

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 связные 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



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

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

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



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

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.



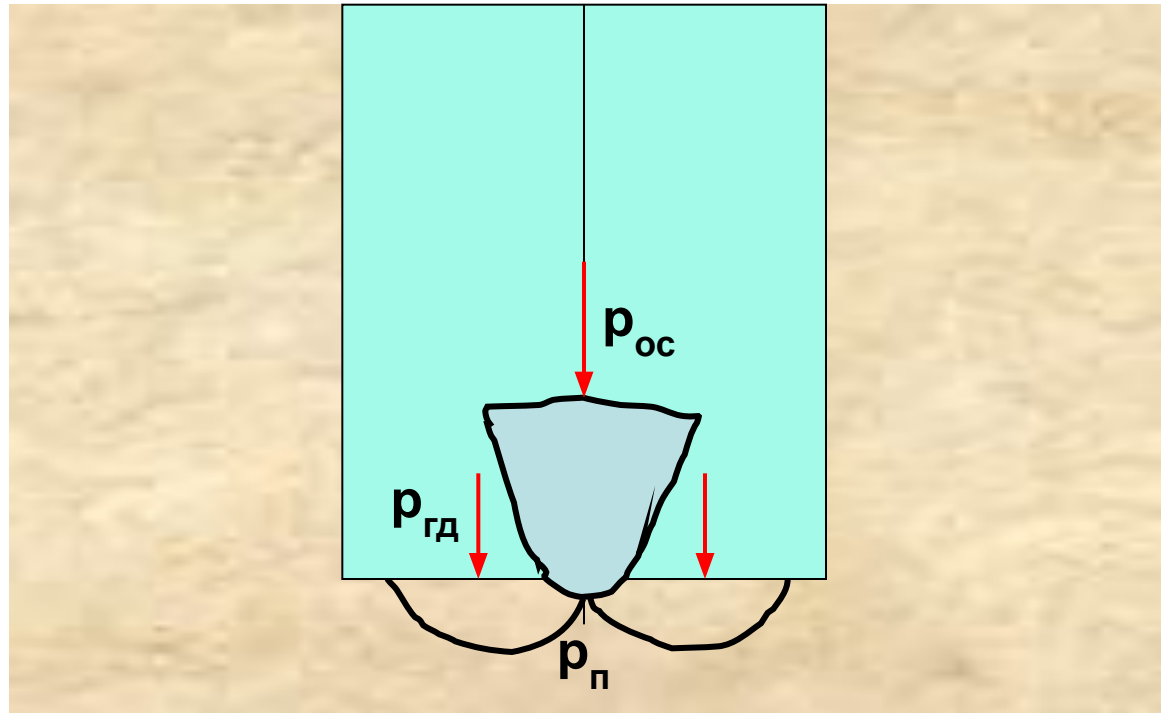
С ростом гидродинамического давления на забой скважины существенно снижается механическая скорость бурения.

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						III	↓
2500							



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

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

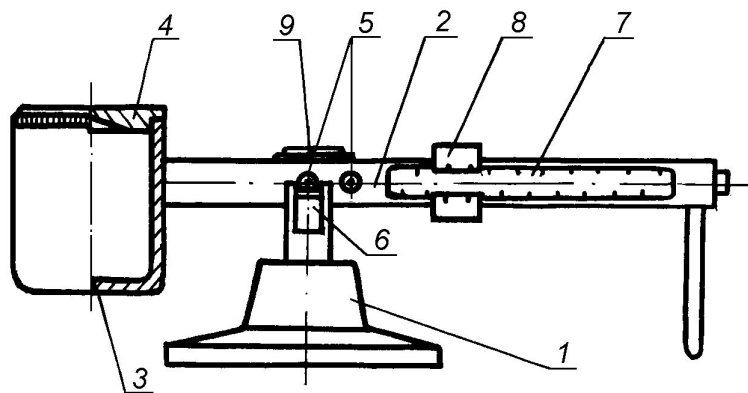
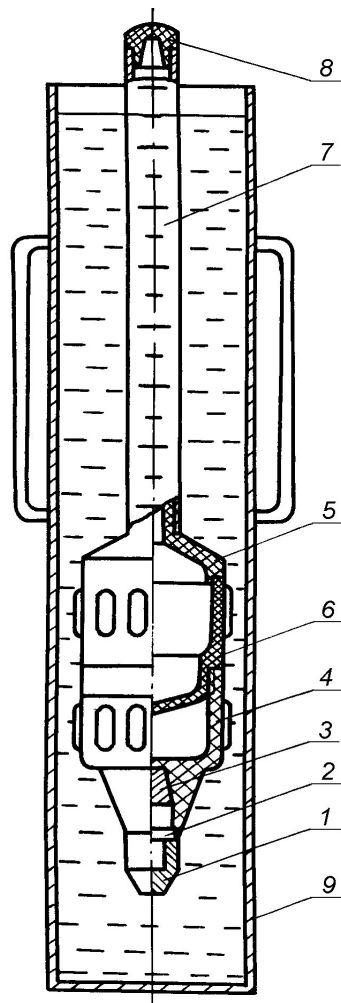


Верхний предел плотности бурового раствора из условия о максимально допустимой репрессии на пласт ($\leq 2,5$ МПа) будет равен

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

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