

# **ПЕТРОФИЗИКА**

***НЕОДНОРОДНОСТЬ,  
ДИСПЕРСНОСТЬ И МЕЖФАЗНАЯ  
ПОВЕРХНОСТЬ ПОРОД***

# ТИПЫ НЕОДНОРОДНОСТЕЙ

- **В петрофизике горную породу рассматривают как геологическое тело сложного полиминерального состава при термодинамических условиях естественного залегания. Можно указать, по крайней мере, следующие типы неоднородностей — по фазовому, компонентному (минеральному) составу, а также текстурно-структурные.**
- **Фазовый состав**: порода представлена тремя фазами — твердой, жидкой и газообразной, или двумя — твердой, жидкой или твердой, газообразной.
- **Компонентный состав**: каждая фаза представлена одним, двумя или несколькими минералами (твердая фаза), жидкостями (жидкая фаза), газами (газообразная фаза).
- Каждый минеральный, жидкий или газообразный компонент имеет определенный химический состав.
- **Структурно-текстурное строение** характеризует более сложное образование, состоящее из двух или более различных пород, чередующихся в объеме изучаемого геологического объекта — образцы породы, пласта и т.д.

- **Фазовая неоднородность** породы предполагает наличие границ раздела между обособленными объемами, занимаемыми каждой фазой.
- Молекулы каждой фазы, расположенные в приграничной области, толщина которой оценивается примерно как утроенный радиус сил молекулярного взаимодействия, образуют пограничные слои со свойствами, отличными от свойств граничащих фаз.
- **При небольшой площади поверхности раздела фаз** доля пограничного слоя в объеме породы пренебрежимо мала и интегральное значение того или иного физического параметра породы определяется значениями этого параметра для отдельных фаз и вкладом каждой фазы в суммарный эффект, который зависит от объемного содержания фазы в породе и закона, по которому рассчитывается этот вклад.
- **С ростом площади поверхности раздела** возрастает доля объема, занимаемого пограничным слоем, и соответственно вклад его в интегральное значение изучаемого параметра, так что пренебрегать наличием пограничного слоя уже нельзя.

- Примером фазовой неоднородности может служить водоносный неглинистый коллектор, в котором твердая фаза минерального скелета и свободная вода в порах занимают обособленные объемы, разделенные поверхностью с малой площадью. С появлением глинистой компоненты в минеральном скелете возрастает площадь поверхности раздела, и доля физически связанной воды, расположенной в приграничном слое, становится заметной.
- Компонентную неоднородность породы характеризуют составом твердой, жидкой и газообразной фаз. Ее можно проиллюстрировать на следующих примерах: доломитизированный известняк имеет в составе твердой фазы два минерала — доломит и кальцит; нефтеводоносный коллектор содержит в составе жидкой фазы нефть и свободную воду.
- Примерами текстурной неоднородности являются разновидности глинистого песчаника, содержащие глинистый материал, распределенный по объему в виде прослоев, чередующихся с прослоями песчаника, линзочек или гнездовидных включений.

- Масштабы неоднородностей зависят от их генезиса, и образуют различные уровни неоднородности.
- При экспериментальном изучении горной породы необходимо учитывать одновременно разрешающую способность используемого для изучения физического или физико-химического метода, размеры исследуемого образца породы и масштабы его неоднородности на разных уровнях.
- При изучении породы в лаборатории обычно имеют дело с образцами размером примерно от 1 см (кусочки шлама) до 10 см (образцы правильной формы — цилиндры, прямоугольные параллелепипеды).
- Размеры объектов, выделяемых в разрезах скважин геофизиками и изучаемых с помощью полученных петрофизических связей и критериев, составляют от нескольких сантиметров до нескольких единиц и десятков метров. Это необходимо учитывать при получении и использовании петрофизических связей типа керн — керн и геофизика — керн.

# *ГЛИНИСТОСТЬ*

- Важными характеристиками неоднородности породы являются степень дисперсности твердой фазы и соответствующая ей поверхность раздела твердой и жидкой и газообразной фаз.
- Фильтрационно-емкостные свойства, водоудерживающая способность, многие другие физические свойства терригенных коллекторов, изучаемые методами ГИС зависят, в первую очередь, от содержания в породе глинистых минералов, их состава, свойств и морфологии распределения в объеме породы. Содержание глинистого материала является решающим фактором при разделении пород на коллекторы и неколекторы, а коллекторов — на пласты с различными фильтрационно-емкостными свойствами.

- Глинистые минералы по своим физическим свойствам резко отличаются от минералов скелетной матрицы. С изменением содержания глинистого материала закономерно изменяются пористость, проницаемость, остаточная флюидонасыщенность.
- Содержание в породе глинистого материала является одним из основных факторов, который влияет на петрофизические связи, лежащие в основе интерпретации данных ГИС.

- Для характеристики содержания глинистого материала используют параметры массовой  $S_{гг}$ , объемной  $k_{гг}$  и относительной  $\eta_{гг}$  глинистости, которые рассчитывают по величине массового содержания в породе высокодисперсного глинистого материала (размер частиц  $d_3 < 0,01$  мм).
- Объективной характеристикой присутствия в породе глинистых и других высокодисперсных минералов являются параметры, характеризующие **полную поверхность породы, отнесенную к единице объема породы (полная удельная поверхность)**;
- **к единице массы твердой фазы породы (адсорбционная поверхность минерального скелета) и к единице объема пор (величина пропорциональная присутствию в породе обменных катионов)**.

•(2.1)

$$C_{\text{гл}} = \frac{m_{<0,01}}{m_{\text{ТВ}}}$$

- $C_{\text{гл}}$  – массовая глинистость ( в долях единиц)
- $m_{\text{ТВ}}$  – масса сухой навески – твердой фазы минерального вещества
- $m_{<0,01}$  - масса фракции с  $d < 10$  мкм

- В петрофизической и геофизической практике используют параметры глинистости, производные от массовой глинистости  $S_{гл}$  — объемную  $k_{гл.}$ , и относительную  $\eta_{гл}$  глинистость.

При равенстве плотности скелетных зерен породы и глинистой фракции ( $\delta_{ск} = \delta_{гл}$ ) коэффициент объемной глинистости ( $K_{гл}$ ) равен:

- $K_{гл} = C_{гл} (1 - K_{п})$ , где  $K_{п}$ - коэффициент общей пористости

Если  $\delta_{ск} \neq \delta_{гл}$ , то

•(2.2) 
$$K_{гл} = \frac{\delta_{ск}}{\delta_{гл}} (1 - K_{п})$$

- Если  $\delta_{ск} \neq \delta_{гл}$ , то

•(2.3)

$$k_{гл} = C_{гл} \frac{\delta_{ск}}{\delta_{гл}} (1 - k_{п}).$$

Параметр  $k_{гл}$  характеризует долю объема породы, занимаемую глинистым материалом; его удобнее использовать при построении различных моделей породы и для сопоставления с геофизическими параметрами.

Коэффициент относительной глинистости, или просто относительная глинистость,  $\eta_{\text{гл}}$  характеризует степень заполнения глинистым материалом пространства между скелетными зернами:

•(2.4)

$$\eta_{\text{гл}} = k_{\text{гл}} / (k_{\text{гл}} + k_{\text{ц}})$$

С  $\eta_{\text{гл}}$  тесно связан коэффициент диффузионно-адсорбционной активности  $A_{\text{да}}$ . В породе-коллекторе глинистый материал присутствует в виде агрегатов — скоплений глинистого цемента, занимающих обособленные объемы с присущей им внутренней пористостью  $k_{\text{п.гл}}$ .

Объемное содержание в породе таких агрегатов характеризуется коэффициентом агрегатной глинистости

$$\bullet(2.5) \quad k_{\text{гл. агр}} = k_{\text{гл}} / (1 - k_{\text{п.гл}})$$

- Рассмотренные параметры характеризуют так называемую **рассеянную глинистость** породы, равномерно распределенную в объеме и характерную для достаточно однородных песчаников и алевролитов преимущественно кварцевого состава.
- В полимиктовых песчаниках и алевролитах часть глинистого материала содержится в частично или полностью преобразованных зернах полевых шпатов и обломков других пород.
- Если глинистый цемент, контактный или типа заполнения пор, расположенный между скелетными зернами кварцевых и полимиктовых песчаников и алевролитов, приводит к снижению их эффективной пористости и проницаемости, глинистый материал преобразованных зерен и обломков пород мало влияет на фильтрационно-емкостные свойства коллектора.

## Слоистая глинистость

Этот тип глинистости характеризует содержание в породе прослоев глинистого материала, чередующихся с прослоями коллектора.

Слоистую глинистость характеризуют параметром  $\chi_{гг}$ , выражающим долю толщины слоистой породы, приходящуюся на прослой глины.

В общем случае, если коэффициенты пористости песчано-алевритовых и глинистых прослоев неодинаковы ( $k_{п.п} \neq k_{п.гл}$ ), параметры  $\eta_{гг}$  и  $\chi_{гг}$  связаны соотношением:

•(2.7)

$$\eta_{гг} = \frac{\chi_{гг} (1 - k_{п. гл})}{\chi_{гг} + k_{п. п} (1 - \chi_{гг})}$$

Если  $kn_{.гл}=kn.n=kn$ , используя соотношения (2.4) и (2.7), нетрудно показать, что  $\chi_{гл} = C_{гл}$ , при условии, что  $\delta_{ск}=\delta_{гл}$ .

В карбонатных породах собственно глинистость не определяется.

Для них находят содержание нерастворимого остатка **Сно**, характеризующее весовую долю минерального скелета, остающуюся после обработки породы 5—10 %-ным раствором НС1. Величину **Сно** можно лишь условно рассматривать как **Сгл**, поскольку большая часть нерастворимого остатка (НО) представлена кремнеземом. Так же, как при гранулометрическом анализе терригенных пород, благодаря воздействию НС1 из анализируемой навески карбонатной породы уходят в раствор и выпадают из дальнейшего анализа лептохлориты, гидроксиды железа и алюминия.

В литературе параметр  $C_{но}$  и производные от него  $k_{но} = C_{но}(1 - k_{п})$  и  $\eta_{нло} = k_{но} / (k_{но} + k_{п})$  нередко используют в качестве аналогов  $C_{гл}$ ,  $k_{гл}$ ,  $\eta_{гл}$  применительно к карбонатным породам.

**Тонкодисперсная составляющая** осадочной породы с размером частиц менее 10 мкм имеет сложный минеральный состав — кроме глинистых минералов она может содержать кварц, опал, халцедон, биотит, мусковит, лимонит, перидотит, роговую обманку, титаномагнетит, пирит.

Однако основной составляющей этой фракции являются обычно глинистые минералы, что и позволяет, хотя и с определенной оговоркой, называть эту фракцию глинистым компонентом породы.

К глинистым минералам относят минералы алюмосиликатного состава, образующие группы гидрослюд, каолинита, монтмориллонита.

В основе строения этих минералов лежит кристаллическая решетка, образованная алюмосиликатными тетраэдрами, включающая также атомы кислорода, гидроксильные группы, катионы натрия, калия, магния, кальция и т.д.

Частицы (мицеллы) глинистых минералов характеризуются размерами от нескольких миллимикрон до нескольких микрон.

Благодаря высокой дисперсности частиц глинистых минералов в осадочных породах они обладают огромной адсорбционной поверхностью, способной удерживать полярные молекулы воды и обменные катионы.

**Значение изучения глинистых минералов для  
петрофизики нефтегазовых коллекторов определяется  
следующими причинами:**

1. Содержание глинистого цемента в терригенном коллекторе кварцевого или полимиктового состава существенно влияет на его пористость и проницаемость. С ростом глинистости фильтрационно-емкостные свойства коллектора обычно ухудшаются.

2. Огромная поверхность глинистых частиц обуславливает связь содержания в породе физически связанной воды с глинистостью и увеличение коэффициента остаточного водонасыщения с одновременным снижением коэффициента эффективной пористости с ростом глинистости. Образование пленок адсорбированной воды с аномальными физическими свойствами, занимающих значительную долю объема глинистой породы, ведет к возникновению аномальных физических и физико-химических свойств глинистых пород, которые необходимо учитывать при анализе материалов ГИС.

3. Содержание и минеральный состав глинистого материала — главные факторы, определяющие способность породы играть роль литологического экрана нефтяной или газовой залежи.

**В петрофизике нефтегазовых коллекторов  
глинистость позволяет решать следующие  
вопросы:**

- а) выбор петрофизических уравнений и их констант, адекватных изучаемому объекту, геологической интерпретации результатов ГИС на стадиях подсчета запасов и проектирования разработки месторождений нефти и газа;
- б) прогноза поведения коллекторов нефти и газа в прискважинной зоне при вскрытии разреза бурением на пресном РВО;
- в) прогноза динамики продуктивности коллекторов нефти и газа при заводнении их пресной водой, закачиваемой в нагнетательные скважины в процессе эксплуатации.