

4.2.1.3. Ингибированные буровые растворы

Общее назначение - бурение скважин в глинистых и глинодержащих породах, которые теряют устойчивость и диспергируются при взаимодействии с дисперсионной средой обычных буровых растворов на водной основе.

Основные разновидности ингибированных буровых растворов:

- ✓ **известковые;**
- ✓ **гипсоизвестковые;**
- ✓ **хлоркалиевые;**
- ✓ **гипсокалиевые;**
- ✓ **хлоркальциевые;**
- ✓ **малосиликатные;**
- ✓ **алюмокалиевые.**

Обязательный компонент – реагенты-ингибиторы, замедляющие гидратацию, набухание и диспергирование глин.



Общими компонентами для всех перечисленных выше видов ингибированных буровых растворов являются следующие:

- ✓ глина;
- ✓ вода;
- ✓ смазочные добавки;
- ✓ пеногасители (кроме малосиликатного).



Известковые буровые растворы

Назначение – бурение в неустойчивых глинистых отложениях, склонных к осыпям, обвалам и набуханию.

Содержание Ca^{2+} в фильтрате 300...500 мг/л. Ввод $\text{Ca}(\text{OH})_2$ 2...25 кг/м³ в виде пушонки или известкового молока.

Двойной **механизм ингибирования**:

- ✓ перевод Na-глин в кальциевые;
- ✓ модифицирование поверхности глин (образование гидрокальциевых алюминатов и силикатов).

Недостатки:

- ✓ ограниченная солестойкость (до 5 % по NaCl);
- ✓ невысокая термостойкость: от 100 °С (при высоких значениях pH) до 160 °С (при низких значениях pH);
- ✓ несовместимость с Na_2CO_3 , Na_2PO_4 , CaCO_3 .



Гипсоизвестковые буровые растворы

Назначение: бурение в разрезах, содержащих набухающие, гидратирующие глины и аргиллиты; вскрытие заглинизированных продуктивных пластов при забойных температурах до 160 - 180 °С (коэффициент восстановления проницаемости до 0,9).

Содержание Ca^{2+} в фильтрате 700...3000 мг/л.

Ввод $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ до 20...25 кг/м³.

Преимущества перед известковыми буровыми растворами:

- ✓ более высокая солеустойчивость;
- ✓ более высокий ингибирующий эффект.



Хлоркалиевые буровые растворы

Назначение: бурение в неустойчивых глинистых сланцах различного состава; вскрытие заглинизированных гранулярных продуктивных пластов (коэффициент восстановления проницаемости до 0,95).

Содержание реагентов-носителей K^+ : KCl - 30...50 кг/м³; KOH – 5...10 кг/м³.

Механизм ингибирования: катионы K^+ проникают в межпакетное пространство монтмориллонита и предотвращают его гидратацию и набухание.

Оптимальные значения **pH = 9...10**.

Термостойкость от 100 до 200 °С.

Преимущества перед кальциевыми буровыми растворами (носителями Ca^{2+}): проще стабилизируются (нет разжижителей).

Недостатки – сложность проведения ГИС ($УЭС < 0,2 \text{ Ом} \cdot \text{м}$).



Гипсокалиевые буровые растворы

Назначение: разбуривание слабоустойчивых высококоллоидальных глин и глинистых пород преимущественно натриевого типа; вскрытие заглинизированных продуктивных пластов (коэффициент восстановления проницаемости 0,95...0,98).

Содержание ингибирующих добавок: KCl – 10...30 кг/м³;
CaSO₄ · 2H₂O - 10...15 кг/м³; KOH – 5...10 кг/м³.

Термостойкость до 160 °С.

Преимущества перед хлоркалиевыми буровыми растворами: более высокое ингибирующее действие.

Недостатки те же (трудности с интерпретацией результатов ГИС).



Хлоркальциевые буровые растворы

Назначение – бурение в высокопластичных глинах, набухающих глинистых сланцах и неустойчивых аргиллитоподобных отложениях (в Са-глинах ингибирующий эффект минимален). Изменение проницаемости пород приствольной зоны – незначительное.

Содержание реагентов – поставщиков ионов Ca^{2+} : CaCl_2 (кристаллогидрат) – 10...20 кг/м³; $\text{Ca}(\text{OH})_2$ – 3...5 кг/м³.

Недостатки:

- ✓ низкая термостойкость (100...120 °С);
- ✓ несовместимость с Na_2CO_3 , $\text{Na}_2\text{O} \cdot n\text{SiO}_2$, УЦР, акриловыми полимерами, сульфонолом и др.



Малосиликатные буровые растворы

Назначение – повышение устойчивости стенок скважин при бурении в осыпающихся аргиллитах и глинистых сланцах.

Содержание жидкого стекла (натриевого или калиевого) – 20...40 кг/м³.

Механизм ингибирующего действия: адсорбция на глинистых породах с образованием гидрогеля кремниевой кислоты, цементирующего стенки скважины.

Оптимальные значения **pH от 8,5 до 9,5.**

Термостойкость до 200 °С.

Недостатки:

- ✓ несовместимость с нефтью;
- ✓ низкий коэффициент восстановления проницаемости продуктивных пластов (не более 0,64).



Алюмокалиевые буровые растворы

Назначение – разбуривание аргиллитов, малоувлажненных и увлажненных высококоллоидальных глин.

Содержание реагентов – поставщиков K^+ : $KAl(SO)_4$ – 3...5 кг/м³;
KOH – 1...3 кг/м³.

Двойной **механизм ингибирования**:

- ✓ K^+ (см. хлоркалиевые буровые растворы);
- ✓ образование в растворе гидроокиси алюминия, которая адсорбируясь на стенках скважин и шламе, препятствует диспергированию глинистых пород.

Оптимальные значения **pH - 8...9.**

Недостатки – сложность проведения электрометрических работ.



4.2.1.4. Соленасыщенные буровые растворы

Назначение: бурение скважин в солевых отложениях, чередующихся с пропластками глин.

Состав:

- ✓ **солеустойчивая глина** (палыгорскит, дружковская глина; местные, в том числе буровые глины);
- ✓ **вода**, в том числе пластовая (минерализованная);
- ✓ **соль** (до 300...400 кг/м³): при проходке однородных толщ галита – NaCl; при проходке калийно-магниевых солей - карналлит (KMgCl₃ · 6H₂O) или бишофит (MgCl₂ · 6H₂O);
- ✓ **стабилизаторы**: при температуре < 100 °С – крахмал; до 140...160 °С - КМЦ (высоковязкая) или (крахмал : КМЦ : Na₂CO₃) = (2 : 1 : 1); до 160...180 °С – метас (М-14ВВ) + Na₂CO₃;
- ✓ **разжижители** – ССБ (КССБ, ФХЛС);
- ✓ **смазочные добавки** – нефть (СМАД-1).



Оптимальные значения **pH - 8,5...9,5**.

Коэффициент восстановления проницаемости 0,95, но с увеличением температуры фильтрация увеличивается и это может вызвать существенное обводнение продуктивного пласта и, как следствие, - длительный вызов притока.

Недостатки:

- ✓ высокая коррозионная активность, особенно при наличии в составе бурового раствора калийно-магниевых или хлормagneиных солей;
- ✓ экологическая вредность (все соленасыщенные буровые растворы экологически вредны и требуют утилизации).



4.2.2. Буровые растворы с конденсированной твердой фазой

Впервые буровые растворы с конденсированной твердой фазой были разработаны в нашей стране группой сотрудников ныне Российского государственного университета нефти и газа под руководством О.К. Ангелопуло.

Конденсационный способ получения коллоидных растворов основан на образовании нерастворимых твердых частиц из сильно пересыщенных растворов различных электролитов (солей, щелочей).

К настоящему времени разработано около 20 рецептов буровых растворов с конденсированной твердой фазой, большинство из которых защищены патентами России, США, Польши. Однако в силу разных причин достаточно широкое практическое применение получил только **гидрогель магния**.



Основой для приготовления гидрогеля магния служит рассол магнийсодержащих солей.

Варианты:

- ✓ галит (NaCl) + бишофит ($\text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$);
- ✓ карналлит ($\text{KMgCl}_3 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$);
- ✓ полиминеральная пластовая вода.

Общее содержание солей в рассоле до 300 кг/м^3 .

Содержание в рассоле ионов магния (Mg^{2+}) – не $< 10...15 \text{ кг/м}^3$.

*К сведению: в 1 т бишофита – 80...85 кг «ионов» магния;
в 1 т карналлита – 67...70 кг «ионов» магния.*



В исходный рассол магнийсодержащих солей вводят **15...20 кг/м³ NaOH** или **20...40 кг/м³ Ca(OH)₂** (в виде водных растворов 20...40 %-й концентрации).

В результате химической реакции обмена, протекающей в рассоле магнийсодержащих солей после обработки его щелочью, образуются **микрочастицы брусита** – Mg(OH)₂.

На определенной стадии перемешивания рассола с щелочью, когда $CHC_1 \approx 20...30$ дПа, в раствор вводят **солестойкие реагенты - стабилизаторы** (крахмал, КМЦ- 600 или 700 и КССБ-2), которые резко затормаживают рост кристаллов брусита и снижают показатель фильтрации бурового раствора.

В гидрогель магния могут вводиться **смазочные добавки** (нефть) и **утяжелители**.



При обработке рассола щелочью в последнюю целесообразно вводить **2...3 % тонкодисперсных частиц** мела (асбеста, низкосортной глины), которые в этом случае **служат центрами кристаллизации** (активированной затравкой) и позволяют снизить расход солей магния и щелочи.

Достоинства гидрогеля магния:

- ✓ стоек к воздействию пластовых вод любой минерализации;
- ✓ образует фильтрационные корки, полностью растворяющиеся в процессе кислотной обработки (сероводородная кислота);
- ✓ при температуре до плюс 50 °С вообще не растворяет, а при более высокой – мало растворяет вскрываемые отложения солей.



4.2.3. Растворы на углеводородной основе (РУО)

Растворы на углеводородной основе были разработаны в США в 1937 г. В нашей стране их начали применять в 1955 г. по инициативе профессора К.Ф. Жигача.

Дисперсионная среда РУО:

- ✓ дизельное топливо;
- ✓ нефть;
- ✓ углеводородорастворимые ПАВ.

Дисперсная фаза РУО:

- ✓ высокоокисленный битум;
- ✓ гидроксид кальция (СаО);
- ✓ глина, в том числе органобентонит;
- ✓ барит (при необходимости утяжеления РУО);
- ✓ небольшое количество эмульгированной воды.



Первый отечественный РУО имел следующий состав:

- ✓ дизельное топливо – 80 %;
- ✓ высокоокисленный битум – 16 %;
- ✓ окисленный парафин – 3 %;
- ✓ каустическая сода (NaOH) – 1 %.

Несколько позже для структурирования РУО в него стали добавлять тонкоразмолотую негашеную известь – **CaO**. Такие растворы получили название **известково-битумных растворов (ИБР)**.



В настоящее время наиболее распространены ИБР- 2 и ИБР- 4.

Компонентный состав ИБР- 2:

- ✓ дизельное топливо марки Л;
- ✓ битум высокоокисленный;
- ✓ известь негашеная;
- ✓ бентонит (ПББ, ПБВ);
- ✓ вода;
- ✓ сульфонол НП-3;
- ✓ СМАД-1;
- ✓ эмультал;
- ✓ барит.

Долевой состав ИБР- 2 (ИБР- 4) зависит от требуемой плотности раствора (от содержания в нем барита).



РУО по сравнению с буровыми растворами на водной основе имеют целый ряд преимуществ:

- ✓ обладают высокой стабильностью во времени (**можно длительно хранить и многократно использовать**);
- ✓ **инертны в отношении глин и солей**;
- ✓ обладают хорошими антикоррозионными и триботехническими свойствами (**$f = 0,14...0,22$** , тогда как у растворов на водной основе $f = 0,2...0,4$);
- ✓ **могут утяжеляться** любыми стандартными утяжелителями;
- ✓ обладают высокой **термостойкостью** (**до $220...220\text{ }^{\circ}\text{C}$**);
- ✓ почти **не фильтруются в проницаемые пласты**, а их фильтрат не оказывает вредного влияния на продуктивные нефтяные горизонты, так как имеет общее сходство с пластовой нефтью.



Недостатками, сдерживающими широкое применение **РУО**, являются:

- ✓ высокая стоимость (200...625 \$/м³) и дефицитность основных компонентов;
- ✓ пожароопасность;
- ✓ трудность очистки от шлама;
- ✓ трудность проведения электрометрических работ;
- ✓ экологическая вредность.

Основная область применения РУО: вскрытие продуктивных нефтяных пластов с низким пластовым давлением. Кроме этого, РУО применяют при бурении скважин в условиях высоких положительных и отрицательных (бурение во льдах) забойных температур, а также для проходки соленосных толщ и высокопластичных глинистых пород.



4.2.4. Инвертные эмульсионные растворы (ИЭР)

ИЭР представляют собой гидрофобно - эмульсионно - суспензионные системы.

Дисперсионная среда ИЭР:

- ✓ дизельное топливо марок «Л» или «З»;
- ✓ разгазированная нефть (с температурой вспышки > 70 °С).

Дисперсная фаза ИЭР:

- ✓ **жидкая** - минерализованная CaCl_2 (NaCl , MgCl_2) техническая или пластовая вода (содержание соли $180 \dots 240$ кг/м³);
- ✓ **твердая** - молотая негашеная известь (гидроокись кальция - CaO), глинопорошок (ПББ, ПБВ), железный купорос, хлорное железо, мел (утяжелитель), барит (утяжелитель).



Для эмульгирования воды в углеводородной среде используют следующие **ПАВ**:

- ✓ эмультал;
- ✓ окисленный петролатум;
- ✓ СМАД - 1;
- ✓ украмин (или его аналог ИКБ - 2);
- ✓ высокоокисленный битум;
- ✓ АБДМ - хлорид.

ИЭР по свойствам и условиям применения близки к РУО, но выгодно отличаются от них тем, что содержат значительное количество воды, а следовательно существенно дешевле.

Соотношение водной и углеводородной фаз в ИЭР изменяется в диапазоне **от 60 : 40 до 40 : 60**. Содержание твердой фазы (без утяжелителя) составляет при этом 5...30 кг/м³.



Различают несколько видов ИЭР:

- ✓ **ВИЭР** (высококонцентрированный ИЭР);
- ✓ **ТИЭР** (термостойкий ИЭР);
- ✓ **эмульжел** (ИЭР, содержащий железный купорос);
- ✓ **ГЭР** (гидрофобно-эмульсионный раствор).

Перечисленные виды ИЭР отличаются между собой номенклатурой используемых ПАВ и активных твердых веществ.

Рецептура ГЭР, кг/м³ (в качестве примера):

- ✓ дизтопливо – 400...420;
- ✓ укрामин – 40;
- ✓ техническая вода – 420;
- ✓ CaCl₂ (MgCl₂) – 240;
- ✓ мел – 40.



Основным **недостатком ИЭР** (кроме общих недостатков с РУО) **является их обратимость** при повышенном содержании твердой фазы.

Оперативным показателем устойчивости ИЭР к фазовому обращению является **величина глиноемкости**, определяемая по количеству бентонитового глинопорошка (ПББ, ПБВ), которое может быть введено в ИЭР при перемешивании в течение 0,5 ч без снижения исходного значения электростабильности ($U = 150...600 \text{ В}$).

Величина глиноемкости должна быть не ниже 22,5 % мас.



4.2.5. Газожидкостные смеси (ГЖС)

К ГЖС относятся:

- ✓ пены;
- ✓ аэрированные промывочные жидкости (АПЖ).

Аэрацией называется процесс насыщения жидкости воздухом, реже другими газами. При этом газообразная фаза рассматривается как дисперсная, а жидкая – как непрерывная дисперсионная среда.

Объемное соотношение газообразной $V_{г}$ и жидкой $V_{ж}$ фаз называется **степенью аэрации** $\alpha = V_{г} / V_{ж}$.

Для АПЖ $\alpha < 60$, для пен $\alpha = 60...300$.



Способы приготовления АПЖ и пен:

Механический способ обеспечивает аэрацию жидкости с помощью компрессорных установок и специальных устройств - аэраторов (пеногенераторов).

Эжекционный способ. При этом способе жидкость аэрируется путем засасывания воздуха из атмосферы с помощью специальных эжекторных смесителей.

Химический способ обеспечивает вспенивание (аэрацию) жидкости при обработке ее ПАВ – пенообразователями и перемешивании.

Комбинированный способ сочетает механический (эжекционный) и химический способы аэрации.



Комбинированный способ аэрации является самым распространенным и **эффективным**, так как в присутствии ПАВ-пенообразователей существенно улучшаются условия диспергирования газа и повышается стабильность (устойчивость) всей дисперсной системы.

Наиболее высокую пенообразующую способность имеют анионоактивные ПАВ, в частности, **сульфонол, прогресс**. **Оптимальные добавки** ПАВ-пенообразователей составляют **0,1...0,4 %** к объему жидкой фазы.

С экологических позиций необходимо использовать **биологически нестойкие ПАВ**, быстро разлагающиеся под воздействием солнца и бактерий (**сульфонол НП-3, хлористый сульфонол и др.**).



Основным отличительным свойством АПЖ и пен является их **низкая плотность**. При атмосферном давлении плотность АПЖ может составлять **100...1000 кг/м³**, пен – **50...100 кг/м³**.

Низкая плотность АПЖ и пен обуславливает целый ряд преимуществ их перед буровыми растворами:

- ✓ вследствие снижения давления на забой скважины **увеличиваются механическая скорость бурения и проходка на долото**;
- ✓ появляется **возможность бурения в зонах АНПД** ($K_a = 0,3..0,8$ для АПЖ; $K_a < 0,3$ для пен), поглощающих буровой раствор;
- ✓ **уменьшается вредное воздействие на продуктивные горизонты с низким пластовым давлением**.



Другими отличительными особенностями, присущими, главным образом, пенам, являются:

- ✓ **Улучшение условий очистки забоя скважины от шлама в результате флотационного эффекта**, заключающегося в способности частиц выбуренной породы прилипать к воздушным пузырькам и выноситься ими в затрубное пространство.
- ✓ **Высокая несущая способность потока**, которая у пен в 7- 8 раз выше, чем у воды.
- ✓ **Низкая теплопроводность**, что весьма важно при бурении скважин в ММП (слой пены, контактирующий с ММП, быстро замерзает и препятствует обрушению стенок скважин).
- ✓ **Возможность регулирования функциональных свойств в широком диапазоне** путем изменения степени аэрации и состава пен.



Недостатками АПЖ и пен являются:

- ✓ **Сложность приготовления** (требуется дополнительное оборудование: компрессор, аэратор - пеногенератор, дозатор ПАВ, обратный клапан в ведущей трубе, специальная обвязка и др.).
- ✓ **Сложность закачивания в скважину**, так как ГЖС плотностью менее 500 кг/м^3 могут подаваться в скважину только при одновременной работе насоса и компрессора с установкой на нагнетательных клапанах бурового насоса **дожимного устройства (бустера)**.
- ✓ **Сложность очистки от шлама** на поверхности, так как для этого пену необходимо разрушить.
- ✓ **Повышенный коррозионный износ** бурильных труб и другого оборудования вследствие окислительного действия газообразной среды.

