



УДК 550.822

## БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ УДМУРТИИ

### DRILLING FLUIDS USED IN THE FIELDS OF THE UDMURT REPUBLIC

#### Иванова Татьяна Николаевна

доктор технических наук, профессор,  
Чайковский филиал ФГБОУ ВО  
«Пермский национальный исследовательский  
политехнический университет»  
tatnic2013@yandex.ru

#### Сафронов Сергей Иванович

ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет»

**Аннотация.** Рассмотрены типы и параметры буровых растворов для строительства скважины на Южно-Лиственском месторождении Удмуртии. Даны характеристики буровых растворов, оптимальный расход по интервалам. Приведены компонентный состав бурового раствора и характеристики компонентов для данного месторождения, суммарная потребность компонентов бурового раствора для обсадной колонны под которую ведется бурение скважины. Даны сроки контроля параметров бурового раствора.

**Ключевые слова:** буровые растворы, интервал, плотность, вязкость, контроль.

#### Ivanova Tatiana Nikolaevna

Doctor of Engineering,  
Professor,  
Tchaikovsky branch of FGBOU VO  
«Perm National Research Polytechnic University»  
tatnic2013@yandex.ru

#### Safronov Sergey Ivanovich

FGBOU VO «Udmurt State University»

**Annotation.** The types and parameters of drilling fluids for well construction at the Yu-zhno-Listvenskoye field of Udmurtia are considered. The characteristics of drilling fluids, the optimal flow rate at intervals are given. The component composition of the drilling fluid and the characteristics of the components for this field, the total need for the components of the drilling fluid for the casing string under which the well is being drilled are given. The terms of control of drilling mud parameters are given.

**Keywords:** drilling fluids, interval, density, viscosity, control.

Плотность буровых растворов для интервалов совместимых условий бурения Южно-Лиственского месторождения рассчитывается исходя из условий сохранения устойчивости горных пород, слагающих стенки скважины, а в интервалах содержащих напорные пласты – создания столбом раствора гидростатического давления на забой, предотвращающего поступление пластового флюида в ствол скважины.

Нижнюю границу плотности  $\rho$  бурового раствора определяют по формуле [1]:

$$\rho = 100 \cdot P_{пл} \cdot K / H, \quad (1)$$

где  $P_{пл}$  – пластовое давление.

Интервалы бурения под направление (0–30 м) и под кондуктор (30 – 743/30 – 700 по вертикали м), а также под эксплуатационную колонну (743 – 1574/700 – 1500 по вертикали м) являются интервалами совместимых условий бурения. Для интервала от 0 до 1200 м гидростатическое давление, создаваемое столбом бурового раствора, должно превышать пластовое (поровое) на величину не менее 10 %. Пластовое давление в этом интервале нормальное (коэффициент аномальности  $K_a = 1,00$ ). При этом допускается превышение гидростатического давления столба бурового раствора над пластовым давлением на 15 кгс/см<sup>2</sup>. Для интервалов бурения от 1200 м до проектной глубины превышение гидростатического давления столба бурового раствора над пластовым давлением должно составлять не менее 5 %, но допускается превышение на 25–30 кгс/см<sup>2</sup>. Пластовое давление в рассматриваемых интервалах имеет ( $K_a = 1,00–1,03$ ).

Учитывая, конкретные горно-геологических условия, опыт ведения буровых работ на месторождении, плотность раствора составит:

1) направление: 0–30 м

$$\rho = 100 \cdot P_{пл} \cdot K / H = 100 \cdot 0,2 \cdot 1,1/20 = 1,1 \text{ кгс/см}^2;$$

2) кондуктор: 30–700 м

$$\rho = 100 \cdot P_{пл} \cdot K / H = 100 \cdot 7,0 \cdot 1,15/700 = 1,15 \text{ кгс/см}^2;$$

3) эксплуатационная колонна: 700–1500 м

$$\rho = 100 \cdot P_{пл} \cdot K / H = 100 \cdot 15,0 \cdot 1,15/1500 = 1,15 \text{ кгс/см}^2.$$



Типы и параметры буровых растворов для строительства проектируемой скважины на Южно-Лиственском месторождении выбраны с учетом минералогического состава и свойств горных пород, слагающих разрез, а также анализа практического опыта бурения на месторождениях Удмуртии (табл. 1).

**Таблица 1** – Типы и параметры буровых растворов

Название (тип) раствора	Интервал бурения, (по стволу) м		Параметры бурового раствора									
			плотность, г/см <sup>3</sup>	условная вязкость, с	фильтрация, см <sup>3</sup> за 30 мин	СНС, Фунт / 100 фут <sup>2</sup>		толщина глинистой корки, мм	содержание твердой фазы, %	рН	пластичная вязкость, сП	Динамическое напряжение сдвига, фунт / 100 фут <sup>2</sup>
	за:	10 сек				10 мин						
Глинистый буровой раствор (ГБР)	0	30	1,1	40–60	≤ 8	–	–	≤ 2,0	≤ 2,0	8–10	–	–
Естественная глинистая суспензия (ЕГС)	30	253	1,15	15–20	–	–	–	–	≤ 2,0	7–8	–	–
Естественная глинистая суспензия химически обработанная (ЕГСХО)	253	585	1,15	20–45	≤ 20	–	–	≤ 2,0	≤ 1,0	8–0	–	–
Естественная промывочная жидкость	585	1213	1,15	–	–	–	–	–	≤ 1,0	6–7	–	–
Минерализованный крахмально-биополимерный буровой раствор (МКБПБР)	1213	1329	1,15	40–60	4–6	≥ 6	≥ 9	≤ 1,0	≤ 1,0	7–9	≤ 20	≥ 25
Естественная промывочная жидкость	1329	1531	1,15	–	–	–	–	–	≤ 1,0	6–7	–	–

Расчетная потребность в химреагентах и материалах для строительства скважин приведена в таблицах 2, 3.

**Таблица 2** – Компонентный состав бурового раствора и характеристика компонентов

Наименование обсадной колонны под которую ведется бурение	Интервал, м		Название (тип) раствора	Плотность раствора, г/см <sup>3</sup>	Смена раствора для бурения интервала (да/нет)	Название компонента
	от (верх)	до (низ)				
Направление	0	30	Глинистый буровой раствор (ГБР)	1,1	да	Глинонопорошок бентонитовый Кальцинированная сода Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>
Кондуктор	30	585	Естественная глинистая суспензия (ЕГС)	1,15	нет	
Эксплуатационная	585	1147	Естественная промывочная жидкость (ЕПЖ)	1,15	да	Пластовая вода естественной минерализации Утяжелитель кальций хлористый Полиакриламид Пеногаситель
	1147	1531	Минерализованный крахмально-биополимерный буровой раствор	1,15	да	Пеногаситель Крахмальный реагент Биополимер ксантановый Смазочная добавка Ингибитор глин Бактерицид Мел природный молотый или мелкодисперсная мраморная крошка (CaCO <sub>3</sub> )



**Таблица 3 – Потребность бурового раствора и компонентов (товарный продукт) для его приготовления, обработки и утяжеления интервалам**

Интервал (по стволу), м		Мощность интервала, м	Название (тип) бурового раствора и его компонентов	Плотность бурового раствора, г/см <sup>3</sup>	Нормы расхода бурового раствора, м <sup>3</sup> /м	Потребность бурового раствора, м <sup>3</sup>			
от	до					Потребность компонентов БР, т			
				Нормы расхода компонентов БР, т/м <sup>3</sup> в интервале		на исходный объем	на бурение интервала	суммарная в интервале	на запас
0	30	30	Глинистый буровой раствор (ГБР)	1,05–1,07	2,7	50,0	30,0	80,0	–
			Глинопорошок бентонитовый		0,03	5,0	5,0	5,0	–
			Сода кальцинированная Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>		0,005	0,25	0,15	0,40	–
30	253	220	Естественная глинистая суспензия (ЕГС)	1,07–1,10	0,86	120,0	30,0	190,0	–
253	585	223	Естественная глинистая суспензия химически обработанная (ЕГСХО)	1,10–1,15	0,38	100,0	80,0	190,0	–
			КССБ-2М		0,02	2,0	1,6	3,6	–
			Пеногаситель		0,005	0,5	0,4	0,9	–
			Кальцинированная сода (Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> )		0,005	0,5	0,4	0,9	–
			Ингибитор глин		0,003	0,3	0,24	0,54	–
			ГКЖ-11		0,003	0,3	0,24	0,54	–
			КМЦ-800		0,002	0,2	0,16	0,36	–
			Кольматант-наполнитель		0,001	1,0	0,8	1,8	–
			Детергент		0,003	0,3	0,24	0,54	–
585	1213	613	Естественная промывочная жидкость (ЕПЖ)	1,15	0,33	90,0	60,0	145,0	–
			Пеногаситель		0,004	–	0,6	0,6	–
			Кальций хлористый		0,03	5,0	5,0	5,0	–
			Полиакриламид		0,00017	–	0,025	0,025	–
1213	1329	114	Минерализованный крахмально-биополимерный буровой раствор	1,15	1,4	60,0	30,0	90,0	70,0
			Пеногаситель		0,005	0,5	0,25	0,75	0,6
			Крахмальный реагент		0,025	2,5	1,25	3,75	3,0
			Биополимер ксантановый		0,003	0,3	0,15	0,45	0,36
			Смазочная добавка		0,001	1,0	0,5	1,5	1,2
			Ингибитор глин		0,003	0,3	0,15	0,45	0,36
			Бактерицид		0,0001	0,1	0,05	0,15	0,12
			Мел природный молотый (мраморная крошка)		0,03	3,0	1,5	4,5	3,6
1329	1531	180	Естественная промывочная жидкость (ЕПЖ)	1,15	0,33	90,0	60,0	145,0	–
			Пеногаситель		0,004	–	0,6	0,6	–
			Кальций хлористый		0,03	5,0	5,0	5,0	–
			Полиакриламид		0,00017	–	0,025	0,025	–



Таблица 4 – Суммарная потребность компонентов бурового раствора на скважину

Название компонентов бурового раствора	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ, МУ и т.д. на изготовление	Потребность компонентов бурового раствора, т				
		номер колонны			на запас	суммарная на скважину
		1	2	3		
КМЦ–800, «Экстра, «Камцелл» «Полицелл КМЦ–9», марки С	ТУ 2231-017-32957739-2009 ТУ 2231-017-32957739-2009	–	0,36	–	–	0,36
сода кальцинированная (Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> ) техническая, марки Б	ГОСТ 5100-85	0,4	0,9	–	–	1,3
CaCO <sub>3</sub> , карбонат кальция (марка ММС, МТД)	ГОСТ 12085-88	–	–	9,0	7,2	16,2
Гаммаксан Гламин Поликсан	ТУ 2458-010-82330939-2009 ТУ 2458-001-14023401-2008 ТУ 2458-017-82330939-2009	–	–	0,9	0,72	1,62
Реамил 1 АмилорР ПолиКР–Ф	ТУ 9187-001-70994864-05 ТУ 2458-002-82330939-2009 ТУ 2262-035-97457491-2010	–	–	7,5	6,0	13,5
Смад–АСН БиолубLVL	ТУ 2415-002-2333 6470-2002 ТУ 2458-009-82330939-2008	–	–	3,0	2,4	5,4
Глинопоршок ПБН ПБМВ	ТУ 39-0147001-105-93 ТУ 2164-006-41219638-2005	12,0	–	–	–	12,0
КССБ–2М	ТУ 2454-325-0533190-2000	–	3,6	–	–	3,6
Реапен 1408	ТУ 2415-003-36651865-2003	–	0,9	2,7	1,2	4,8
AtrenBio	ТУ 2458-011-82330939-2009	–	–	0,3	0,24	0,54
AtrenCl	ТУ 2458-028-82330939-2009	–	0,54	0,9	0,72	2,16
ГКЖ–11	ТУ 2229-092-40245042-2004	–	0,54	–	–	0,54
Полицелл ЦФГ (Целлотон ФГ)	ТУ 0392-002-32957739-2007	–	1,8	–	–	1,8
Биоминг марки ДТ	ТУ 2458-018-95901562-2011	–	0,54	–	–	0,54
Кальций хлористый	ГОСТ 450-77	–	–	10,0	–	10,0
Полиакриламид	ГОСТ 12.1.007-76	–	–	0,05	–	0,05

Контроль параметров бурового раствора осуществляется с помощью серийно выпускаемых приборов. Контроль плотности и условной вязкости буровых растворов рекомендуется производить: при нормальных условиях бурения – через 2 часа, в осложненных условиях – через 0,5 часа. Реологические, структурно-механические параметры и показатель фильтрации в нормальных условиях определяются 2 раза за смену (продолжительность смены – 12 ч), в осложненных условиях – через каждые 2 часа.

#### Литература:

1. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин : монография. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.

#### References:

1. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Scientific basis and practice of oil and gas well development : monograph. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.