-40	20-45	0,05-0,2
		Алевриты	10-30	40-80			
IV	10-100	Средне- и крупнозернистые песчаники	20-50	25-40	20-50	30-60	0,02-0,1
		Мелкозернистые песчаники	16-40	15-50			
V	1-10	Алевриты	10-30	25-65	50-90	50-95	0,01-0,05
		Средне- и крупнозернистые песчаники	10-20	10-20			
VI	≤0,1-1	Мелкозернистые песчаники	10-35	15-45	>85	>85	<0,01
		Алевриты	5-20	20-50			

Примечание. Литологический коэффициент отображает сложность строения порового пространства и учитывает извилистость поровых каналов.

Здесь определены основные структурные критерии, определяющие проницаемость и остаточную водонасыщенность пород-коллекторов и выявлены общие закономерности для каждого класса проницаемости.

Обзор и сопоставление классификаций коллекторов нефти и газа, сделанные Ханиным [126, 127, 128] показывают, что совершенствование классификаций ведет к их усложнению. Подтверждением этого вывода служит чрезвычайно сложная и детальная классификация Кравчук и Дмитриевой [78], состоящая более чем из 300 подразделений.

Разработанная ими классификационная схема учитывает десять петрофизических признаков пород: проницаемость, пористость, содержание остаточной воды, тип цементов, состав цементов, количество преобладающих цементов (раздельно глинистого и карбонатного), характеристика аутигенного минералообразования в цементах, относительное сопротивление, состав породообразующих компонентов и их количество, коэффициент отсортированности. По этим признакам все породы-коллекторы подразделяются на два типа: коллекторы промышленные, с проницаемостью более 1 мД и коллекторы непромышленные с проницаемостью менее 1 мД (коллекторы и неколекторы по терминологии авторов). В данной классификации для каждого литологического типа терригенных пород соответствующих классов и групп приводятся диапазоны колебаний и среднеарифметические значения параметров пористости, количества, типа и состава цементов.

Многообразие свойств горных пород и, прежде всего, различия в строении пустотного пространства отразились на сложности построения универсальной схемы классификации коллекторов, общей для терригенных и карбонатных пород (Крибари, 1959, 1963, Калинко, 1963).

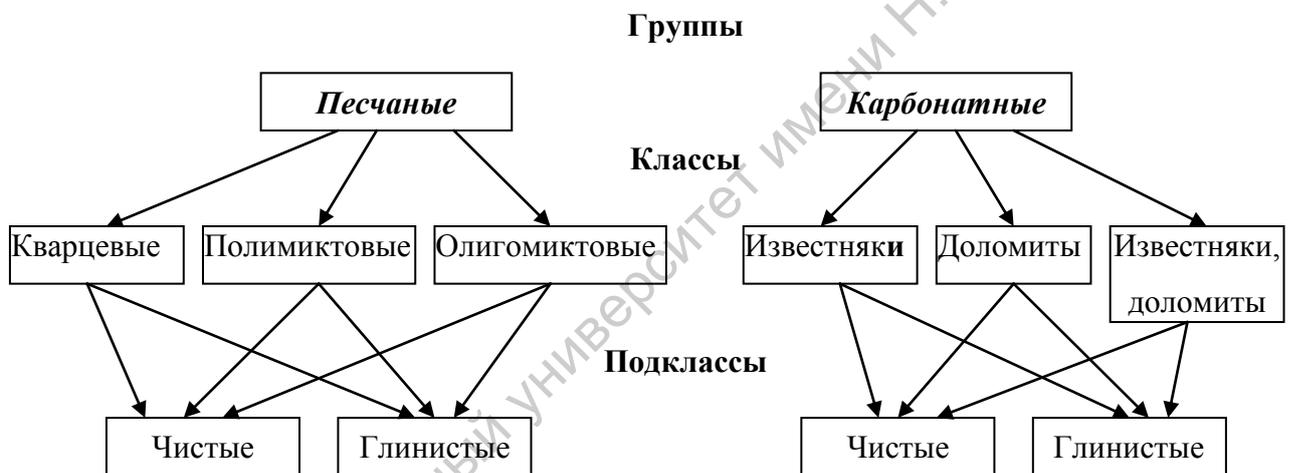
Крибари (1959) высказал мнение, что коллекторские параметры хоть и являются важной характеристикой коллектора, еще не несут всей информации ни о его природе, ни о характере движения в нем флюидов. Исходя из этого, Крибари предложил за основные классификационные параметры взять характер и природу порового пространства, физическую проницаемость и открытую пористость [80, 81].

Более развернутую универсальную схему классификации предложил Калинко (1958, 1963). В ней учитывается характер и генезис пустотного пространства, большое число основных факторов, определяющих литолого-петрофизический облик коллектора. Все коллекторы подразделены на две группы – межзерновые и межагрегатные с выделением в последней порово-кавернозной и трещинной подгрупп. В каждой из этих групп и подгрупп выделено по 5-7 генотипов, в том числе и технозерновые, технолюционные и техноклазовые, у которых пустоты возникли в результате

гидроразрыва и кислотной обработки [64, 65].

Характерной чертой описанных способов типизации коллекторов является их очевидная привязанность к керновым данным. Это обстоятельство, позволяя успешно использовать классификации для изучения общих закономерностей распространения коллекторов на основании единичных замеров, ограничивает их применение при оценке вещественного состава и фильтрационно-емкостных свойств пласта-коллектора в целом.

На этом фоне выделяется развернутая литолого-морфо-геофизическая классификация И.Е. Эйдмана (1974, 1977), в которой все коллекторы разделены по литологическим и морфологическим признакам с привязанными к ним геофизическими характеристиками. По литологическому признаку коллекторы подразделены на группы, классы и подклассы (рис. 8), по структурному признаку выделены морфологические типы, подтипы и виды (табл. 5), являющиеся основным элементом данной классификации.



**Рис. 8. Литологическая классификация коллекторов (по И.Е. Эйдману, 1974, 1977).**

Графики распределения величин отдельных параметров "соседних" видов могут частично перекрываться, поскольку при одинаковом значении какого-либо одного параметра основные специфические свойства и признаки вида коллектора могут сильно различаться. Виды в ряде случаев оказалось целесообразным и возможным разбить на подвиды, имеющие более узкие диапазоны изменений фильтрационно-емкостных параметров, и тем самым охарактеризовать коллектор среднестатистическими значениями параметров с большей детальностью и точностью.

В процессе геологической истории под влиянием эпигенетических преобразований может коренным образом изменяться характер и комплекс свойств вида с переходом одного вида в другой с более низкими емкостными и фильтрационными параметрами. В общем случае это ведет к перераспределению видового состава коллекторов в сходных по

седиментогенезу литолого-стратиграфических комплексах, по мере увеличения глубин залегания слоев, роста горного давления, температуры, геологического возраста и пр.

Указанные преобразования могут и не завершаться переходом вида в низшую категорию. На некоторых этапах процесс эпигенеза может лишь несколько уплотнить коллектор, немного снизить его емкость, сохранив еще основные характеристики и геофизические признаки данного вида. Такого рода частичные изменения свойств наблюдаются у отдельных видов песчаных поровых коллекторов при переходе в зону аргиллитизации глин. Замена вмещающих глин аргиллитами, что легко заметить хотя бы по их электрическому сопротивлению, может служить признаком для выделения уплотненной разновидности вида, особенно если это отмечается еще и изменением других геофизических характеристик.

Таблица 5.

## Морфологическая классификация коллекторов (по И.Е. Эйдману, 1977)

№ п/п	Тип, подтип	№ п/п	Вид, подвид
I.	<p><u>Поровый</u> -коллекторы с межзерновой пористостью; с межзерновой и внутризерновой пористостью, с мелкими (до 2-3мм) порами выщелачивания при губчатой структуре порового пространства</p>	1.	Высокопористые и высокопроницаемые ( $K_{пр}=1000мд$ ), с быстрым гравитационным распределением флюидов. Разновидность 1у - в зоне аргиллитизации глин.
		2.	Повышенной пористости и проницаемости, с ограниченной зоной инфильтрации. Разновидность 2у- в зоне аргиллитизации глин
		3.	Тонкопоровые, чистые "низкоомные" при продуктивности. С ограниченной зоной инфильтрации
		4.	Уплотненные, с неглинистым цементом, с глубокой зоной инфильтрации. Подвид 4 <sup>а</sup> - пониженной пористости и проницаемости; подвид 4 <sup>б</sup> с низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС)
		5.	Чистые тонкослоистые. Подвид 5 <sup>а</sup> - чередование тонких прослоев различных видов коллекторов; 5 <sup>а1</sup> - чередование прослоев 1-ого и 2-ого вида. Подвид 5 <sup>б</sup> - чередование тонких прослоев коллекторов, субколлекторов и чистых плотных пород.
		6.	Глинистые с дисперсным распределением глинистого материала, 6 <sup>а</sup> - слабо глинистый; 6 <sup>б</sup> - глинистый, 6 <sup>в</sup> - сильно глинистый
		7.	Уплотненные глинистые с карбонатно-глинистым или аргиллитовым цементом. Подвид 7 <sup>а</sup> - слабо "аргиллитистые", 7 <sup>б</sup> - "аргиллитистые" (сильно уплотненные)
		8.	Глинистые тонкослоистые
		9.	Тонкослоистые в прослоях аргиллитизированных пород
II.	<p><u>Субкаверновый</u> -коллекторы с преобладанием мелких (до 3-5ти) пустот выщелачивания с "гантельным" типом порового пространства; (сечение пор существенно превышает сечение соединяющих каналов)</p>	1.	Субкав. с повышенными ФЕС
		2.	Субкав. с пониженной емкостью и низкой проницаемостью
		3.	Субкав. с низкой емкостью и низкой проницаемостью
III.	<p><u>Каверновый</u> - коллекторы, основная ёмкость которых представлена пустотами выщелачивания размером от 5 мм до метра и более (палеокарст). Сечение полостей существенно превышает сечение соединяющих каналов</p>		

Продолжение таблицы 5.

№ п/п	Тип, подтип	№ п/п	Вид, подвид
	А - каверновый с плотной непроницаемой матрицей	1.	Кав. пл. С высокими ФЕС, с признаками поглощения бурового раствора
		2.	Кав. пл. С пониженными и низкими ФЕС без признаков поглощения раствора
	Б – с пористой проницаемой матрицей – “порово-каверновые” коллекторы	1.	Кав. пор. С высокими ФЕС, с признаками поглощения бурового раствора
		2.	Кав. пор. С пониженными и низкими ФЕС без признаков поглощения раствора
	В - с тонкопоровой, непроницаемой матрицей, водонасыщенной при продуктивности		
	IV.	<u>Трещинный</u> – коллекторы, фильтрационные свойства которых в основном определяются трещинами	
А – с плотной непроницаемой матрицей	1.	Тр. пл. С высокими ФЕС и признаками поглощения раствора (выделен условно)	
	2.	Тр. пл. С пониженными и низкими ФЕС, без признаков поглощения раствора	
Б – с пористой проницаемой матрицей - "порово-трещинные" коллекторы	1.	Тр. пор. С высокими ФЕС	
	2.	Тр. пор. С пониженными и низкими ФЕС	
В - с пористой, практически непроницаемой матрицей, водонасыщенной при продуктивности			

Для опознавания подразделений в разрезе используются различные качественные и количественные характеристики и их сопоставление, диапазоны значений геофизических параметров и соотношения между ними, характерные значения, характер и глубина зоны инфильтрации и т.д., то есть акцент сделан на информацию, содержащуюся в каротажных материалах, с привлечением при этом других доступных геологических данных.

### 3. КЛАССИФИКАЦИЯ КОЛЛЕКТОРОВ И.Е. ЭЙДМАНА ПО ЛИТОЛОГИЧЕСКИМ ПРИЗНАКАМ

Различия между песчаными и карбонатными породами-коллекторами настолько велики, что общепринято рассматривать их отдельно. Поэтому вся масса коллекторов в первую очередь подразделена на две большие группы – на группу песчаных и группу карбонатных коллекторов.

К группе песчаных коллекторов относятся пористые и проницаемые зернистые обломочные породы, в которых преобладает псаммитовая фракция с размером зерен от 2 мм до 0,05 мм; в их составе основными породообразующими компонентами являются кварц, полевые шпаты, обломки разного рода преимущественно эффузивных пород, глинистые агрегаты и слюды. Так называемые "известняковые песчаники" обломочного происхождения с карбонатным составом псаммитовой фракции в эту группу не входят.

Нередко вместо термина песчаные коллекторы употребляют более общий – "песчано-алевролитовые" коллекторы. При этом полагают, что коллекторы-алевролиты довольно широко распространены. А.А. Ханин выделил в своей классификации два самостоятельных типа коллекторов – среднезернистые и мелкозернистые алевролиты. Это объясняется, во-первых, принятием  $d_3=0,1$  мм в качестве границы между песчаной и алевритовой фракциями, по излюбленной многими авторами десятичной шкале. Более правильным, однако, как это принято в грунтоведении (47) и обосновано в ряде работ по литологии (46), считать в качестве граничного размер 0,05 мм, поскольку физические, в том числе фильтрационные, а также важные физико-химические свойства фракции 0,1-0,05 существенно ближе к свойствам песчаных фракций.

Второй причиной служит фиксация высокого содержания "алевритовой" фракции при гранулометрическом анализе многих полимиктовых песчаников, в результате разрушения в ходе анализа выветрелых зерен полевых шпатов и обломков пород, имеющих в действительности псаммитовые размеры в породе.

Как показывают результаты петрофизических исследований подлинных алевролитов, их проницаемость в подавляющем числе случаев ниже 1-0,1 мД, что обусловлено значительным содержанием глинистого материала у большинства из них.

Основной компонент псаммитовой фракции песчаников – кварц – отличается высокой твердостью (7 по шкале Мооса), очень слабой растворимостью в воде (7-15 мг/л при  $t = 25^\circ\text{C}$ ); минералогическая плотность (удельный вес) составляет 2,65 г/см<sup>3</sup>. Меньшей, но близкой твердостью обладают полевые шпаты (по шкале Мооса 6 у ортоклаза и 6-6,5 у плагиоклазов). Удельный вес ортоклаза 2,56, плагиоклаза – 2,61-2,76 г/см<sup>3</sup>.

Скорость распространения упругих колебаний в скелете песчаников составляет в среднем 5700-5900 м/сек (интервальное время для скелета  $\Delta t_{\text{ск}}$  – 175-168 мксек/м). Величина  $\Delta t_{\text{ск}}$  изменяется в зависимости от степени цементации и состава цемента; у слабо сцементированных песчаников  $\Delta t = 182$  мксек/м, а у сильно сцементированных карбонатным материалом она снижена до 165 мксек/м. Электрический заряд поверхности

частиц кварца и других основных материалов в песчаниках является отрицательным и для них характерен катионный обмен.

В группу карбонатных входят коллекторы-известняки и доломиты, по своим физическим свойствам существенно отличающиеся от описанных выше силикатных пород. Минералогическая плотность известняков (кальцита) равна 2,71, а у доломита 2,85-2,87. Они значительно мягче кварца – твердость по шкале Мооса равна 3,0 у кальцита и 3,5-4 у доломита. Растворимость известняков в воде на порядок выше, чем у кварца, особенно в нейтральных и слабокислых растворах в присутствии  $\text{CO}_2$ , и варьирует в зависимости от содержания  $\text{CO}_2$ , температуры и давления от 60 до 3000-3900 мг/л. Относительно доломитов Н.М. Страхов указывает, что "их растворимость в природных водах была и есть выше растворимости кальцита, каков бы не был конкретный механизм осаждения доломита" [48]. Между тем скорость растворения доломита на несколько порядков ниже скорости растворения кальцита.

Доломиты имеют высокую скорость распространения упругих колебаний (до 7000-7500 м/сек), величина  $\Delta t_{\text{ск}}$  составляет 135-142 мксек/м. У известняков  $\Delta t_{\text{ск}}$  находится в пределах 150-156 мксек/м.

Чистые (неглинистые) карбонатные породы имеют часто на поверхности частиц и кристаллов положительный заряд и внешняя обкладка двойного электрического слоя у них упакована, в основном, анионами, чем объясняется их отрицательная мембранная активность (глубокие минимумы ПС), фиксируемая у ряда плотных карбонатных пластов.

В числе особенностей карбонатных коллекторов следует отметить многообразие форм и путей седиментогенеза этих пород, среди которых широко распространены осадки химического, различного органогенного происхождения, механические осадки кристаллического материала, оолитообразование и т.д. Это обусловило широкие вариации первичной структуры пород и порового пространства. Из-за повышенной и различной растворимости минералов кальцита, арагонита и доломита, зависящей от геохимической обстановки, у этих пород имеют значительное распространение вторичные пустоты выщелачивания (каверны) различных размеров, замещения арагонита кальцитом, известняков доломитом, их интенсивная перекристаллизация с формированием новых форм структуры порового пространства. Характерна также повышенная способность карбонатных пород к цементации. В результате в карбонатном разрезе широко развиты плотные низкопористые породы, наряду с сохранением отдельных слабощементированных разновидностей – мела, мелоподобных "пачкающих" известняков и доломитов и даже доломитовой "муки".

Повышенная компетентность определяет широкое развитие трещин, часто в той или иной степени "залеченных" кальцитом, сульфатными минералами, глинисто-карбонатным цементом.

Наблюдается также значительная неоднородность, прихотливое распределение каверн и трещин, преобладание невысоких значений пористости. Все это обуславливает вероятность глубокого, нередко на первых этапах после вскрытия пласта, частичного (языкового) проникновения фильтрата раствора или поглощение самого раствора с оттеснением пластового флюида на значительные расстояния от стенок ствола скважины (на метры, а в ряде случаев и десятки метров) с "запечатыванием" пристволенной зоны пластов.

Распознавание песчаных и карбонатных пластов-коллекторов в геологическом разрезе при сравнительно небольших глубинах их залегания (менее 2,5-3 км) часто обеспечивается ограниченным объемом керна и корреляцией каротажных диаграмм. Безошибочно распознаются на диаграммах мощные карбонатные толщи и пачки с характерным преобладанием пород высокого электрического сопротивления, значительного числа пик КС на диаграммах микрозондов, плавных изменений потенциалов ПС, высоких показаний НГК и т.д.

В разрезах, в которых песчаники представлены полимиктовыми разновидностями, например, в терригенном комплексе среднего карбона в Поволжье, карбонатные пласты опознаются почти безошибочно по минимуму ГК и повышенному электрическому сопротивлению.

В неизученных разрезах и, как правило, при значительных глубинах залегания пластов (>3км), когда широкое развитие получают уплотненные низкопористые песчаники, для разделения песчаных и карбонатных пластов требуется сопоставление количественных оценок ряда геофизических параметров, отражающих различия в минералогической плотности, в нейтронных и акустических свойствах этих пластов. Для этих целей используются палетки, метод "функциональных преобразований" Н.З. Заляева, дающий наглядную непрерывную характеристику разреза с удовлетворительной точностью [15,27]. Кривая  $LgJ_{нгк}$  накладывается на перевернутую кривую АК.

### **Классы песчаных коллекторов**

Учитывая особенности комплексов физико-литологических свойств и геофизических характеристик, целесообразно группу песчаных коллекторов подразделить на три класса:

- 1) Класс кварцевых песчаных коллекторов.

- 2) Класс полимиктовых песчаных коллекторов.
- 3) Переходный между ними класс олигомиктовых песчаных коллекторов.

Класс кварцевых песчаных коллекторов. К этому классу отнесены в той или иной степени сцементированные песчаники, у которых псаммитовая и алевритовая фракции более чем на 90 % представлены зернами кварца. Мономинеральность состава этих коллекторов часто несколько нарушается за счет состава цемента, который может быть разнообразным. Как правило, зерна кварца из-за его высокой твердости, слабой растворимости, высокой устойчивости при транспортировке отличаются хорошей сохранностью и в той или иной мере окатаны.

Кварцевые коллекторы обладают межзерновой пористостью, а в случае высокой цементации в зонах интенсивной тектоники в них могут быть развиты и трещины. При отсутствии в них существенных примесей глинистого или карбонатного материала они более инертны к процессам катагенеза и подавление коллекторских свойств в результате эпигенетических преобразований наступает у них на более поздних стадиях, чем у других разновидностей песчаных пород. Высокие коллекторские свойства чистые кварцевые песчаники при достаточной мощности пласта могут сохранять на глубинах более 4 км.

Для кварцевых песчаников характерна низкая гамма-активность, незначительно повышающаяся при наличии глинистого материала в коллекторе. Показания ГК изменяются более или менее синфазно с потенциалами ПС. Против чистых песчаников фиксируются минимумы ГК, против глин – максимумы.

Класс полимиктовых песчаных коллекторов. В разрезах скважин часто встречаются песчаные коллекторы, имеющие существенно иную характеристику ГК. Например, в терригенном комплексе среднего карбона в Поволжье и в большом числе разрезов мезозоя часто встречаются песчаные коллекторы, которые, судя по минимальным значениям потенциалов ПС, являются "чистыми", а по своей гамма-активности они близки к вмещающим глинам и даже могут их превосходить. Эта особенность обязана значительному содержанию в породе помимо кварца (30-80%) зерен полевых шпатов (20-60%), слюд, обломков различных пород, "глинисто-алевритовых агрегатов", иногда глауконита и проч. Такие разности называют кварцево-полевошпатовыми, кварцево-полевошпатово-слюдистыми, или – более обобщенно – полиминеральными, а в случае заметного содержания обломков пород – полимиктовыми.

Их повышенная радиоактивность обязана, главным образом, тому, что среди полевых шпатов, слюд и обломков пород, как правило, присутствуют минералы, содержащие в своем составе калий – ортоклазы, мусковит, биотит и др.

Содержание калия у полимиктовых песчаников среднего карбона по результатам определений варьирует от 1,5-2% до 4-5% и выше, при этом порода, содержащая 3,5% калия эквивалентна по своей радиоактивности "средней" глине. Калий не единственный источник радиоактивности полимиктовых песчаников. В разрезах мезозоя на Мангышлаке близкую к эффекту калия величину радиоактивности дают рассеянные минералы, содержащие торий.

Полимиктовые песчаные коллекторы отличаются не только повышенной радиоактивностью, но и характеризуются существенными особенностями порового пространства и распределения алевритового и пелитового материала. В них обычно на ранних стадиях катагенеза зерна полевых шпатов являются в значительной мере разрушенными ("выветрелыми"), пронизаны микротрещинами и тонкими субкапиллярными порами. Отдельные зерна преобразованы процессами катагенеза вплоть до пелитизации (каолинизации). В значительной мере расщеплены чешуйчатые частицы слюд. Тонкопористыми являются большей частью обломки эффузивных пород, глин, аргиллитов и глинисто- алевритовые агрегаты.

По этим причинам у полимиктовых песчаников, кроме межзерновой пористости развита обычно и внутризерновая, причем, последняя представлена в основном порами и микротрещинами субкапиллярных размеров. Суммарная открытая пористость их в среднем заметно выше, чем у кварцевых песчаников при сравнительно пониженной эффективной пористости. У полимиктовых песчаников нередки случаи, когда, фракция  $d < 0,01$  мм составляет 15-25%, а открытая пористость песчаника близка к 30-32%, что никогда не встречается среди кварцевых песчаников. Объясняется это дезинтеграцией выветрелых зерен и обломочных агрегатов пород уже при легком растирании породы резиновым пестиком. При этом содержание более тонких действительно глинистых фракций ( $d < 0,002$  мм) у таких высокопористых песчаников обычно оказывается на порядок ниже и редко превышает 2-5%.

На более поздних стадиях катагенеза, с увеличением глубин залегания пластов и температуры у полимиктовых песчаников, как правило, существенно раньше происходит уплотнение породы и подавление их коллекторских свойств.

Полимиктовые песчаники, таким образом, имеют кроме обычных форм распределения глинистого материала – рассеянной и слоистой – еще и иную агрегатную форму глинистого материала, не снижающую, а повышающую общую пористость коллектора. Из-за наличия развитой внутризерновой пористости для этих песчаников характерно высокое содержание связанной воды в случае продуктивности; они являются наиболее распространенной разновидностью так называемых “низкоомных” коллекторов.

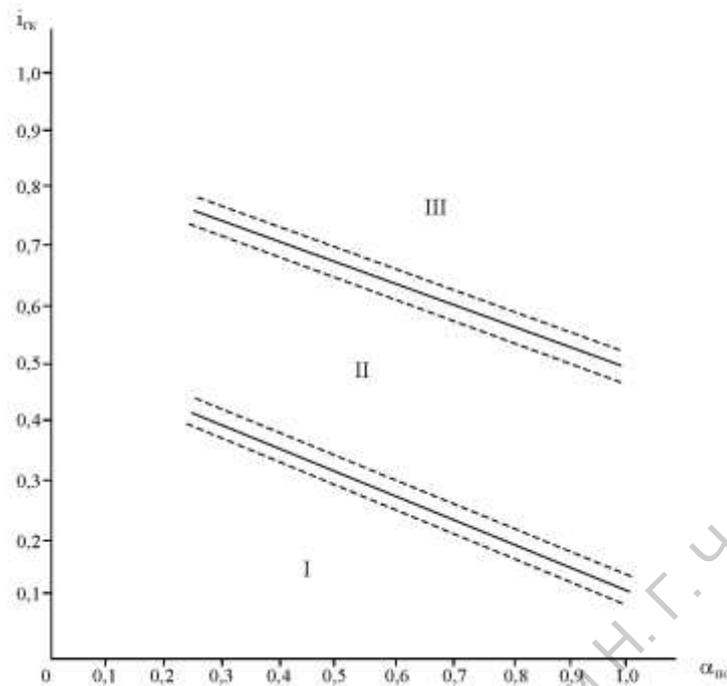
Все перечисленные особенности полимиктовых песчаных коллекторов свидетельствуют о несомненной специфичности комплекса их литолого-петрофизических свойств, что и явилось достаточным основанием для выделения их в особый класс коллекторов.

Класс олигомиктовых песчаных коллекторов. Этот класс является промежуточным классом коллекторов, как по их минералогическому составу, так и по особенностям петрофизических и геофизических свойств. Содержание полевых шпатов, слюд и обломочных пород у них варьирует в пределах 7-15-20%. Часто это так называемые «слюдяные кварцевые песчаники». Они содержат калий от 0,3 до 1-1,5% и, следовательно, имеют гамма-активность сравнимую по величине с той, что вызывается дисперсной глинистостью у кварцевого коллектора. Указанные для полимиктовых песчаников особенности литолого-петрофизических и геофизических характеристик у олигомиктовых проявляются слабее, но все же достаточно существенно, чтобы их можно было отличить от предыдущих двух классов.

Коллекторы данного класса широко распространены в разрезах мезозоя (Тюмень, Мангышлак, Баку, районы Прикаспийской впадины), в среднем карбоне в Поволжье, а также встречаются в нижнем карбоне (алексинский горизонт, реже тульский) и верхнем девоне (тиманский горизонт).

Опознавание указанных трех классов песчаных коллекторов геофизическими методами основано на различиях в их гамма-активности. Однако изменения гамма-активности породы вызываются также вариациями в степени ее глинистости. Поэтому для указанной цели, помимо метода ГК, необходимо привлечь и показания другого метода, не зависящего от минералогического состава псаммитовой и алевритовой фракции, а определяемого в основном глинистостью. Таким методом является метод ПС. Границы между классами могут быть прослежены на графике сопоставления относительных параметров  $i_{ГК}$  и  $\alpha_{ПС}$  (рис. 9).

Граница между кварцевыми и олигомиктовыми песчаниками у чистых разностей ( $\alpha_{ПС} \approx 1$ ) находится в пределах значений  $i_{ГК} \approx 0-0,15$ , а полимиктовыми чистые песчаники являются при значениях  $i_{ГК} > 0,45-0,5$ . По мере снижения величины  $\alpha_{ПС}$  (роста глинистости) граничные значения параметра  $i_{ГК}$  возрастают. Пунктирными линиями отмечены переходные области, в пределах которых точность отнесения исследуемого коллектора к одному из соседних классов заметно снижается.



**Рис. 9. Сопоставление относительных параметров  $i_{ГК}$  и  $\alpha_{пс}$  песчаных коллекторов (по И.Е. Эйdmану).**  
**I – область кварцевых коллекторов; II – область олигомиктовых коллекторов; III – область полимиктовых коллекторов**

### **Классы карбонатных коллекторов.**

Коллекторы-известняки и коллекторы-доломиты существенно отличаются друг от друга по целому ряду литолого-петрофизических свойств и геофизических характеристик. Практически невозможно более или менее точно оценить пористость коллектора по данным ГГК, НГК, АК без определения литологической разновидности. Помимо этого, без учета различий в свойствах доломитов и известняков возникают затруднения в оценке их продуктивности методом ИННК.

Имеют место и существенные различия в преобладании в этих классах различных типов пустотного пространства, обуславливающих применение разных приемов разработки залежей и разных приемов интенсификации притока. Закономерности распространения коллекторов по площади также могут у них существенно различаться. Уже по одним этим причинам представляется естественным подразделить карбонатные коллекторы на три отдельных класса: 1) класс коллекторов-известняков, 2) класс коллекторов-доломитов и 3) промежуточный класс известняково-доломитовых коллекторов.

Класс коллекторов-известняков. Исходя из возможностей геофизических определений, к этому классу отнесены пористые проницаемые карбонатные породы, в литологическом составе которых содержание  $\text{CaCO}_3$  превышает 70-75%.

Многообразие литолого-структурных характеристик этих коллекторов обусловлено, прежде всего, существенными различиями в генезисе породы, состоянии и степени сохранности первичных биоформ и зерен и проч. Широко распространены органогенные известняки, среди которых встречаются биоморфные (например, фораминиферовые) с хорошо сохранившимися скелетными остатками организмов различных размеров, детритусовые, являющиеся неокатанными обломками скелетов, шламовые, представляющие собой тонкий неокатанный детритус. Среди органогенных известняковых коллекторов представляют большой интерес рифогенные формы, встречающиеся нередко в виде мощных рифовых построек – биогерм. Среди органогенных форм у некоторых развиты внутренние тонкие полости в скелетах, благодаря чему у таких коллекторов, наряду с межзерновой, имеется и внутризерновая пористость.

Среди известняков химического происхождения в большинстве своём тонкозернистых (микросталлических) значительный интерес представляют оолитовые крупнозернистые известняки, часто обладающие повышенной пористостью. В разрезах палеозоя нередко встречаются органогенно-обломочные известняки с отчетливо выраженными коллекторскими свойствами.

В зависимости от характера геохимической обстановки – состава и минерализации пластовых вод и содержания  $\text{CO}_2$  – известняки в течение процессов диагенеза проходят через ряд стадий, в которых преобладают то процессы растворения, создающие разных размеров пустоты (поры) выщелачивания, то процессы осаждения карбонатного материала, существенно снижающие пористость породы. Уже в процессе диагенеза многие биоформы, сложенные первоначально более растворимым арагонитом, выщелачиваются, создавая пустоты и поры в породе, или замещаясь кальцитом.

Известняковые массивы, которые во время перерывов в осадконакоплении оказывались над уровнем вод, могли подвергаться процессам карстования, что обусловило развитие значительных каверн, сохранность которых зависит от последующей истории осадков.

Для значительной доли известняковых толщ характерно развитие трещин и стилолитов, из которых одни полностью или частично выполнены (залечены) карбонатным, сульфатным и глинисто-карбонатным материалом, а другие сохранили раскрытость и нередко расширены процессами выщелачивания, создавшими протягивающиеся вдоль трещин значительные полости.

Наряду с преобладанием сильно сцементированных разновидностей встречаются среди известняков почти не сцементированные разновидности – мел и мелоподобные

известняки, у которых связь между частицами является весьма слабой, что резко сказывается на их петрофизических свойствах и геофизических признаках.

Класс коллекторов доломитов. У этих коллекторов 70-75 % литологического состава породы представлено минералом  $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$ . Они характеризуются более высокими, чем у известняков, минералогической плотностью, скоростью распространения упругих колебаний в скелете породы и средним временем жизни тепловых нейтронов.

Преобладают так называемые вторичные доломиты, формирующиеся в результате доломитизации известняков в процессах диагенеза и эпигенеза. Как указывает Г.И. Теодорович, среди доломитов более, чем среди известняков, развиты пористо-кавернозные разности, часто отрицательно-реликтовой структуры, но развиты также разности с биоморфно-реликтовой и биоморфно-детритусовой структурами, при которых известковый скелет организмов замещен доломитом с сохранением формы. Доломит первично органогенный не встречается. Первичные доломиты имеют пелитоморфную структуру и коллекторские свойства их обязаны лишь трещинам и кавернозности [49].

Для большинства доломитов характерна жесткая связь между зернами (породы "скального" типа), однако, среди них чаще, чем у известняков, встречаются породы с ослабленной связью между частицами, так называемые "пачкающие" разности с землистым изломом и полностью рыхлые – "доломитовая мука". Доломитовая мука залегает обычно в виде линз, гнезд и прослоев среди твердых доломитов, образуя скопления толщиной до нескольких метров [46].

Средне- и мелкокристаллические разности, сложенные ромбоэдрами доломита, в некоторой мере выветрелые, известны под названием песчаниковидных доломитов. Многие из них имеют пористость и проницаемость, вполне удовлетворяющие признакам промышленного коллектора.

Геофизические характеристики доломитовых коллекторов иногда усложняются присутствием в их составе примесей гипсов (в верхних частях разреза) и ангидритов сингенетического и диагенетического происхождения. С наибольшей частотой это встречается на участках разреза, примыкающих к солевым толщам.

Класс известняково-доломитовых коллекторов. Из-за широкого развития процессов доломитизации, часто незавершенной, неполной, в карбонатных толщах нередко встречаются промежуточные по минералогическому составу породы с содержанием  $\text{CaCO}_3$  или  $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$  от 35 до 65%. Они имеют "средние" литолого-петрофизические свойства и геофизические характеристики. Нередко они залегают в карбонатных толщах в виде линз и прослоев, не имеющих широкого площадного распространения, и слабо

коррелируются на площади. Пористые и проницаемые разности этих пород выделены в отдельный класс известняково-доломитовых коллекторов.

Распознавание литологических классов карбонатных коллекторов выполняется с помощью палеток, а также по положению кривой  $\Delta t$  в построениях Н.З. Заляева. Надежность и детальность большей части построений зависит, главным образом, от точности и детальности базовой кривой  $\Delta t$ .

### **Литологические подклассы коллекторов.**

Наряду с литологическим составом скелета породы, на ее коллекторские свойства и весь комплекс ее петрофизических и геофизических параметров в значительной мере влияет содержание глинистого материала. Существенная глинизация коллектора резко снижает его эффективную емкость и проницаемость, на порядки увеличивает так называемую удельную поверхность породы и, следовательно, влияния разного рода физико-химических эффектов, возникающих на границе фаз.

По этим причинам можно считать общепризнанной в настоящее время необходимость подразделения коллекторов в каждом литологическом классе на два подкласса:

- 1) подкласс чистых коллекторов, не содержащих глинистый материал в количествах, сколько-нибудь практически проявляющихся в основных свойствах и геофизических индикациях коллектора;
- 2) подкласс глинистых коллекторов, у которых коллекторские и другие петрофизические и физико-химические свойства определяются в существенной мере содержащимся в природе глинистым материалом.

При оценке граничного процентного содержания пелитовой фракции в коллекторах, разделяющего их на указанные подклассы, надо, прежде всего, оговориться о верхнем пределе размера зерен, относимых к этой фракции. Можно считать доказанным [46,47], что резкий скачок в физико-химических свойствах породы приурочен к значению диаметра зерна  $d=0,002$  мм, а не к  $d=0,01$  мм, как это нередко еще принимается из-за привязанности к десятичной шкале и популярности метода Собанина. Та же величина (0,002мм) является практически верхним пределом размера собственно глинистых минералов. Это особенно важно учитывать при определении содержания дисперсно-распределенной глины в поровых коллекторах. Граничное содержание глины в этих коллекторах варьирует в зависимости от минералогического состава глины [12].

Эффекты от небольших примесей монтмориллонита и каолинита в пористом песчанике на величину его проницаемости резко различны. Уже 5 % содержания первого

значительно снижает проницаемость, тогда как такое же количество каолинита никакого существенного влияния не оказывает. Представляется очевидным, что в петрофизическом и геофизическом аспектах граница зависит также от величины пористости коллектора, содержащего рассеянную глинистость.

В необходимости учета этих обстоятельств указанный подход существенно отличается от литологического аспекта. В литологии условно принимают, что, начиная с определенного содержания глинистой фракции, независимо от типа глины и физических свойств породы, ее называют слабо глинистой, затем глинистой и т.д. Для литолога сильно уплотненный песчаник со скелетной пористостью 5 %, содержащий 5 % глинистой фракции, является практически чистым неглинистым песчаником. Этот же песчаник в аспекте оценки коллекторских свойств, т.е. с точки зрения петрофизика-геофизика является предельно глинистым коллектором и в известном смысле эквивалентен "глине", поскольку все поровое пространство запечатано глиной. Коэффициент снижения ПС у такой породы равен практически нулю. При агрегатной форме глинистости, когда глинистый материал, как у полимиктовых песчаников, находится в форме компактных гранул псаммитовых размеров, петрофизические и геофизические определения, наоборот, могут отнести коллектор в подкласс чистых коллекторов, тогда как литолог на основании гранулометрического анализа отнесет эту породу к разряду слабо глинистых.

В случае слоистой формы глинистости, когда коллектор представлен чередованием тонких прослоев проницаемых песчаников и непроницаемых глин – пусть даже со значительным содержанием песчано-алевритовых фракций, оценки глинистости коллектора, выполненные литологом и геофизиком, могут быть весьма близкими.

Основными геофизическими методами, используемыми для определения принадлежности коллектора к подклассу, являются методы ПС и ГК. Первый из них наиболее чувствителен к глинистости коллектора, поскольку определяется степенью глинизации порового пространства – "приведенной" глинистостью. Как это вытекает из анализа большого объема фактического материала, к подклассу чистых коллекторов следует относить те, которым соответствуют значения  $\alpha_{\text{ПС}} \geq 0,8$ . Граничные значения параметра  $i_{\text{ГК}}$ , характеризующего у кварцевых песчаников и у карбонатных пород долю глинистого материала в объеме породы, находятся в пределах  $0 < i_{\text{ГК}} < 0,1$ ; реже верхний предел значений  $i_{\text{ГК}}$  у чистых коллекторов поднимается до 0,15. Оценка глинистости может быть также осуществлена путем сопоставления плотности с пористостью.

#### 4. КЛАССИФИКАЦИЯ КОЛЛЕКТОРОВ ПО МОРФОЛОГИЧЕСКИМ ПРИЗНАКАМ.

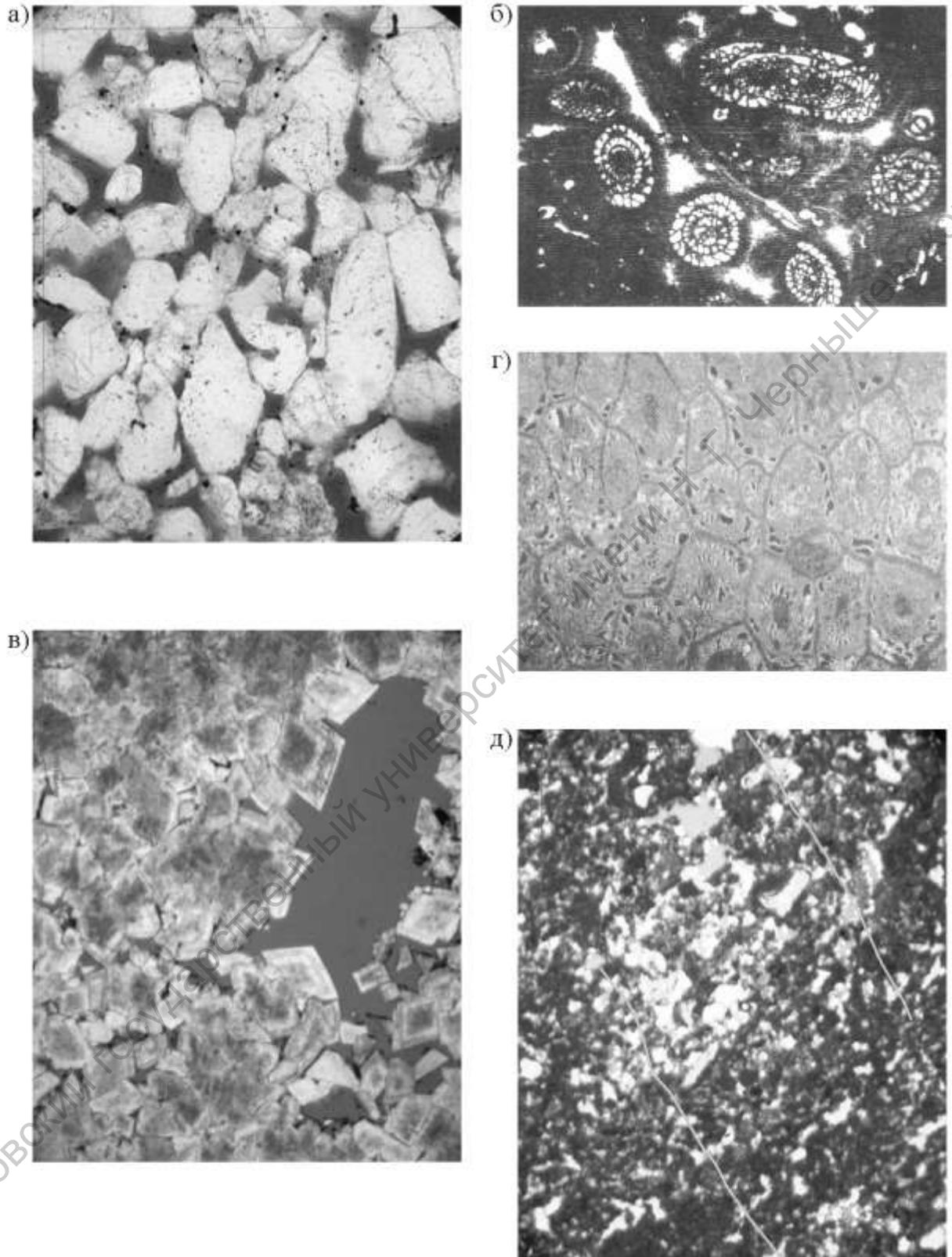
В основу классификации положено разграничение коллекторов по морфологии пустотного пространства – одного из важнейших факторов, определяющих геолого-петрофизические характеристики коллектора, такие как соотношение фильтрационных и емкостных параметров, геометрия распределения и движения флюидов в коллекторе и др., что в свою очередь, задает основные свойства коллектора, методы его исследования и разработки залежей углеводородов.

В зависимости от морфологии ячеек, их размера, характера распределения в породе и общей емкости пустот выделяются пять типов структур пустотного пространства пород-коллекторов (табл. 6).

Основанием для выделения типов служит различие во влиянии соотношения пустот и матрицы породы на показания геофизических и технологических методов исследований.

1. Межзерновой тип – поровое пространство повторяет очертания оконтуривающих его зерен (рис. 9а).

К этому типу относятся гранулярные песчаные и карбонатные коллекторы разной степени цементации. Поры капиллярных размеров более или менее равномерно распределены в объеме породы, причем поровые ячейки непосредственно контактируют друг с другом и сечение значительной части связующих каналов сопоставимо с размерами основных пустот. Частным случаем пород с межзерновым типом пористости является межвнутризерновой тип, определяемый совместным существованием меж- и



**Рис. 9. Типы структур пустотного пространства пород-коллекторов.**  
 а) межзерновой; б) межвнутризерновой; в) гантельный;  
 г) губчатый; д) смешанный (трещинно-межзерновой).

внутризерновых пустот (рис. 9б). Сюда можно отнести органогенные карбонатные породы и полимиктовые и олигомиктовые песчаники, имеющие субкапиллярные или близкие к ним по размерам поры.

Основная масса межскелетных и внутрискелетных пустот карбонатных пород связана с захоронениями раковин. В одном случае пустоты располагаются между раковинами, а в другом они представляют собой их внутренние полости и камеры, которые при жизни организмов были заполнены живой тканью. В обоих случаях пустоты чаще всего представлены микропорами и мелкими порами. Форма пустот и их размеры в значительной степени определяются морфологией и размерами самих раковин. Роль межскелетных и внутрискелетных пустот в емкости коллекторов может быть весьма значительной, и их объем может достигать 30 %.

Благодаря простоте строения пустотного пространства коллекторов данного типа коэффициенты пористости, определенные по данным различных геофизических методов, будут совпадать. По этой же причине любой сколько-нибудь значимый по размерам образец изучаемой породы, например, осколок керна или кусочек шлама, будет содержать практически исчерпывающую информацию о ФЭС коллектора и пористость, определенная по таким образчикам, также будет соответствовать истинной емкости породы [27].

Таким образом, очевидным признаком коллекторов межзернового типа будет равенство значений пористости, определенных по керну (шламу) и различными геофизическими методами:

$$K_{\text{п}}^{\text{эл}} = K_{\text{п}}^{\text{АК}} = K_{\text{п}}^{\text{ГГК}} = K_{\text{п}}^{\text{НГК}} = K_{\text{п}}^{\text{к}} = K_{\text{п}}^{\text{ш}}, \quad (1.1)$$

где  $K_{\text{п}}^{\text{эл}}$  – коэффициент пористости, определенный по данным электрических методов,

$K_{\text{п}}^{\text{АК}}$  – коэффициент пористости, определенный по данным акустического метода,

$K_{\text{п}}^{\text{ГГК}}$  – коэффициент пористости, определенный по данным гамма-гамма метода,

$K_{\text{п}}^{\text{НГК}}$  – коэффициент пористости, определенный по данным нейтронных методов,

$K_{\text{п}}^{\text{к}}$  – коэффициент пористости, определенный по керну,

$K_{\text{п}}^{\text{ш}}$  – коэффициент пористости, определенный по шламу.

Другими геофизическими признаками типа являются пониженные и минимальные потенциалы ПС, пониженные значения на диаграммах микрозондов  $КС^{\text{МЗ}} \approx 1,5 \div 6,0 \rho_c$ , положительные, а иногда отрицательные приращения  $КС^{\text{МЗ}}$ , указывающие на наличие глинистой корки, толщина которой на кавернограмме составляет от 0,5 до 2-3 см, пониженные показания НГК и др. Диаметр зоны проникновения глинистого раствора (2 – 4)  $d_c$ .

2. Гантельный – состоит из пор (каверн), соединяющихся между собой либо посредством тонких проводящих каналцев, либо через тонкопористую матрицу (рис. 9в).

Рассматриваемый тип включает в себя карбонатные породы, поровое пространство которых представлено пустотами выщелачивания (кавернами и субкавернами) весьма изменчивыми по форме и величине и сообщающимися между собой посредством значительно более тонких каналов. Подобная структура пустотного пространства является результатом специфических процессов катагенеза и присуща отрицательно оолитовым, отрицательно реликтовым и другим разновидностям известняков и доломитов.

Усложненное по сравнению с предыдущими двумя типами строение порового пространства отмечается повышенным электрическим сопротивлением пород, в меньшей степени зависящим от общей открытой пористости и параметров заполняющего пустоты флюида.

Мерой отклонения от эталонного порового типа служит коэффициент  $A_s$ , значения которого у “гантельных” коллекторов находятся в интервале 1,5÷10 и выше (против 0,6÷1,5 у межзерновых (Эйдман, 1977) и 1,6-2,0 (Дахнов, 1982)).

В общем виде

$$P_{\text{пр}} = \frac{A_s}{K_{\text{п}}^2}, \quad (1.2)$$

где  $P_{\text{пр}}$  – относительное сопротивление,  $K_{\text{п}}$  – коэффициент пористости.

Структурный коэффициент  $A_s$  показывает, во сколько раз отличаются относительные сопротивления коллекторов с межзерновым и гантельным типами структур при одинаковом значении пористости.

Таким образом, при одной и той же величине пористости сопротивление пород рассматриваемого типа, заполненных одинаковым флюидом, может отличаться в 10-17 и более раз. Подобные значительные колебания структурного коэффициента свидетельствуют об отсутствии какой-либо закономерной связи между сопротивлением и пористостью “гантельных” коллекторов. Величина пористости  $K_{\text{п}}^{\text{эл}}$ , определяемая по формуле для межзерновых коллекторов, всегда будет существенно занижена, соответствуя в первом приближении пористости матрицы породы.

Образцы керна также не могут содержать достаточно полной информации о фильтрационно-емкостных свойствах коллектора, так как неравномерное распределение каверн в породе и широкая вариация их размеров не находят своего отражения в образцах. По керну можно судить лишь о наличии каверн и оценить характер и свойства матрицы, а определяемая по образцам открытая пористость почти наверняка будет занижена. Пористость по шламу будет еще ближе к пористости скелета.

Пористость в приствольной зоне пласта радиусом 15-30 см определяется методами НГК и АК (если кривая  $\Delta t$  не искажена пропусками циклов).

Таким образом, для рассматриваемого типа коллекторов формула (1.1) имеет вид:

$$K_{\text{п}}^{\text{III}} < K_{\text{п}}^{\text{K}} \approx K_{\text{п}}^{\text{эл}} < K_{\text{п}}^{\text{AK}} = K_{\text{п}}^{\text{НГК}}. \quad (1.3)$$

В случае значительной кавернозности и хорошей сообщаемости между кавернами происходит частичное или полное с потерей циркуляции поглощение промывочной жидкости в пласт. При больших размерах полостей (единицы метров) наблюдаются провалы бурового инструмента и резкие увеличения показаний на фоне номинального диаметра скважины на кавернограммах.

На показаниях геофизических методов (особенно ГК и ПС) при наличии таких полостей сказывается заполненность каверн в приствольной зоне уплотненным глинистым раствором с различными наполнителями и их зацементированность. Эти же факторы затрудняют выделение продуктивных пластов у коллекторов данного типа.

Диаграммы микрометодов характеризуются резкой изрезанностью, участки низкого сопротивления имеют малые толщины, в пределах которых отмечаются положительные приращения  $KС^{\text{M3}}$ .

По другим геофизическим признакам коллекторы с гантельным типом пустотного пространства очень сходны с межзерновыми. Глубина проникновения фильтрата бурового раствора превышает пять-восемь диаметров скважины, иногда наблюдается проникновение неотфильтрованного бурового раствора.

3. Губчатый тип – отмечается хорошей связью основных ячеек. Каналы, связывающие отдельные пустоты, практически являются суженными участками порового пространства (рис. 9г).

В разрезах данный тип представлен рифогенными известняками, выщелоченными карбонатными породами, у которых поры выщелачивания хорошо сообщаются, непосредственно контактируют друг с другом и имеют размер до 2-3 мм, т.е. с сечением связующих каналов и “окон” близким к сечению поровых ячеек. Для таких коллекторов, отличающихся обычно высокими коллекторскими свойствами, зачастую характерна структура порового пространства смешанного типа, когда пустоты выщелачивания и межзерновые поры образуют единую емкостную систему. Это обстоятельство, по мнению Эйдмана [147], исключает возможность проведения геофизической дифференциации между подобными коллекторами с “вторичной” и коллекторами с межзерновой пористостью, что вместе с общностью гидродинамических характеристик позволило ему отнести эти две разновидности к одному типу.

Однако на практике коллекторы данного типа по геолого-технологическим данным характеризуются поглощениями промывочной жидкости и даже провалами бурового инструмента при полном отсутствии каверн, подтверждаемом справедливостью выражения (1.1).

4. Трещинный тип – в чистом виде не придает породе коллекторских свойств, хотя в результате растворения по трещинам в породах (в карбонатных особенно) возникает довольно большая пористость (рис. 9д). Значение данного типа существенно возрастает при сочетании его с другими типами структур.

Коллекторы данного типа представлены плотными терригенными и карбонатными породами с практически непроницаемой матрицей разбитой системой трещин-полостей, у которых два измерения, отражающие их протяженность, на несколько порядков превышают третье, характеризующее раскрытость.

Для правильной оценки соотношений емкостных и фильтрационных характеристик в карбонатных коллекторах весьма важно понимание роли трещин в них. Трещины определяют характер и путь движения флюидов в коллекторе, задавая не только проницаемость, но и емкость. В коллекторах трещинного типа практически все запасы нефти и газа содержатся в трещинах.

Трещиноватость карбонатных коллекторов, как показывает опыт изучения карбонатных коллекторов нефти и газа многих месторождений, является их характерной особенностью. Поэтому вопрос о трещиноватости в карбонатных коллекторах сводится не столько к доказательству факта ее существования, сколько к ее количественной оценке. Известно, что трещинная проницаемость коллекторов более чем в 100 раз может превышать поровую проницаемость, даже если при этом в порах содержится до 90% запасов нефти пласта-коллектора (Грэхем, Ричардсон, 1959). Если огромное влияние трещиноватости на проницаемость карбонатных коллекторов не вызывает сомнений у исследователей, то вопрос о ее значении для емкости коллекторов представляется более сложным.

Еще на ранних этапах изучения трещинных коллекторов Трофимук (1955, 1961), Котяхов (1956) придерживались той точки зрения, что емкость трещин оказывает существенное влияние на подсчет запасов нефти и газа. При этом Трофимук полагал, что трещинная пустотность карбонатных коллекторов может составлять 2% [117]. Возможно, эта цифра несколько завышена. Так, по данным Майдебора (1967) трещинная пустотность карбонатных коллекторов многих нефтяных месторождений Ирана не превышает 0,5-0,7%. На некоторых грозненских нефтяных месторождениях трещинная емкость коллекторов находится в пределах 0,18-0,32% (Васильев, 1965, 1968). В последнее время

общеизвестным является мнение о том, что поры и каверны определяют основную емкость пород-коллекторов, а трещины имеют значение главным образом в фильтрации и как дополнительная емкость (Смехов, Гмид и др., 1958; Смехов, 1957, 1961, 1963; Ханин, 1962; Багринцева, 1972 и др.).

Существенным для понимания роли трещиноватости в емкости коллекторов представляется заключение Смехова (1974) о том, что в коллекторах трещинно-порового типа благодаря высоким значениям коэффициентов нефтеотдачи и нефтенасыщения трещины могут содержать извлекаемые запасы нефти, соизмеримые с запасами в порах. Из приведенных им примеров следует, что хотя в карбонатных коллекторах трещинная пустотность редко превышает 0,1%, тем не менее извлекаемые запасы из трещин могут составлять до 10-35% от общего количества извлекаемых запасов в коллекторах смешанного типа.

Насыщение трещин минерализованными проводящими растворами уже при пористости в несколько десятых долей процента вызывает эффект шунтирования, занижая электрическое сопротивление породы и обнаруживая таким образом главный геофизический признак коллекторов данного типа.

Выражение (1.1) в данном случае имеет вид:

$$K_{\text{п}}^{\text{ш}} < K_{\text{п}}^{\text{к}} < K_{\text{п}}^{\text{НГК}} \leq K_{\text{п}}^{\text{АК}} < K_{\text{п}}^{\text{эл}}. \quad (1.8)$$

Структурный коэффициент  $A_{\text{з}}$  принимает значения из интервала 1,4-1,8.

Характерны повышенное и высокое электрическое сопротивление, минимумы ПС. Диаграммы МКЗ дают резкую дифференциацию кривых при отсутствии глинистой корки, но слабо дифференцированы и имеют низкое сопротивление при ее наличии, иногда характерны положительные приращения сопротивления. Кривые МБК также резко дифференцированы на фоне общего снижения сопротивления, причем с увеличением плотности трещин суммарная толщина минимальных значений на диаграмме МБК возрастает. Отмечаются высокие показания на диаграммах разноглубинных зондов при отсутствии признаков радиального градиента сопротивления.

Показания НГК и АК соответствуют плотным породам с эффектом затухания акустического сигнала на амплитудных кривых АК, что зачастую сопровождается высокими пиками на кривой  $\Delta t$  вследствие пропуска циклов.

На кавернограммах обычно наблюдается увеличение диаметра скважины с образованием в последующем глинистой корки толщиной 0,5-2,0 см (трещинные коллекторы с изотропной трещиноватостью). Иногда фиксируется мелкая иззубренность кавернограмм при среднем значении, равном номинальному диаметру скважины. Глубина проникновения промывочной жидкости нередко превышает значение в пять диаметров

скважины. В крупных трещинах наблюдается проникновение неотфильтрованного глинистого раствора.

Методы геолого-технологических исследований – фильтрационный и детальный механический – отмечают зоны трещиноватости аномальными поглощениями промывочной жидкости и снижением продолжительности проходки.

Определенную помощь в выделении трещинных коллекторов могут оказать специальные ГИС, например, методы повторных измерений электрических сопротивлений и температур, иногда сопровождающиеся воздействиями на пласт.

5. Смешанный тип – характеризуется совместным нахождением, по крайней мере, двух элементарных типов структуры пустотного пространства (рис. 9б). К этому типу относят коллекторы, в которых наряду, с эффективной емкостью вторичных пустот – каверн, трещин – присутствуют межзерновые поры в проницаемой матрице. Такие коллекторы характеризуются обычно высокой общей пористостью и в простейшем случае выделяются в разрезе по данным ГИС на основе тех же признаков, что и межзерновой коллектор. Однако, благодаря многочисленным возможным вариантам сочетаний составляющих компонентов (двух, трех и более) рассматриваемый тип имеет широкое распространение в разрезах, особенно в карбонатных, а опознавание таких сочетаний ввиду неоднозначности геофизических характеристик является весьма сложной и актуальной задачей.

#### 5.1. Гантельно-трещинный тип.

Матрица таких коллекторов, как и трещинных, является непроницаемой. Общая пористость породы определяется выражением

$$K_{п\text{ общ}} = K_{п\text{ мз}} + (K_{п\text{ к}} + K_{п\text{ т}})(1 - K_{п\text{ мз}}), \quad (1.10)$$

где  $K_{п\text{ мз}}$ ,  $K_{п\text{ к}}$ ,  $K_{п\text{ т}}$  - коэффициенты пористости матрицы, каверн и трещин соответственно. Обычно  $K_{п\text{ к}}$  в 5—10 раз и более превышает  $K_{п\text{ т}}$ , поэтому в отличие от трещинного гантельно-трещинный коллектор обладает значительной емкостью. Проницаемость гантельно-трещинного коллектора, по крайней мере, не уступает проницаемости трещинного. Вторичную пористость такого коллектора характеризуют суммой  $K_{п\text{ вт}} = K_{п\text{ к}} + K_{п\text{ т}}$ .

При проходке скважины гантельно-трещинный коллектор отмечается более интенсивным поглощением бурового раствора и увеличением скорости проходки. Возможно полное поглощение промывочной жидкости с потерей циркуляции и провалы бурового инструмента до нескольких метров, характерные для закарстованных зон.

По данным стандартного комплекса ГИС гантельно-трещинный коллектор не отмечается, как и трещинный, характерными для межзернового коллектора показаниями

на кавернограмме, профилеграмме и на диаграммах микрозондов. Существенными отличиями гантельно-трещинного от трещинного коллектора являются:

- а) более высокая общая пористость, позволяющая выделить его по значению  $K_{п\text{ общ}}$  среди более плотных вмещающих пород;
- б) характерное отличие значения  $K_{п\text{ общ}}^k$ , определяемого по данным НГК или ГГК, и  $K_{п\text{ АК}}^k$ . В таком коллекторе  $K_{п\text{ АК}}^k$  близко к  $K_{п\text{ мз}}$  и существенно ниже  $K_{п\text{ общ}}$ , т.е.

$$K_{п\text{ АК}}^k < K_{п\text{ ГГК}}^k = K_{п\text{ НГК}}^k. \quad (1.11)$$

Эта закономерность проявляется тем чётче, чем больше размеры пустот и расстояние между ними. Сопоставляя значения  $K_{п\text{ общ}}$  и  $K_{п\text{ АК}}^k$  в изучаемом разрезе, можно по данным стандартного комплекса методов пористости выделить гантельно-трещинный коллектор по признаку  $K_{п\text{ общ}} > K_{п\text{ АК}}^k$ .

Специальные ГИС и способы выделения трещинного коллектора применимы и для выделения гантельно-трещинного. Кроме этого, для выделения и промышленной оценки гантельно-трещинного коллектора проводят ГИС по методу "исследование воздействие – исследование" ("каротаж – воздействие – каротаж").

Для выделения кавернозно-трещинного коллектора более эффективны:

- 1) Повторные замеры гамма-методом с закачкой в скважину после первого замера активированного радиоактивным изотопом (например, радоном) раствора.
- 2) Повторные замеры НГМ или ННМ-Т с закачкой в скважину после первого замера раствора, содержащего элемент с аномальными нейтронными характеристиками (например, бор).

Повторные исследования ИНМ с закачкой в скважину перед повторным исследованием раствора с повышенным содержанием хлора (увеличение концентрации NaCl или добавление в раствор HCl).

## 5. ПЕТРОФИЗИЧЕСКАЯ КЛАССИФИКАЦИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

### 5.1. Краткий исторический очерк.

О проблеме петрофизической классификации продуктивных отложений еще в 40 - 50-х годах высказывались В.Н. Дахнов и В.Н. Кобранова. В.Н. Дахнов предпринял попытку выделить классы продуктивных пород на основе зависимости параметра пористости от открытой пористости [12]. В.Л. Комаров эту проблему сформулировал как петрофизическое районирование и в начале 70-х годов выделил петрофизические зоны в пределах Волго-Уральской провинции и установил эталонные петрофизические зависимости для каждой зоны. Он предложил для выделения петрофизических зон

использовать (кроме фильтрационно-емкостных, литологических и структурных характеристик коллекторов) характеристики пластовых жидкостей (химический состав, удельный вес нефти, процент содержания в ней серы, смолы и асфальтенов), учитывать влияние этих характеристик на электрические свойства пород; учитывать влияние мощности пластов и их стратиграфической принадлежности на гранулометрический состав и т. д. [21].

Решению проблемы петрофизического районирования с целью повышения эффективности интерпретации скважинных данных и, в первую очередь, данных ГИС было посвящено довольно много работ.

Согласно Т.С. Изотовой, С.Б. Денисову и Б.Ю. Вендельштейну [16], под петрофизической зоной понимают объект, имеющий определенное распространение по площади и разрезу, приуроченный к определенной тектонической зоне, характеризующийся отложениями, близкими по времени образования, вещественному составу, структуре их порового пространства. Один из важных признаков петрофизической зоны – наличие единых петрофизических взаимосвязей.

Легко увидеть, что это определение носит скорее географический, нежели петрофизический характер. То есть выделяются какие-то ограниченные в пространстве геологические объекты, характеризующиеся едиными петрофизическими связями. При этом если какие-то объекты расположены в разных местах, они, по определению авторов работы [16], входят в разные петрофизические зоны даже в случае, когда петрофизические связи у этих объектов одинаковы.

П.А. Карпов [18], используя результаты комплексного изучения керна, взаимосвязи различных характеристик пород и сопоставление их с данными ГИС, выделил в отложениях девона Нижнего Поволжья четыре петрофизических зоны. В основу выделения зон положены глинистость пластов и степень их вторичных преобразований. Выделение зон производится по графику сопоставления оценок пористости по данным гамма-метода  $K_p^{ГК}$  и нейтронного гамма-метода  $K_p^{НГК}$ .

Позже М.Г. Белоусова дополнила эту схему [18]. По графику сопоставления  $K_p^{ГК}$  и  $K_p^{НГК}$  она выделяет шесть зон по водородосодержанию. В пределах выделенных зон резко возрастает теснота связей характеристик пород (например, связь сопротивления водонасыщенной породы с открытой пористостью).

В большинстве рассмотренных петрофизических классификаций использовались "географический" принцип выделения зон и частные (изученные по выборочным данным) петрофизические взаимосвязи.

## 5.2. Петрофизическая классификация нефтегазоносных отложений М.М. Элланского

При подходе к решению проблемы петрофизической классификации продуктивных отложений М.М. Элланский исходит из следующих положений: а) классификация должна производиться на основе общих, а не частных моделей петрофизических взаимосвязей, б) классы, подклассы и другие классификационные объекты должны выделяться не по географическому принципу, а по особенностям системы общих интерпретационных моделей.

Очевидно, что для разных продуктивных отложений должны создаваться и использоваться при комплексной интерпретации данных ГИС разные системы моделей петрофизических связей. Петрофизическая классификация продуктивных отложений, удовлетворяющая этим положениям, была предложена в первом варианте в 1985 г. Далее она была усовершенствована. Эта классификация является открытой. В нее в дальнейшем могут быть добавлены новые классы и подклассы.

В настоящее время выделено три класса продуктивных отложений: **терригенные, карбонатные и отложения с нетрадиционными коллекторами**. В каждом классе выделяются подклассы. В классе терригенных коллекторов выделено три подкласса: *типичные терригенные отложения с глинистым цементом, типичные терригенные отложения с глинисто-карбонатным цементом и нетипичные терригенные отложения*. В последнем подклассе выделено пока две группы: недоуплотненные отложения (терригенные отложения шельфа Сахалина, севера Западной Сибири, Гыданского и Ямалского полуостровов) и отложения порово-трещинного типа с кварцевым цементом (пиленгиты, распространенные на Сахалине и Камчатке).

В классе карбонатных отложений выделено два подкласса: *простые карбонатные отложения* – известняки с пустотами межгранулярного типа и *сложные карбонатные отложения*, имеющие сложный литологический состав и сложную структуру пустотного пространства.

К классу отложений с нетрадиционными коллекторами отнесены два подкласса: *аргиллиты (бажениты и акжариты) и отложения кристаллического фундамента*.

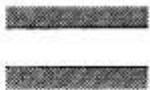
## 6. ВЫДЕЛЕНИЕ КОЛЛЕКТОРОВ И ОЦЕНКА ХАРАКТЕРА ПРИТОКА ИЗ НИХ В РАЗРЕЗЕ ОТЛОЖЕНИЙ, ВСКРЫТЫХ СКВАЖИНОЙ.

### Тема 6.1. Модель пористой среды продуктивных отложений.

Допустим, что в пустотном пространстве гидрофильной породы имеются каналы двух видов: 1) микрокапилляры глинистого и карбонатного цемента, 2) макрокапилляры или каналы "скелета" породы, то есть породы, не содержащей цемента. Микрокапилляры

не участвуют в фильтрации и содержат адсорбированную (на поверхности глинистых частиц) и капиллярную (в порах карбонатного цемента) неподвижную (остаточную) воду. Макрокапилляры могут участвовать в фильтрационных процессах, хотя и содержат какое-то количество неподвижной (остаточной) воды. Кроме того, при вытеснении из них нефти или газа водой в них в какой-то момент фазовая проницаемость по нефти (газу) становится равной нулю, и нефть распадается на капельки, а газ на пузырьки. Эти капельки нефти или пузырьки газа невозможно вытеснить из коллектора, и они становятся остаточной (не вытесняемой из породы) нефтью или газом. Отличие такой остаточной нефтегазонасыщенности от остаточной водонасыщенности заключается в том, что остаточная вода формируется в худшей части порового пространства, не принимающего участия в фильтрационных процессах. Капельки же нефти или пузырьки газа образуются в самой лучшей части порового пространства и "мешают" фильтрации воды, снижая проницаемость коллектора по воде.

Макрокапилляры и микрокапилляры могут не сообщаться, а могут и сообщаться друг с другом. Поэтому они образуют три группы поровых каналов: 1) свободные, то есть не сообщающиеся с макрокапиллярами микрокапилляры, 2) свободные макрокапилляры, участвующие в фильтрации воды и углеводородов и 3) макрокапилляры, заблокированные микрокапиллярами, и вследствие этого не участвующие в фильтрационных процессах (рис. 10).

Типы поровых каналов	Вероятности присутствия в поровом пространстве
Группа 1. Микрокапилляры 	$P_1 = \beta_{гг} + \beta_{карб} = \beta$
Группа 2. "Свободные" макрокапилляры 	$P_2 = (1 - \beta) (1 - \beta + \beta^2)$
Группа 3. Макрокапилляры, заблокированные микрокапиллярами 	$P_3 = \beta(1 - \beta) \begin{cases} P_{3,1} = \beta^2(1 - \beta) \\ P_{3,2} = \beta(1 - \beta)^2 \end{cases}$

**Рис. 10. Модель пустотного пространства пород с порами межгранулярного типа (по М.М. Элланскому):**

$P_i$  – вероятности присутствия в поровом пространстве каналов разных групп:

$P_1$  – микрокапилляров,  $P_2$  – "свободных" макрокапилляров,  $P_3$  – макрокапилляров, заблокированных микрокапиллярами,  $P_{3,1}$  – микрокапилляров в третьей группе,  $P_{3,2}$  – макрокапилляров в третьей группе.

Доля микрокапилляров или вероятность их присутствия в поровом пространстве  $P_1$  равна

$$P_1 = \frac{K_{\text{гл}} \omega_{\text{адс}}}{K_{\text{п}}} + \frac{K_{\text{карб}} \omega_{\text{кап}}}{K_{\text{п}}} = \beta_{\text{гл}} + \beta_{\text{карб}} = \beta, \quad (10)$$

где  $K_{\text{п}}$ ,  $K_{\text{гл}}$ ,  $K_{\text{карб}}$  – открытая пористость (в долях объема породы), глинистость и карбонатность (в долях объема породы);  $\omega_{\text{адс}}$ ,  $\omega_{\text{кап}}$  – содержание адсорбированной воды в микрокапиллярах (порах) глинистого цемента (в долях объема твердой компоненты глинистого цемента), содержание капиллярной воды в микрокапиллярах (порах) карбонатного цемента (в долях объема твердой компоненты карбонатного цемента).

Полный объем глинистого и карбонатного цемента в породе скелета равен соответственно  $K_{\text{гл}}(1 + \omega_{\text{адс}})$  и  $K_{\text{карб}}(1 + \omega_{\text{кап}})$ , а открытая пористость этих видов цемента будет равна  $\frac{\omega_{\text{адс}}}{1 + \omega_{\text{адс}}}$  и  $\frac{\omega_{\text{кап}}}{1 + \omega_{\text{кап}}}$ .

Если умножить величины  $\omega_{\text{адс}}$  и  $\omega_{\text{кап}}$  соответственно на  $K_{\text{гл}}$  и  $K_{\text{карб}}$ , получим содержание неподвижной воды адсорбированного и капиллярного типов в долях объема породы. Соотношение (10) представляет суммарное содержание неподвижной адсорбированной и капиллярной воды в долях объема открытых пор или долю поровых каналов глинистого и карбонатного цемента в объеме открытых пор. В "чистом" коллекторе, не содержащем цемента, эта доля равна нулю. В наиболее уплотненной породе все открытые поры представлены микрокапиллярами, то есть порами глинистого и карбонатного цемента. В такой породе  $P_1 = \beta_{\text{цем}} = 1$ .

Доля всех макрокапилляров или вероятность их наличия в поровом пространстве породы равна

$$P_2 = 1 - \beta_{\text{гл}} - \beta_{\text{карб}}. \quad (11)$$

Чтобы вычислить долю макрокапилляров, заблокированных микрокапиллярами, будем считать, что процессы образования макрокапилляров (каналов скелета породы, не содержащей дисперсного цемента) и микрокапилляров (каналов глинистого и карбонатного цементов) являются независимыми. Тогда по правилу вычисления вероятности совместного наступления двух независимых событий получим долю каналов, представляющих собой макрокапилляры и блокирующие их микрокапилляры:

$$P_3 = (\beta_{\text{гл}} + \beta_{\text{карб}}) (1 - \beta_{\text{гл}} - \beta_{\text{карб}}). \quad (12)$$

Предполагая, что в этой группе каналов макрокапилляры и микрокапилляры имеют такие же вероятности, как в породе в целом, получим следующее выражение для доли макрокапилляров, заблокированных микрокапиллярами:

$$P_{3,2} = (\beta_{\text{гл}} + \beta_{\text{карб}}) (1 - \beta_{\text{гл}} - \beta_{\text{карб}})^2. \quad (13)$$

Итак, в модели М.М. Элланского имеется три группы поровых каналов, каждая из которых вносит свой вклад в значения геофизических величин: электрического сопротивления, показаний метода СП и др., а также в значения характеристик продуктивных отложений, оцениваемых по данным ГИС.

Предложенная модель пористой среды позволяет построить общие, теоретические модели остаточных водо- и нефтегазонасыщенности. Легко увидеть, что "группа 1" поровых каналов будет содержать неподвижную воду (в случае гидрофильных пород) и неподвижные углеводороды и воду (в случае гидрофобизированных пород). "Группа 2" в случае водонасыщенной породы будет содержать подвижную и остаточную воду "скелета" –  $K_{\text{ов.ск}}$ . В случае продуктивной породы в этой группе каналов будут находиться подвижные углеводороды, а также остаточные углеводороды и остаточная вода скелета –  $K_{\text{онг.ск}}$  и  $K_{\text{ов.ск}}$ . "Группа 3" поровых каналов будет содержать неподвижные углеводороды (в случае продуктивных пород) и неподвижную воду (в случае водоносных пород).

**Пример 1.** Для изучаемого интервала разреза по данным ГИС оценены открытая пористость 0,15, объемная глинистость 0,08 и объемная карбонатность 0,07. Найти доли открытых пор, занятых а) порами глинистого цемента, б) порами карбонатного цемента и в) порами скелета породы, если содержание адсорбированной воды в порах глинистого цемента  $\omega_{\text{адс}} = 0,5$ ; содержание капиллярной воды в порах карбонатного цемента  $\omega_{\text{кап}} = 0,2$ .

**Решение.** Используя соотношение (10), рассчитаем долю открытых пор, занятых порами глинистого  $\beta_{\text{гл}}$  и карбонатного  $\beta_{\text{карб}}$  цемента:

$$\beta_{\text{гл}} = (0,08 \cdot 0,5) / 0,15 = 0,267; \quad \beta_{\text{карб}} = (0,07 \cdot 0,2) / 0,15 = 0,093.$$

$$\text{Доля открытых пор скелета} = 1 - 0,267 - 0,093 = 0,64.$$

**Пример 2.** Для этих же условий рассчитать доли неподвижной (остаточной) воды, а) адсорбированной на поверхности глинистых частиц, б) находящейся в порах карбонатного цемента и в) находящейся в порах скелета или макрокапиллярах, если порода продуктивная и остаточная водонасыщенность скелета  $K_{\text{ов.ск}} = 0,2$ .

**Решение.** Поскольку величины  $\beta_{\text{гл}}$  и  $\beta_{\text{карб}}$  характеризуют доли открытых пор породы, занятых порами глинистого и карбонатного цемента, а те и другие поры полностью заполнены неподвижной (остаточной) водой, доли адсорбированной и капиллярной остаточной воды будут равны соответственно 0,267 и 0,093 объема открытых пор породы. Долю же остаточной воды скелета получим, умножив долю его открытых пор 0,64 на остаточную водонасыщенность  $K_{\text{ов.ск}} = 0,2$ , то есть  $0,64 \cdot 0,2 = 0,128$ .

Суммируя все три компоненты, найдем суммарное содержание остаточной воды:  
 $0,267 + 0,093 + 0,128 = 0,488$ .

## 6.2. Универсальные критерии выделения коллектора и оценки характера его насыщения при вытеснении нефти или газа водой

Рассмотрим универсальные критерии выделения коллекторов и оценки "характера их насыщения". Они, как станет ясным чуть позже, не зависят от литологии, структуры парового пространства и других особенностей продуктивных отложений. Эти критерии отражают, во-первых, долю порового пространства, свободную от неподвижных углеводородов и воды и, во-вторых, различие между полной (текущей) и остаточной водонасыщенностью и полной (текущей) и остаточной нефтегазонасыщенностью. Анализ этих критериев показывает, что нет единой границы "коллектор - неколлектор". Она будет разной для нефти, газа и воды, а также будет зависеть от состава цемента и от минерализации пластовой воды.

Подчеркнем, что при рассмотрении задач а) оценки границы "коллектор - неколлектор" и б) оценки характера насыщения коллектора мы ограничиваемся только одним методом извлечения нефти и газа из коллектора, а именно, методом их вытеснения водой за счет разницы между забойным и пластовым давлениями. Как будет ясно из дальнейшего изложения, обе рассматриваемые задачи будут иметь разные решения при разных методах вытеснения углеводородов из коллекторов.

"Грубые" критерии "коллектор - неколлектор" и "продуктивный коллектор - водоносный коллектор" имеют следующий вид:

$$K_{об} + K_{онг} = 1, \quad (14)$$

изучаемый интервал разреза неколлектор;

$$K_{об} + K_{онг} < 1, \quad (15)$$

интервал может быть коллектором (а может и не быть им);

$$K_{в} = K_{об}, \quad (16)$$

коллектор продуктивен;

$$K_{в} \gg K_{об}, \quad (17)$$

коллектор водоносен.

Приведенные критерии позволяют в первом приближении выделить неколлекторы и явные коллекторы, а также явные продуктивные и водоносные коллекторы. Их необходимо уточнить для однозначного выделения коллекторов и оценки вида продукции, отдаваемой ими.

Рассмотрим идеализированную схему вытеснения нефти (газа) водой (рис. 11). Пусть коллектор насыщен нефтью (газом) и в нем отсутствует вода. Создается перепад давления, за счет которого вода начинает внедряться в коллектор. Сначала формируются все виды остаточной, не участвующей в фильтрации воды. Завершение формирования этой категории воды происходит при  $K_v = K_{ов}$ . Далее начинает формироваться подвижная вода в виде отдельных капелек ("островная" водонасыщенность по С. Д. Пирсону [28]). Когда водонасыщенность  $K_v$  достигает значения критической водонасыщенности  $K_v^*$ , отдельные капельки сливаются в единый ансамбль – "нитку" подвижной воды и вода начинает двигаться в коллекторе и выходить из него вместе с нефтью или газом. После того, как водонасыщенность  $K_v$  достигает значения  $1 - K_{онг}$ , сплошная "нитка" нефти или газа истончается и раздробляется на отдельные капельки нефти или пузырьки газа.

Рост водонасыщенности останавливается. Фазовая проницаемость по нефти (газу) становится равной нулю. Из коллектора поступает только вода, а внутри него остаются нефть в виде капелек или газ в виде пузырьков, причем их объем равен  $K_{онг}$ , что составляет в лучшем коллекторе (скелете породы) 0,25-0,3 объема открытых пор, а в плохих коллекторах – 0,5 и более объема открытых пор.

Относительная фазовая проницаемость по нефти (газу) и воде



**Рис. 11. Схема процесса вытеснения нефти (газа) водой (по М.М. Элланскому):**

— проницаемость по нефти (газу), - - - проницаемость по воде;

1. Если  $0 < K_v \leq K_{ов}$  ( $K_{ов} \leq K_v < K_v^*$ ), из пласта будут получены безводные нефть и (или) газ.
2. Если  $K_v^* \leq K_v < 1 - K_{онг}$ , из пласта будут получены нефть (газ) с водой.
3. Если  $K_v = 1 - K_{онг}$ , из пласта будет получена вода.

Схема, показанная на рис. 11, позволяет выделить различные интервалы водонасыщенности коллектора, в пределах которых будет тот или иной характер притока. Важно отметить, что во всех этих интервалах характер насыщения коллектора не изменяется: он всегда содержит и воду, и углеводороды, но в разных количествах.

Таким образом, формулировка задачи разделения продуктивных и водоносных коллекторов как задачи оценки характера насыщения коллекторов не адекватна реальным процессам, происходящим при вытеснении нефти (газа) водой из коллекторов.

Учитывая рассмотренную схему и применяя мультидисциплинарный подход к решению рассматриваемой задачи, ее следует поставить как задачу оценки характера притока из коллектора.

Если при ее решении будет выполнено условие

$$K_{ов} \leq K_{в} < K_{в}^* \quad (18)$$

из коллектора будут получены безводная нефть или безводный газ.

При выполнении условия (19) из коллектора будут получены нефть (газ) и вода:

$$K_{в}^* \leq K_{в} < 1 - K_{онг} \quad (19).$$

При выполнении условия (20)

$$K_{в} = 1 - K_{онг} \quad (20)$$

из коллектора будет получена только вода, хотя в коллекторе находятся остаточные углеводороды в виде капелек нефти или пузырьков газа (островная нефтегазонасыщенность).

Как видно из рис. 12, первое из состояний коллектора соответствует продуктивной части залежи, в пределах которой текущая  $K_{в}$  и остаточная водонасыщенность  $K_{ов}$  равны. Коллектор еще не обводнен и отдает безводную нефть или безводный газ. В переходной зоне появляется подвижная вода. Второе состояние коллектора: в нем есть подвижная вода в виде отдельных капелек – островная водонасыщенность, но ее содержание не превышает величины  $K_{в}^*$ . Поэтому коллектор, как и в первом состоянии, продолжает отдавать безводные углеводороды. Третье состояние коллектора наступает, когда его водонасыщенность превышает  $K_{в}^*$ . Он начинает отдавать углеводороды с водой. Точка  $K_{в} = K_{в}^*$  попадает на плоскость или поверхность, которая разделяет залежь на две области: выше этой поверхности из коллектора поступает в скважину безводная нефть или безводный газ, ниже – нефть (газ) с водой. Такая поверхность является водонефтяным (ВНК) или газовой (ГВК) контактом.

При дальнейшем возрастании водонасыщенности из коллектора продолжает поступать вода с углеводородами до тех пор, пока текущая нефтегазонасыщенность не сравняется с остаточной. Наступит четвертое состояние коллектора: в нем еще имеются углеводороды, но он отдает "чистую" воду.

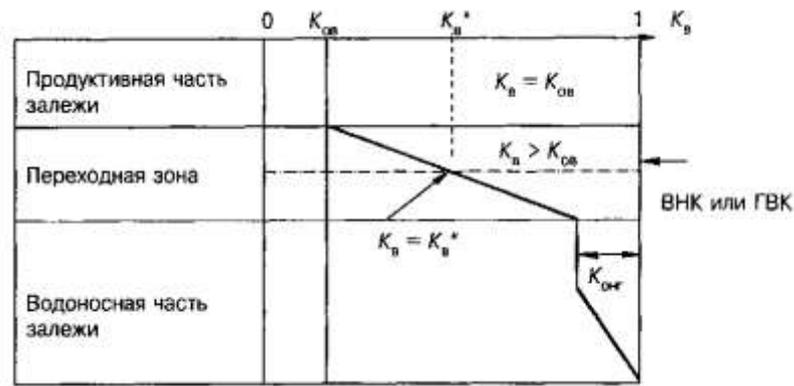


Рис. 12. Петрофизическая модель залежи нефти (газа) (по М.М. Элланскому).

Итак, при вытеснении нефти (газа) водой наблюдается три качественно различных состояния или *три класса коллекторов по характеру притока*: 1) безводная нефть или безводный газ, 2) нефть (газ) с водой и 3) вода.

Изучая характер притока из коллектора, мы одновременно оцениваем степень его *обводненности*. По этому признаку выделяется не три, а *четыре класса коллекторов*:

1) в коллекторе вся вода является остаточной, он имеет "нулевую" обводненность и отдает безводную нефть (безводный газ):

2) коллектор уже немного обводнен и имеет островную водонасыщенность (содержит подвижную воду в виде капелек), он продолжает отдавать безводную нефть (безводный газ), хотя его фазовая проницаемость по нефти (газу) ниже, чем для коллектора первого класса;

3) коллектор сильно обводнен и отдает нефть (газ) с водой;

4) коллектор максимально обводнен и отдает воду, хотя в нем имеется островная нефтегазонасыщенность (содержится остаточная нефть в виде капелек или остаточный газ в виде пузырьков).

Проведенный анализ схемы вытеснения нефти (газа) водой позволяет уточнить рассмотренные ранее грубые критерии выделения коллектора и оценки характера его насыщения. Границе "коллектор-неколлектор" для нефти (газа) будет соответствовать условие

$$K_{ов} + K_{онг} < 1, \quad (21)$$

а для воды

$$K_{в*} + K_{онг} < 1. \quad (22)$$

Таким образом, мы видим, что граница "коллектор - неколлектор" оказывается разной для нефти (газа) и воды. В случае, когда нефть (газ) вытесняется водой из продуктивного пласта, при ухудшении его коллекторских свойств он раньше перестает

быть коллектором для воды, чем для нефти (газа). А значит, кондиционная открытая пористость коллектора будет более высокой для воды, чем для нефти (газа).

Выполненный анализ процесса вытеснения нефти (газа) водой показал, что "грубые" критерии разделения коллекторов на продуктивные и водоносные (16)-(17) должны быть заменены критериями оценки характера притока из коллектора:

$$K_{об} \leq K_B < K_B^* \quad (23)$$

коллектор отдает продукт: нефть и (или) газ,

$$K_B^* \leq K_B < 1 - K_{онг} \quad (24)$$

коллектор отдает продукт с водой,

$$K_B = 1 - K_{онг} \quad (25)$$

коллектор отдает воду.

При использовании этих критериев для оценки степени обводнения коллектора условие (23) расчленяется на два условия, определяющие первый и второй класс коллекторов по степени обводнения:

$$K_{об} = K_B \quad (26)$$

коллектор содержит только остаточную воду,

$$K_{об} \leq K_B < K_B^* \quad (27)$$

коллектор содержит "островную" воду,

$$K_B^* \leq K_B < 1 - K_{онг} \quad (28)$$

коллектор содержит "фуникулерную" подвижную воду и "фуникулерную" подвижную нефть ("фуникулерный" подвижный газ),

$$K_B = 1 - K_{онг} \quad (29)$$

коллектор содержит "фуникулерную" подвижную воду и "островную" нефть ("островной" газ).

Таким образом, в результате уточнения "грубых" критериев выделения коллекторов и разделения их на продуктивные и водоносные получены универсальные критерии а) выделения коллекторов, б) оценки характера притока из них и в) оценки степени их обводнения. При этом показано, что граница "коллектор - неколлектор" будет разной для воды и нефти (газа).

## 7. ИЗМЕНЕНИЕ КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ ПОРОД С ГЛУБИНОЙ

При погружении на большие глубины осадочные породы испытывают различные изменения, к числу которых относятся уплотнение, упругие и разрывные деформации, преобразования минералов, выщелачивание и цементация. Эти изменения вызываются воздействием нагрузки вышележащих пород, тектонических напряжений, температур,

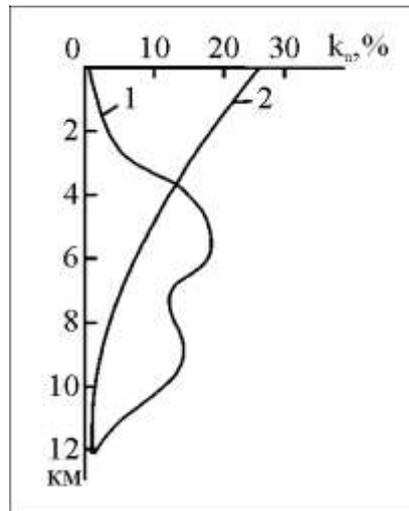
давлений, взаимодействием пород с подземными водами. По характеру воздействия на физические свойства горных пород эти факторы следует разделить на две группы: вызывающие закономерное уплотнение пород при погружении и способствующие сохранению или образованию вторичной пористости и проницаемости.

Характер уплотнения песчано-алевритовых отложений с различной глинистостью с глубиной хорошо изучен [Вассоевич Н.Б., 1961 г., Добрынин В.М., 1965 г., 1968 и др.]: темп уплотнения песчано-глинистых отложений с увеличением глубины их залегания замедляется; степень уплотнения отложений зависит от их состава и структуры; фациальная изменчивость обуславливает неравномерность уплотнения, выражающуюся в разбросе значений плотности и пористости на определённой глубине; в наименьшей степени поддаются уплотнению неглинистые пески, в вещественном составе которых преобладает кварц; интенсивность уплотнения зависит от величины напряжения, испытываемого породой, и времени, в течение которого действует нагрузка.

Уменьшение пористости песчано-алевритовых пород до глубин 2-2,5 км происходит за счёт механической перегруппировки частиц. Ниже этого уровня происходит деформация зёрен, под действием увеличивающегося напряжения зёрна испытывают частичное или полное растворение, а в результате выделений кальцита и кремнезёма происходит заполнение порового пространства, происходит смыкание пор наименьшего диаметра, благодаря чему более крупные поры изолируются и фильтрация прекращается.

Сохранению первичной пористости пород на большой глубине способствует большая толщина монолитного слоя песчано-алевритовых крупнозернистых однородных пород, создание прочного скелета на начальных этапах эпигенеза, наличие в порах битумов или нефти без примеси воды и активных газов, экранизация коллекторов мощной соленосной толщей, наличие АВПД.

С увеличением глубины залегания первичная пористость постепенно приобретает второстепенное значение в формировании полезной ёмкости коллекторов (рис. 13).



**Рис. 13. Изменение пористости с глубиной для осадочных отложений (по А.С. Худу).  
1 – вторичная пористость; 2 – первичная пористость.**

На основании графиков можно предположить, что эффективная ёмкость первичных пор сохраняется до глубин 3-4 км. Совместно с уплотнением в породах часто наблюдается развитие процессов разуплотнения, начинающихся с механического разрушения отдельных форменных элементов, слагающих породу, постепенно переходящих в образование обширных зон трещиноватости, т.е. происходит смена поровых коллекторов трещинными и трещинно-поровыми.

Параллельно с увеличением глубины залегания пород при усиливающемся воздействии горного давления и температуры в сочетании с тектоническими подвижками земной коры увеличивается доля трещинных коллекторов. На больших глубинах формируются продуктивные трещинные резервуары нового типа – протяжённые зоны трещиноватости, проницаемость которых будет резко возрастать при вскрытии их скважиной, в результате чего они будут дренировать большие объёмы нефтегазоносных пород.

Вторичная пористость песчаников возникает в результате активного перераспределения их цементирующего материала и коррозии обломочных зёрен, происходящих под воздействием агрессивных растворов, обогащённых газами разного состава. Изучение распределения вторичной пористости показало, что она имеет локальное развитие, а максимальные значения приурочены к зонам тектонических разрывных нарушений. Кроме того, пористые разности приурочены к сводам поднятий. Наряду с вторичной пористостью песчаники могут характеризоваться и трещиноватостью, также способствующей увеличению ФЕС коллекторов на большой глубине.

Вопрос о предельном распространении терригенных коллекторов в глубину до конца не решён, существуют различные мнения. Б.К. Прошляков (1974) считает, что нижняя граница пористых пород находится на глубине 9 км, а максимальные глубины, на

которые могут погружаться породы, сохраняя облик осадочных образований, соответствуют интервалам 15-20 км. М.И. Лоджевская (1987) прогнозирует существование порового и порово-трещинного коллектора до глубин 7 км. А.И. Алиев и А.А. Керимов (1974) прогнозируют распространение терригенных поровых коллекторов со значениями пористости 15-18 % на глубину до 7 км. Ю.Т. Афанасьев и др. (1980) считают, что на глубинах более 7 км существуют породы-коллекторы гранулярного типа. Другие исследователи (Р.Я. Поляк и др.) главным фактором, определяющим изменение величины пористости, считают не глубину залегания, а степень и характер эпигенетических преобразований пород. В настоящее время известны промышленные скопления УВ в поровых терригенных коллекторах на глубине 6530 м (НГБ Мексиканского залива).

Более широким распространением на больших глубинах пользуются коллекторы, пустотное пространство которых формируется за счёт кавернозности и трещиноватости. Такие коллекторы, как правило, представлены известняками и доломитами. В Западном Внутреннем бассейне (месторождение Милс-Ранч, прогиб Анадарко) на глубине 8088 м средняя пористость продуктивных карбонатов составляет 4 %, а максимальная достигает 11 %. Скважина Берта-Роджерс 1 вскрыла ту же свиту карбонатных пород и при забое 9583 м обнаружила проявление УВ газа.

Особенностью карбонатных пород является их способность к окаменению на ранних стадиях седиментогенеза, что обуславливает возникновение трещиноватости уже в верхних частях осадочной толщи. При погружении на глубину карбонатные породы, как и терригенные, испытывают уплотнение, однако в отличие от терригенных для карбонатных отложений связь пористости с глубиной залегания характеризуется значительно меньшей теснотой, что проявляется в широкой вариации значений пористости коллекторов на небольших расстояниях, даже в пределах одного пласта.

Высокие емкостные и фильтрационные свойства коллекторов как порового, так и трещинного типа обусловлены образованием вторичной пористости и проницаемости, формирующихся за счёт процессов перекристаллизации, выщелачивания, доломитизации, развития макро- и микротрещин в областях высоких температур и давлений.

Направленность и интенсивность катагенетических изменений коллекторских свойств пород зависит как от свойств, изначально присущих самим породам, так и от характера воздействия внешних факторов. В обломочных породах «внутренними» признаками являются минеральный состав, размер, отсортированность и окатанность материала, состав, количество и тип цемента; в карбонатных отложениях – химический состав, соотношение между хемогенной и органической частями, структура породы. К

внешним факторам относятся тектонические напряжения, температура, давление, подземные воды, щелочно-кислотные и окислительно-восстановительные свойства среды, а также длительность воздействия этих факторов.

Саратовский государственный университет имени Н. Г. Чернышевского

### Литература

1. Багринцева К.И. Оценочно-генетическая классификация карбонатных пород-коллекторов нефти и газа. – “Геология нефти и газа”, 1976, № 9, с. 23-29 с илл.
2. Головин К.Б. Закономерности пространственного распределения продуктивных пород-коллекторов в палеозойских отложениях юго-востока Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (на примере Саратовского Поволжья). Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. Саратов, 2003.
3. Максимов С.П., Дикенштейн Г.Х., Лоджевская М.И. Формирование и размещение залежей нефти и газа на больших глубинах. – М.: Недра, 1984. – 287 с.
4. Ханин А.А. Основы учения о породах-коллекторах нефти и газа. М., «Недра», 1965, с. 360.
5. Ханин А.А. Породы-коллекторы нефти и их изучение. М., «Недра», 1969, с. 366.
6. Эйдман И.Е., Ерахтина Т.Т., Сидорова Т.И. и др. Комплексное изучение типов и видов карбонатных и терригенных коллекторов, совершенствование приемов их выделения и оценки в подсолевом палеозое западной части Прикаспийской впадины и ее обрамления. Отчет по теме № 400. Саратов, 1977.
7. Элланский М.М. Петрофизические основы комплексной интерпретации данных геофизических исследований скважин (методическое пособие). Издательство ГЕРС. 2001. 229 с.
8. Югай Т.А., Фёдорова Т.Д., Московкин О.В. и др. Изучить и дать прогноз коллекторам и резервуарам нефти и газа Прикаспийской впадины (российская часть) на глубинах свыше 5 км. Отчёт по теме 006. Саратов, НВНИИГГ, 1993.