

1.3. Основы физико-химии очистных агентов

Очистные агенты представляют собой **физико-химические системы**, состоящие из одной или нескольких фаз.

Фазой называется часть системы, отделенная от других частей реальной поверхностью раздела.

Системы, состоящие из одной фазы, называются **гомогенными (однородными)**.

Гомогенные системы являются молекулярно-ионно-дисперсными системами, так как вещества в них находятся в виде или **диспергированы (раздроблены)** до размеров отдельных молекул, ионов ($a < 10^{-7}$ см).



Примером гомогенных систем могут служить **истинные растворы** (водные растворы солей, щелочей и кислот).

Всякий раствор состоит из **растворенных веществ и растворителя**, т.е. среды, в которой эти вещества равномерно распределены в виде молекул или ионов.

Обычно растворителем считают тот компонент, который в чистом виде существует в таком же агрегатном состоянии, что и полученный раствор. Если оба компонента до растворения находились в одинаковом агрегатном состоянии, то растворителем считается тот компонент, которого больше.

Растворы с низким содержанием растворенного вещества называются **разбавленными**, а с высоким – **концентрированными**.



Различают растворы **водные (полярные)**, когда растворителем является вода, и **неводные (неполярные)**, когда растворителем являются органические и неорганические вещества.

В бурении примером гомогенных систем (до попадания в них шлама) могут служить:

- ✓ **техническая вода;**
- ✓ **полимерные растворы;**
- ✓ **водные растворы электролитов (солей);**
- ✓ **водные растворы ПАВ;**
- ✓ **газообразные агенты.**



Физико-химические системы, состоящие из двух и более числа фаз, называются **гетерогенными (неоднородными)**.

Гетерогенные системы включают в себя совокупность мелких частиц, называемую **дисперсной фазой (ДФ)**, и окружающее их вещество, называемое **дисперсионной средой (ДС)**.

Отсюда, обязательным условием получения гетерогенных систем является взаимная нерастворимость диспергированного вещества (дисперсной фазы) и дисперсионной среды.

По характеру (природе) дисперсионной среды гетерогенные системы могут быть **водными (полярными)** и **углеводородными (неполярными)**.



Важнейшей характеристикой гетерогенных систем является **степень дисперсности D** , которая определяется величиной, обратной размерам частиц дисперсной фазы

$$D = 1/a, \text{ см}^{-1}, \quad (2.1)$$

где a – характерный размер частиц дисперсной фазы, см:

- ✓ диаметр (для сферических и волокнистых частиц);
- ✓ длина ребра (для частиц кубической формы);
- ✓ толщина пленки (для пластинчатых частиц).

Степень дисперсности численно равна числу частиц, которые можно плотно уложить в ряд длиной 1 см.



Мерой дисперсности (раздробленности) системы может служить и **удельная поверхность дисперсной фазы**, под которой понимают отношение площади всей поверхности частиц дисперсной фазы **S** к их массе **m**

$$S_{\text{уд}} = S/m, \text{ м}^2/\text{г}. \quad (2.2)$$

По степени дисперсности гетерогенные системы делятся на две группы:

- ✓ **высокодисперсные или коллоидные**
 $a \approx 10^{-5} \dots 10^{-7} \text{ см}, D \approx 10^5 \dots 10^7 \text{ см}^{-1};$
- ✓ **грубодисперсные**
 $a > 10^{-5} \text{ см}, D < 10^5 \text{ см}^{-1}.$



Вследствие малого размера частиц дисперсной фазы суммарная поверхность в гетерогенных системах очень велика и может составлять десятки, сотни и даже тысячи м² на 1 г дисперсной фазы.

Высокая степень дисперсности и сильно развитая межфазная поверхность определяют многие важнейшие свойства гетерогенных систем: их кинетическую (седиментационную) устойчивость, вязкость, фильтрационную способность и др.

При этом перечисленные свойства в значительной степени зависят от концентрации в системе частиц коллоидных размеров вследствие того, что на них будет приходиться основная часть общей межфазной поверхности.



Следующим отличительным признаком гетерогенных систем с жидкой дисперсионной средой является **агрегатное состояние дисперсной фазы**, которая может быть твердой, жидкой и газообразной.

Системы с твердой дисперсной фазой и жидкой дисперсионной средой называются **суспензиями**

ТДФ + ЖДС = суспензия.



Системы, в которых дисперсная фаза и дисперсионная среда представляют собой несмешивающиеся жидкости, называются **ЭМУЛЬСИЯМИ**

ЖДФ + ЖДС = эмульсия.

В этом случае одна из жидкостей должна быть полярной, а другая неполярной. Обычно полярную жидкость условно называют «водой», а неполярную – «маслом».



Различают 2 типа эмульсий:

- ✓ **прямые** «масло в воде» или **гидрофильные**;
- ✓ **обратные** «вода в масле» или **гидрофобные**.

Для эмульсий характерна **коаленсценция** капель дисперсной фазы, т.е. их самопроизвольное слияние.

Чтобы получить устойчивую эмульсию в систему добавляют стабилизаторы (ПАВ).



Системы с газообразной дисперсной фазой и жидкой дисперсионной средой называются **газовыми эмульсиями** (в бурении – **аэрированными растворами**).

Аэрация – процесс насыщения жидкости газом (воздухом).

Для аэрированных растворов характерно свободное перемещение в объеме несвязанных между собой пузырьков газа.

Когда концентрация газа велика, а дисперсионная среда представляет собой тонкие вытянутые пленки, то такие высококонцентрированные ячеисто-пленочные связанные дисперсные системы уже называются **пенами**.



1.3.1. Классификация очистных агентов

Сгруппируем существующие типы очистных агентов по определенной схеме, в основу которой положим физико-химические признаки, поскольку очистные агенты являются физико-химическими системами.

Важнейшими физико-химическими признаками очистных агентов, как физико-химических систем, являются следующие:

- ✓ **число фаз;**
- ✓ **природа (состав) дисперсионной среды;**
- ✓ **агрегатное состояние дисперсной фазы.**



По числу фаз очистные агенты можно разделить на два больших класса: гомогенные (однофазные) и гетерогенные (многофазные).

По природе (составу) системы в целом или её дисперсионной среды можно выделить подклассы водных (полярных), углеводородных (неполярных) и газообразных очистных агентов.

Кроме того, гетерогенные системы могут быть разделены на группы по агрегатному состоянию дисперсной фазы, которая может быть твердой, жидкой, газообразной и комбинированной.



Классификация очистных агентов

Класс	Подкласс	Группа	Тип очистного агента
Гомогенные (однофазные)	Водные (полярные)		<ol style="list-style-type: none"> 1. Техническая вода 2. Полимерные растворы 3. Водные растворы ПАВ 4. Растворы электролитов (солей)
	Углеводородные (неполярные)		<ol style="list-style-type: none"> 1. Нефть 2. Дизельное топливо
	Газообразные		<ol style="list-style-type: none"> 1. Сжатый воздух 2. Природный газ 3. Выхлопные газы ДВС 4. Азот



Курс лекций по дисциплине «Буровые промывочные и тампонажные растворы».

Автор: профессор кафедры бурения скважин П.С. Чубик

Классификация очистных агентов (продолжение)

Гетерогенные (многофазные)	Водные (полярные)	ТДФ	1. Глинистые растворы 2. Безглинистые растворы
		ЖДФ	1. Гидрофильные эмульсии
		ГДФ, (Г + Т)ДФ	1. Аэрированные растворы 2. Пены
		(Т + Ж)ДФ	1. Эмульсионные глинистые растворы 2. Эмульсионные безглинистые растворы
	Углеводородные (неполярные)	ТДФ	1. ИБР
		ЖДФ	1. Гидрофобные эмульсии
		(Т + Ж)ДФ	1. Инвертные эмульсии



Типы очистных агентов далее можно подразделять на различные виды в зависимости от степени и состава минерализации всей системы или её дисперсионной среды, количества дисперсной фазы, способа приготовления БР и т.д.

Так, водные (полярные) гомогенные и гетерогенные очистные агенты в зависимости от концентрации солей (в пересчете на NaCl) могут быть:

- ✓ пресными (до 1 %);
- ✓ слабоминерализованными (1...3 %);
- ✓ среднеминерализованными (3...20 %);
- ✓ высокоминерализованными (> 20 %).



Эти же очистные агенты по составу солей (по составу минерализации) могут быть:

- ✓ хлоркалиевыми;
- ✓ хлоркальциевыми;
- ✓ силикатными (малосиликатными);
- ✓ гипсовыми;
- ✓ известковыми;
- ✓ гипсоизвестковыми;
- ✓ алюминатными (алюмокалиевыми, алюмокальциевыми);
- ✓ гипсокалиевыми.



Если концентрация твердой дисперсной фазы не превышает 7 % по объему, то такие БР относят к растворам с низким содержанием твердой фазы (**РНСТФ** или малоглинистые).

По способу приготовления глинистые растворы могут быть условно подразделены на **естественные**, образующиеся в стволе скважины в процессе бурения глинистых пород (получаемые самозамесом), **и искусственные, приготовленные на поверхности.**



2. Функциональные свойства буровых растворов и их оценка

Обоснование выбора свойств буровых растворов, определяющих эффективность выполнения ими требуемых в тех или иных геолого-технических условиях бурения функций, а также установление допустимых пределов изменения показателей выбранных свойств (регламента) в процессе бурения – важнейшие задачи этапа проектирования технологии промывки скважин.

Для решения этих задач необходимо иметь четкие представления о всех свойствах буровых растворов, влиянии этих свойств на выполнение буровым раствором тех или иных функций, а также о существующих показателях и методиках оценки различных свойств буровых растворов.



Последнее имеет весьма важное значение и с позиций контроля за качеством бурового раствора в процессе бурения, задачей которого является получение объективной информации об отклонениях значений показателей относительно заданного регламента и принятие соответствующих мер по восстановлению (регенерации) свойств бурового раствора.

Кроме того, такой контроль в процессе бурения необходим и для анализа влияния свойств бурового раствора на ТЭП буровых работ, без которого немыслима разработка путей дальнейшего улучшения качества буровых растворов.



Важнейшими свойствами большинства типов буровых растворов являются следующие:

- ✓ **плотность;**
- ✓ **структурно-механические, реологические, фильтрационно-коркообразующие, электрохимические и триботехнические свойства;**
- ✓ **содержание твердой фазы, коллоидных глинистых частиц, абразивных частиц (песка), нефти и газа;**
- ✓ **седиментационная устойчивость;**
- ✓ **ингибирующая, консолидирующая (крепящая), недиспергирующая, закупоривающая и другие способности.**



2.1. Плотность

Плотность бурового раствора - это масса единицы его объема. Величина плотности определяет гидростатическое давление на забой и стенки скважины столба бурового раствора

$$p_{гс} = \rho \cdot q \cdot H, \quad (2.3)$$

где $p_{гс}$ - гидростатическое давление, Па;
 ρ - плотность бурового раствора, кг/м³;
 q - ускорение свободного падения, м/с²;
 H - высота столба бурового раствора, м.



Для предупреждения флюидопроявлений гидростатическое давление столба бурового раствора должно превышать пластовое (поровое) давление (p_p).

Пластовое (поровое) давление - это давление, создаваемое пластовыми флюидами (нефтью, газом, водой) на стенки пор горной породы.

Различают нормальное ($p_{пн}$), аномально высокое ($p_{пав}$) и аномально низкое ($p_{пан}$) пластовое давление.



Градиент нормального пластового давления принят равным 10 000 Па/м, что, как следует из формулы (2.3), при $q = 10 \text{ м/с}^2$ эквивалентно гидростатическому давлению, создаваемому столбом жидкости, имеющей плотность 1000 кг/м^3 (столбом пресной воды)

$$p_{\text{пн}} = 1000 q H. \quad (2.4)$$

Градиент аномально высокого пластового давления (АВПД) превышает 10 000 Па/м и может достигать 22 600 Па/м, т.е.

$$1000 q H < p_{\text{пАВ}} \leq 2260 q H. \quad (2.5)$$

При значении градиента меньшем, чем 10 000 Па/м, пластовое давление считается аномально низким (АНПД)

$$p_{\text{пАН}} < 1000 q H. \quad (2.6)$$



Степень отклонения величины пластового давления от нормального характеризуется **коэффициентом аномальности** пластового давления

$$K_{ан} = p_{п} / p_{пн} = p_{п} / 1000 \text{ г Н.} \quad (2.7)$$

Очевидно, что для АВПД $K_{ан} > 1$, а для АНПД $K_{ан} < 1$.



Помимо удержания в пластах жидких и газообразных полезных ископаемых, повышенное **давление столба бурового раствора на стенки скважины помогает поддерживать их устойчивость**, так как создает противодействие.

В земной коре горная порода находится в состоянии равномерного всестороннего сжатия (без учета тектонических сил).

Геостатическое (горное) давление на глубине H равно давлению вышележащих пород

$$p_r = \rho_n g H, \quad (2.8)$$

где ρ_n - плотность горных пород, кг/м^3 .

По данным американских исследователей средняя плотность горных пород составляет 2262 кг/м^3 , в нашей стране при расчетах среднюю плотность пород принимают равной 2300 кг/м^3 .



При циркуляции бурового раствора давление, которое он оказывает на забой и стенки скважины, складывается из гидростатического давления, создаваемого столбом бурового раствора, и давления на преодоление гидравлических сопротивлений при его движении в кольцевом пространстве $\Delta p_{к.п.}$.

Сумму гидростатического давления ($p_{гс}$) и потерь давления в кольцевом пространстве ($\Delta p_{к.п.}$) называют гидродинамическим давлением ($p_{гд}$).

Если для расчета $\Delta p_{к.п.}$ использовать формулу **Дарси-Вейсбаха**, то без учета потерь давления между соединениями буровых труб и стенками скважины, величина гидродинамического давления ($p_{гд}$, Па) будет равна



$$p_{гд} = p_{гс} + \Delta p_{к.п.} = \rho \varrho H + \sum_{i=1}^n \{ \lambda_i (u_i^2 \rho l_i) / [2 (D_i - d_{н_i})] \}, \quad (2.9)$$

где n - число интервалов кольцевого пространства с неизменной величиной зазора между трубами и стенками скважины;

λ_i - коэффициент гидравлических сопротивлений при движении бурового раствора в i - м интервале кольцевого пространства;

u_i - скорость потока бурового раствора в i - м интервале кольцевого пространства, м/с;

l_i - длина i - го интервала кольцевого пространства с неизменной величиной зазора между трубами и стенками скважины, м;

D_i - диаметр скважины на i - м интервале, м;

$d_{н_i}$ - наружный диаметр труб на i - м интервале скважины, м.



Очевидно, что для предупреждения **гидроразрыва пластов** и поглощений бурового раствора необходимо, чтобы гидродинамическое давление было меньше давления гидроразрыва ($p_{гд} < p_{гр}$).

$$p_{гр} = (0,5...1,1) \rho_n q H. \quad (2.10)$$

Как следует из формулы (2.9), снижение величины гидродинамического давления возможно за счет уменьшения плотности, вязкости, скорости потока бурового раствора и увеличения зазора между бурильными трубами и стенками скважины.

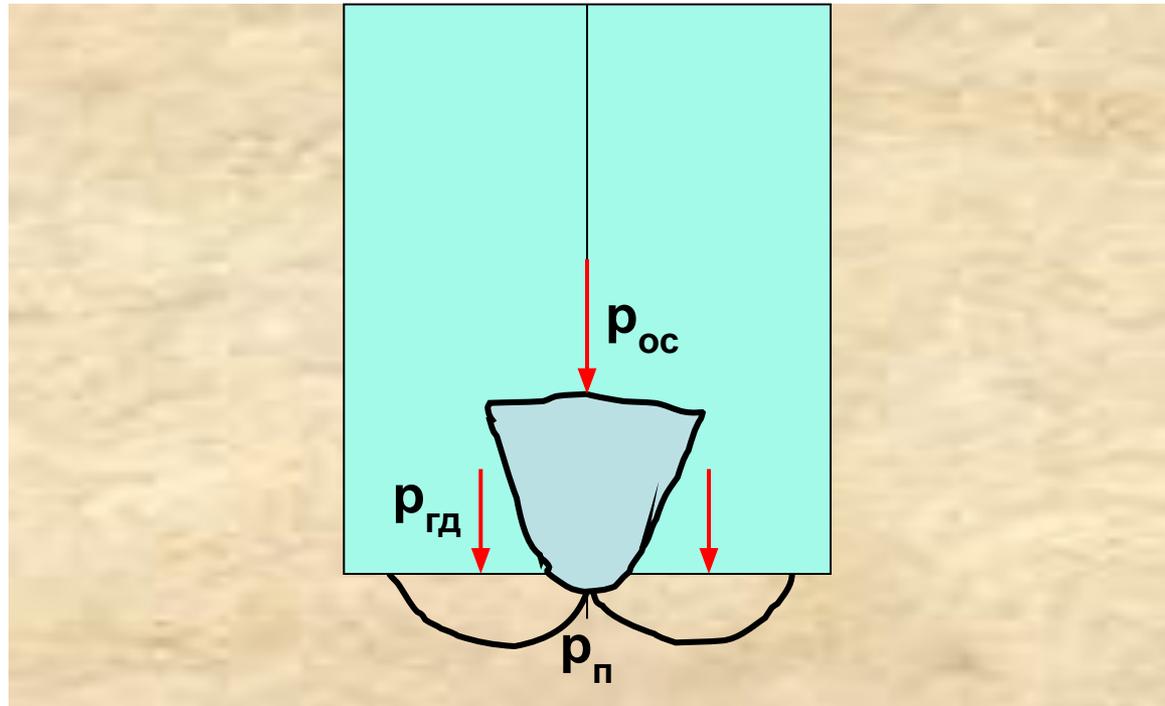


С ростом гидродинамического давления на забой скважины существенно снижается механическая скорость бурения. Это объясняется ухудшением условий отрыва и перемещения с забоя частиц выбуренной породы в связи с ростом перепада давления, прижимающего их к забою.

Частицы породы удерживаются на забое силами, обусловленными разностью между гидродинамическим давлением на забой и поровым давлением в разбуриваемом пласте, которую принято называть **дифференциальным давлением** (p_d)

$$p_d = p_{гд} - p_p. \quad (2.11)$$





Каким образом можно уменьшить усилие, прижимающее частицу разрушенной породы к забою?



Курс лекций по дисциплине «Буровые промывочные и тампонажные растворы».

Автор: профессор кафедры бурения скважин П.С. Чубик

Существует три возможных пути уменьшения усилия, прижимающего частицу выбуренной породы к забою:

- ✓ **уменьшение площади поверхности частицы**, на которую воздействует дифференциальное давление;
- ✓ **уменьшение гидродинамического давления** (снижение плотности, вязкости и скорости потока бурового раствора, а также увеличения зазора между бурильными трубами и стенками скважины);
- ✓ **увеличение пластового (порового) давления** на глубине разрушения породы до величины гидродинамического давления, что возможно при высокой мгновенной фильтрации бурового раствора.



По правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности (ПБ) *«Плотность бурового раствора при вскрытии газонефтеводонасыщенных пластов должна определяться для горизонта с максимальным градиентом пластового давления **в интервале совместимых условий**».*

Интервалы совместимых условий выявляются путем построения **совмещенного графика давлений**, на который наносят градиенты пластового давления и давления гидроразрыва пластов в эквиваленте плотности.

Значения градиента пластового давления (давления гидроразрыва пласта) на глубине H находят по результатам гидродинамических, геофизических исследований или расчётным путем.

Совмещенный график давлений является основой для проектирования конструкции скважины.



Лекция № 2

Глубина, м	Градиент давления в эквиваленте плотности, кг/м ³					Интервалы совместимых условий	Конструкция скважины
	1000	1100	1200	1300	1400		
250						I	↓
500							
750							
1000				$\rho_{грр}$		II	↓
1250							
1500		$\rho_{пр}$					
1750							
2000							
2250							
2500						III	↓



Курс лекций по дисциплине «Буровые промывочные и тампонажные растворы».

Автор: профессор кафедры бурения скважин П.С. Чубик

По ПБ при бурении скважин на нефть и газ плотность бурового раствора **в интервалах совместимых условий бурения** должна определяться из расчета создания столбом бурового раствора гидростатического давления в скважине, превышающего пластовое (поровое) давление на величину:

- ✓ 10...15 % для скважин глубиной до 1200 м (интервалов от 0 до 1200 м), но не более 1,5 МПа;
- ✓ 5...10 % для скважин глубиной до 2500 м (интервалов от 1200 до 2500 м), но не более 2,5 МПа;
- ✓ 4...7 % для скважин глубиной более 2500 м (интервалов от 2500 и до проектной глубины), но не более 3,5 МПа.



Пример. Определить регламентируемую ПБ плотность бурового раствора для бурения скважины в интервале совместимых условий, залегающем на глубине от 2000 до 2500 м, если продуктивный пласт с максимальным для этого интервала пластовым давлением 26 МПа должен быть вскрыт на глубине 2250 м.

Величина пластового давления в эквиваленте плотности ($\rho_{пр}$) равна

$$\rho_{пр} = 26 \cdot 10^6 / 10 \cdot 2250 = 1155,6 \text{ кг/м}^3.$$

Допускаемые пределы изменения плотности из условия превышения гидростатического давления столба бурового раствора над пластовым на 5...10 % составят

$$\rho = 1155,6 + (0,05...0,1) 1155,6 = 1213...1271 \text{ кг/м}^3.$$

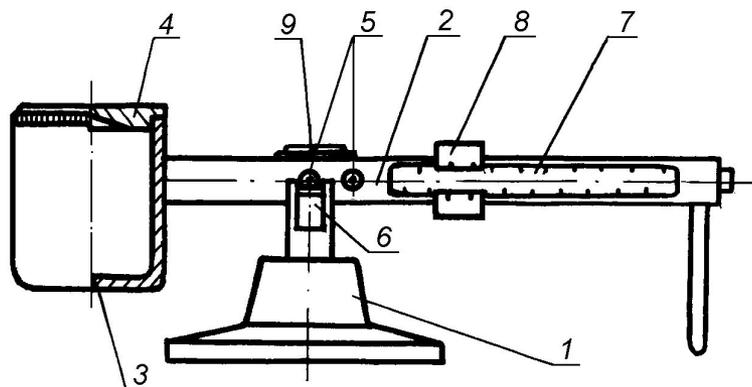
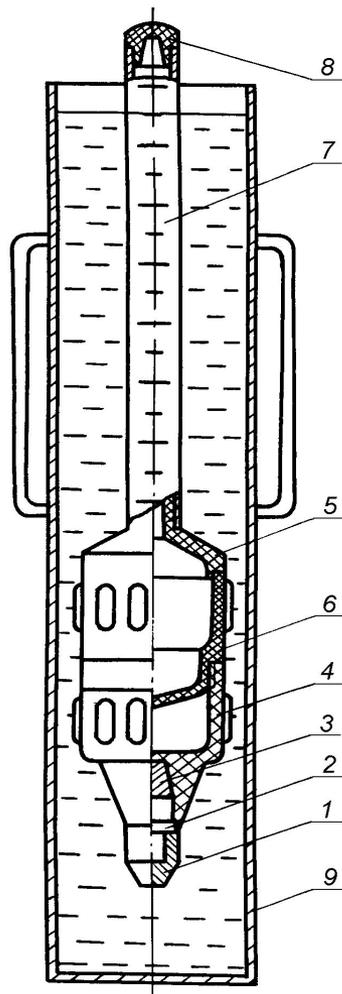


Верхний предел плотности бурового раствора из условия о максимально допустимой репрессии на пласт ($\leq 2,5$ МПа) будет равен

$$\rho_{\max} = (26 \cdot 10^6 + 2,5 \cdot 10^6) / (10 \cdot 2250) = 1267 \text{ кг/м}^3.$$

Таким образом, при бурении в рассматриваемом интервале значения плотности бурового раствора должны находиться в диапазоне от 1213 до 1267 кг/м³. При этом, если нет необходимости повышать плотность бурового раствора с целью обеспечения устойчивости стенок скважин, более предпочтительным является ее меньшее значение - 1213 кг/м³.





Для измерения плотности буровых растворов используют ареометр АБР-1 или рычажные весы-плотномер ВРП-1.



Курс лекций по дисциплине «Буровые промывочные и тампонажные растворы».

Автор: профессор кафедры бурения скважин П.С. Чубик