

УДК 665.62

## Регламент поинтервального применения различных типов буровых растворов при бурении скважин в ОАО «Оренбургнефть» (на примере Зайкинской группы месторождений)

### Schedule for Interval-Wise Application of Different Mud Types During Wells Drilling in OJSC Orenburgneft (example – Zaikinsky Fields Group)

*В.К. Давыдов, В.В. Бедняков, Н.А. Аверина, ОАО «Институт по проектированию и исследовательским работам в нефтяной промышленности «Гипровостокнефть»*

*V. Davydov, V. Bednyakov, A. Averina*

#### Аннотация

Приведены результаты лабораторных исследований рецептур буровых растворов с названием: полимерные карбонатно-глинистые ингибирующие растворы (ПК-ГИР).

Состав этих дисперсных систем строго регламентирован по глинистой составляющей и ингибирующей добавке.

Рекомендуются к применению в сложных горно-геологических условиях на месторождениях ОАО «Оренбургнефть», являются альтернативой полимерным растворам, разработчиками которых выступают иностранные фирмы.

ПК-ГИР просты в приготовлении, составляющие их компоненты выпускаются отечественной промышленностью, стоимость которых значительно ниже импортных.

#### Abstract

Laboratory study results are presented for mud compositions named: polymer carbonate-clay inhibiting drilling mud (PCCIDM).

Composition of these dispersed systems is strictly specified for clay component and inhibiting additive.

It is recommended for application in difficult mining and geological conditions at Orenburgneft fields; the said is alternative polymeric mud being developed by foreign companies.

PCCIDM is easy-to-prepare; components are produced by home industry with cost noticeable cheaper than imported.



**Ключевые слова:** бурение скважин, конструкция скважин, буровые растворы, пластовые давления, плотность бурового раствора, полимерный карбонатно-глинистый ингибирующий раствор (ПК-ГИР), рецептура ПК-ГИР, вскрытие продуктивных пластов, качественное сцепление цементного камня с горной породой, освоение скважин.

**Keywords:** Well drilling, well design, formation pressure, drilling mud density, polymer carbonate-argillaceous non-dispersing mud, composition of polymer carbonate-argillaceous non-dispersing mud, producing formations completion, high-quality link between the hydrated cement and subsurface rock, well development.

Известно, что большинство месторождений ОАО «Оренбургнефть» Зайкинской группы (Зайкинское, Давыдовское, Росташинское и др.) находятся на поздней стадии эксплуатации. Бурение скважин на них осуществляется по многоколонной конструкции в сложных горно-геологических условиях, которые характеризуются поглощениями бурового раствора, обвалами неустойчивых горных пород и нефтегазорапопоявлениями. Промышленные запасы нефти и газа приурочены к различным стратиграфическим горизонтам перми, карбона и девона.

Классический тип конструкции, например, для скважин Давыдовского месторождения, представлен следующими диаметрами обсадных труб, спускаемых на глубины:

- Шахтовое направление Ø 630 мм × 20 м;
- Кондуктор Ø 426 мм × 300 м;
- Первая промежуточная колонна Ø 324 мм × 1950 м;
- Вторая промежуточная колонна Ø 245 мм × 3820 м;
- Эксплуатационная колонна Ø 139,7 (146) мм × 4800 м.

Многолетний опыт бурения глубоких скважин в указанном регионе позволил технологам департамента бурения ОАО «Оренбургнефть» значительно облегчить проектную конструкцию скважин путем исключения второй промежуточной колонны Ø 245 мм.

В результате так называемая легкая конструкция скважин применительно к Давыдовскому месторождению может быть представлена следующим образом:

- Направление Ø 426 мм × 20 м;
- Кондуктор Ø 324 мм × 504 м;

- Промежуточная колонна Ø 245 мм × 2106 м;
- Эксплуатационная колонна Ø 168 мм × 4778 м.

Однако, как свидетельствует промышленный опыт бурения глубоких скважин по «легкой» конструкции, в ряде случаев имеют место аварии и осложнения, приводящие к дополнительным затратам средств и времени на их ликвидацию.

В этой связи требования к качеству применяемых буровых растворов в осложненных условиях при наличии «легкой» конструкции резко возрастают, поэтому разработанный в ОАО «Гипровостокнефть» и представленный в статье регламент, на наш взгляд, должен быть руководящим технологическим документом для работников департамента бурения, подрядных организаций, представляющих услуги по буровым растворам, и проектных организаций.

Согласно величине пластовых давлений нефтегазоводонапорных горизонтов стратиграфического разреза Давыдовского месторождения расчетные значения плотности бурового раствора по интервалам глубин составляют:

- Направление Ø 426 мм, интервал 0–20 м – 1140 кг/м<sup>3</sup>;
- Кондуктор Ø 324 мм, интервал 20–504 м – 1140 кг/м<sup>3</sup>;
- Промежуточная колонна Ø 245 мм, интервал 504–2106 м – 1500 кг/м<sup>3</sup>;
- Эксплуатационная колонна Ø 168 мм, интервал 2106–2907 м – тех. вода;
- Ø 168 мм, интервал 2907–4778 м – 1200 кг/м<sup>3</sup>.



Руководствуясь указанными значениями плотности, в регламенте были представлены рецептуры приготовления полимерных карбонатно-глинистых ингибирующих растворов (ПК-ГИР), наиболее полно отвечающих требованиям бурения в конкретных горно-геологических условиях.

Дисперсной средой ПК-ГИР является техническая вода, а дисперсной фазой – карбонат кальция, выполняющий роль утяжелителя, и бентонитовый глинопорошок, выступающий в роли структурообразующей и коагулирующей добавки. Ингибирующие свойства ПК-ГИР обеспечиваются за счет добавок хлорида кальция, при этом содержание свободных ионов кальция в системе должно быть в пределах от 1250 до 2200 мг/л.

При разработке рецептур ПК-ГИР в первую очередь была поставлена задача оценки влияния глинистой составляющей на показатели свойств указанной дисперсной системы. Приготовление исходного бурового раствора в лабораторных условиях осуществлялось на основе водопроводной воды с применением

модифицированного бентонитового порошка марки ПБМА и реагентов стабилизаторов КМЦ-600, КССБ-2.

В качестве ингибирующей добавки применялся хлорид кальция ( $\text{CaCl}_2$ ). Утяжеление бурового раствора до заданной плотности производилось порошкообразным карбонатом кальция ( $\text{CaCO}_3$ ). Результаты исследований показаны в таблице 1.

Из таблицы следует, что увеличение содержания глины в растворе от 3% до 7% сопровождается ростом реологических показателей свойств раствора и снижением фильтрации. Растворы с содержанием глины 3% характеризуются нулевыми значениями СНС. Приведенные в этой таблице данные свидетельствуют, что глинистая составляющая бурового раствора ПК-ГИР должна быть строго регламентирована и находиться в пределах от 4 до 6%. В этом случае физико-химические свойства рассматриваемых дисперсных систем будут оптимальными и легко регулируемы при бурении скважин в осложненных горно-геологических условиях Давыдовского месторождения.

Таблица 1 – Влияние глинистой составляющей на показатели свойств ПК-ГИР

№ п/п	Состав раствора	Показатели свойств раствора							
		Плотность, г/см <sup>3</sup>	Условная вязкость, с	Фильтрация, см <sup>3</sup> /30 мин	$\eta_{пл}$ , мПа·с	СНС, дПа	pH	Корка, мм	Коэффициент трения, град
1	Вода + 3% ПБМА + 0,1% NaOH	1,02	17	31	2	0/0	11	0,5	1,5
2	№ 1 + 0,5% КМЦ + 0,5% КССБ + 21% $\text{CaCO}_3$ + 0,3% $\text{CaCl}_2$	1,13	24	7,5	10	0/4,8	8	0,5	5
3	Вода + 4% ПБМА + 0,1% NaOH	1,03	19	28	2,5	1,6/1,6	10	1,5	2
4	№ 3 + 0,5% КМЦ + 0,5% КССБ + 21% $\text{CaCO}_3$ + 0,3% $\text{CaCl}_2$	1,14	27	7	12	6,4/20,8	8	0,5	2
5	Вода + 5% ПБМА + 0,1% NaOH	1,04	21	29	6,5	1,6/3,2	10	2	2
6	№ 5 + 0,5% КМЦ + 0,5% КССБ + 21% $\text{CaCO}_3$ + 0,3% $\text{CaCl}_2$	1,15	34	6,5	13	16/28,8	8	0,5	3
7	Вода + 6% ПБМА + 0,1% NaOH	1,04	31	19	3	6,4/9,6	11	2	1,5
8	№ 7 + 0,5% КМЦ + 0,5% КССБ + 21% $\text{CaCO}_3$ + 0,3% $\text{CaCl}_2$	1,16	46	5,5	14,5	38,4/41,6	8	1	5
9	Вода + 7% ПБМА + 0,1% NaOH	1,05	65	19	4	28,8/28,8	10	2	2
10	№ 9 + 0,5% КМЦ + 0,5% КССБ + 21% $\text{CaCO}_3$ + 0,3% $\text{CaCl}_2$	1,17	69	6	16,5	48/48	8	1	7



Согласно требованиям, предъявляемым к буровым растворам при вскрытии продуктивных пластов, были проведены многочисленные лабораторные исследования рецептур ПК-ГИР с низким значением показателя фильтрации. Наиболее значимые, на наш взгляд, рецептуры показаны в таблице 2. При этом добавка бентонитового порошка изменялась от 4 до 6% к объему ПК-ГИР, а добавка реагентов стабилизаторов (КМЦ, КССБ) также изменялась от 0,7 до 1,3%. В результате такого гибкого регулирования представляется возможным получать буровые растворы с низкой фильтрацией, равной 4 см<sup>3</sup> за 30 мин.

В лабораторных условиях было изучено влияние ингибитора на показатели свойств ПК-ГИР. Наиболее рациональные результаты исследований приведены в таблице 3.

Рассмотрение приведенных данных показывает, что представляется возможным получать рецептуры ингибирующих буровых растворов с оптимальными физико-химическими свойствами, необходимыми при проводке скважин в осложненных условиях. При этом содержание свободных ионов Ca<sup>2+</sup> в фильтрате раствора может достигать величины от 1250 до 2200 мг/л, столь необходимой для ингибирования глинистых пород, пред-

ставленных в стратиграфическом разрезе Давыдовского месторождения (растворы № 6, № 9).

Лабораторными исследованиями показано, что путем изменения компонентного состава ПК-ГИР в широких пределах достигаются нужные для бурения в осложненных условиях показатели свойств раствора, при этом используются материалы и химреагенты отечественного производства.

Таким образом, на основе результатов лабораторных исследований и с учетом конкретных горно-геологических условий были сформированы и представлены в таблице 4 рекомендуемые типы буровых растворов по интервалам бурения глубоких скважин Давыдовского месторождения.

Из таблицы 4 следует, что большую часть стратиграфического разреза скважин Зайкинской группы месторождений рекомендуется бурить с применением ПК-ГИР, которые являются альтернативой полимерным раствором, разработчиками которых выступают иностранные фирмы Mi SWACO Schlumberger и др.

Их затраты на выполнение программы по буровым растворам составляют не менее 14,2 млн руб. на одну скважину глубиной 4500–4800 м.

Таблица 2 – Рецептуры ПК-ГИР с низким значением показателя фильтрации

№ п/п	Состав раствора	Показатели свойств раствора					
		Плотность, г/см <sup>3</sup>	Условная вязкость, с	Фильтрация, см <sup>3</sup> /30 мин	η <sub>пл</sub> , мПа·с	СНС, дПа	рН
1	Вода + 0,1% NaOH + 4% ПБМА	1,03	19	28	2,5	1,6/1,6	10
2	№ 1 + 0,7% КМЦ + 0,7% КССБ + 21% CaCO <sub>3</sub> + 0,7% CaCl <sub>2</sub>	1,16	36	7	13	12,8/19,2	7,5
3	№ 1 + 1% КМЦ + 1% КССБ + 21% CaCO <sub>3</sub> + 0,7% CaCl <sub>2</sub>	1,16	30	5	18	0/1,6	7,5
4	№ 1 + 1,3% КМЦ + 1,3% КССБ + 21% CaCO <sub>3</sub> + 0,7% CaCl <sub>2</sub>	1,16	43	4	26	0/1,6	7,5
5	Вода + 0,1% NaOH + 6% ПБМА	1,04	31	19	3	6,4/9,6	11
6	№ 5 + 0,7% КМЦ + 0,7% КССБ + 21% CaCO <sub>3</sub> + 0,7% CaCl <sub>2</sub>	1,17	29	6	15	1,6/14,4	7,5
7	№ 5 + 1% КМЦ + 1% КССБ + 21% CaCO <sub>3</sub> + 0,7% CaCl <sub>2</sub>	1,17	36	4	19	0/16	7,5
8	№ 5 + 1,3% КМЦ + 1,3% КССБ + 21% CaCO <sub>3</sub> + 0,7% CaCl <sub>2</sub>	1,17	52	4	28	1,6/30,4	7,5



Таблица 3 – Влияние ингибитора на показатели свойств ПК-ГИР

№ п/п	Состав раствора	Показатели свойств раствора							
		Плотность, г/см <sup>3</sup>	Условная вязкость, с	Фильтрация, см <sup>3</sup> /30 мин	η <sub>пл</sub> , мПа·с	СНС, дПа	рН	Корка, мм	Са <sub>2+</sub> , мг/л
1	Вода + 0,1% NaOH + 4% ПБМА	1,03	19	28	2,5	1,6/1,6	10	1,5	
2	№ 1 + 0,5% КМЦ + 0,5% КССБ + 21% CaCO <sub>3</sub> + 0,3% CaCl <sub>2</sub>	1,16	26	5	13	0/0	7,5	0,5	300
3	№ 1 + 0,5% КМЦ + 0,5% КССБ + 21% CaCO <sub>3</sub> + 0,4% CaCl <sub>2</sub>	1,16	23	5,5	11	0/0	7,5	0,5	450
4	№ 1 + 0,5% КМЦ + 0,5% КССБ + 21% CaCO <sub>3</sub> + 0,5% CaCl <sub>2</sub>	1,16	22	6	10	0/0	7,5	0,5	650
5	№ 1 + 0,5% КМЦ + 0,5% КССБ + 21% CaCO <sub>3</sub> + 0,6% CaCl <sub>2</sub>	1,16	22	6,5	10	0/0	7,5	1	900
6	№ 1 + 0,5% КМЦ + 0,5% КССБ + 21% CaCO <sub>3</sub> + 0,7% CaCl <sub>2</sub>	1,16	21	7,5	8	0/3,2	7,5	1	1250
7	№ 1 + 0,5% КМЦ + 0,5% КССБ + 21% CaCO <sub>3</sub> + 0,8% CaCl <sub>2</sub>	1,16	21	9	8	0/4,8	7,5	1,5	1600
8	№ 1 + 0,5% КМЦ + 0,5% КССБ + 21% CaCO <sub>3</sub> + 0,9% CaCl <sub>2</sub>	1,16	21	10	8	0/3,2	7,5	1,5	1700
9	№ 1 + 0,5% КМЦ + 0,5% КССБ + 21% CaCO <sub>3</sub> + 1% CaCl <sub>2</sub>	1,16	21	12	8	3,2/9,6	7,5	2	2200

Таблица 4 – Рекомендуемые типы буровых растворов по интервалам бурения скважин Давыдовского месторождения

Тип бурового раствора	Интервал бурения, м		Параметры бурового раствора							
	от	до	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Условная вязкость, с	Фильтрация, см <sup>3</sup> /30 мин	СНС, дПа		корка, мм	рН	Минерализация, г/л
							10 мин			
Глинистый	0	20	1,14	45	не регламентируется	8	20	2,5	9	0
Полимерный карбонатно-глинистый ингибирующий (ПК-ГИР)	0	504	1,14	45	12	8	15	0,5	8	0
Соленасыщенный полимерный карбонатно-глинистый	504	1750	1,50	45	18	0	5	0,5	8	318
Соленасыщенный полимерный карбонатно-глинистый	1750	2106	1,50	45	12	6	9	1,0	8	318
Техническая вода	2106	2907	1,02	15						
Полимерный карбонатно-глинистый ингибирующий (ПК-ГИР)	2907	4350	1,20	45	8	2	14	1,0	8	0
Полимерный карбонатно-глинистый ингибирующий (ПК-ГИР)	4350	4778	1,20	45	5	2	14	0,5	9	0



## Выводы

1. Разработаны и рекомендуются к применению при бурении скважин на месторождениях ОАО «Оренбургнефть» полимерные карбонатно-глинистые ингибирующие растворы (ПК-ГИР).
2. Глинистая составляющая ПК-ГИР должна быть строго регламентирована и находиться в пределах от 4 до 6%. В этом случае физико-химические свойства раствора будут оптимальными и легко регулируемыми при бурении скважин в сложных горно-геологических условиях.
3. Фильтрационная корка ПК-ГИР должна быть на 55% представлена карбонатом кальция. В результате обеспечивается более надежное и качественное сцепление цементного камня с горной породой за счет средства карбонатного утяжелителя и самого цемента. При освоении скважин представляется возможным осуществить декольматацию ПЗП за счет соляно-кислотной обработки. В процессе обработки разрушается поверхностный карбонатно-глинистый кольматационный слой, обеспечивая свободный приток нефти из пласта.
4. ПК-ГИР на водной основе просты в приготовлении, и, самое главное, составляющие их компоненты производятся отечественной промышленностью, стоимость которых значительно ниже импортных.
5. Промысловый опыт применения ПК-ГИР позволит уточнить рецептуры их приготовления и химобработки в каждом интервале бурения и создаст условия для безаварийной проводки глубоких скважин на Зайкинской группе месторождений. ■