

ИССЛЕДОВАНИЕ РЕАГЕНТА LUBE-167 В КАЧЕСТВЕ СМАЗОЧНОЙ ДОБАВКИ К БУРОВЫМ РАСТВОРАМ

Петров Н.А., Конесев Г.В., Давыдова И.Н., Кореняко А.В.

*ООО «Специальные технологии Западной Сибири», г. Ноябрьск
Уфимский Государственный Нефтяной Технический Университет, г. Уфа
ОАО «Сибнефть - Ноябрьскнефтегаз», г. Ноябрьск
ЗАО «Нефтегазтехнология», г. Москва*

Лубрикант LUBE-167 является эффективным нетоксичным зарубежным реагентом для буровых растворов. Он совместим с отечественной смазочной добавкой - оксалем. Вспенивающая способность реагента LUBE-167 в отдельности и даже в соотношении с оксалем равным 1:3 приемлемая для практики бурения в Ноябрьском нефтегазовом регионе.

С повышением плотности естественно глинистого раствора от 1090 до 1155 кг/м³ концентрацию реагента необходимо увеличить с 0,3% до 0,6%, что обеспечит такой же уровень противоприхватных свойств, как у раствора с 10% нефти. Углы страгивания металлического образца с дважды сформированной при помощи вакуума глинистой корки из бурового раствора, обработанного реагентом LUBE-167, в 1,5-2,0 раза больше, чем на корке, сформированной на приборе ВМ-6.

Использование реагента LUBE-167 в глинистых растворах позволит уменьшить опасность возникновения прихватов и отказаться от применения нефти.

В 90-х годах в Ноябрьском регионе Западной Сибири стали широко применяться в технологических растворах зарубежные реагенты [1]. Для повышения смазочных и противоприхватных свойств фильтрационной корки начали использовать в буровых растворах малотоксичный американский реагент LUBE-167 фирмы M-I DRILLING FLUIDS [2]. Этот реагент является эффективным лубрикантом, который подходит практически для всех промысловых жидкостей на водной основе. По внешнему виду реагент LUBE-167 представляет собой жидкость коричневого цвета. Плотность отобранных проб реагента при 20 °С составила 971-974 кг/м³, кинематическая вязкость – (36-43)·10⁻⁶ м²/с, динамическая вязкость – 35-42 мПа·с.

Растворимость реагента LUBE-167 в различных средах определяли при смешении в соотношении 1:10. В технической воде реагент диспергируется, полученная эмульсия нестойкая. В растворах солей NaCl, аминированном хлористом натрии (АХН), KCl, CaCl₂, MgCl₂, Al₂(SO₄)₃ реагент не растворяется – высаливается на поверхности в виде мажеобразной массы. В керосине, ацетоне и толуоле происходит неполное растворение реагента, причем в толуоле с

образованием мутного раствора. После отстоя на дне появляется подвижный слой аморфного осадка желтого или светло-коричневого цвета. В спиртосодержащем составе КОР-1 реагент полностью растворяется, раствор прозрачный. После отстоя на дне также образуется подвижный аморфный осадок.

Результаты исследований реагента LUBE-167 на естественных буровых растворах различной плотности, а также совместного применения LUBE-167 и Флотореагента–Оксаль представлены в табл. 1.

При введении реагента LUBE-167 (промышленная партия) в буровой раствор небольшой плотностью (1087 кг/м^3) происходит слабое вспенивание. В связи с этим плотность раствора и содержание твердой фазы в нем уменьшаются. Совместное использование оксаля и LUBE-167 незначительно повышает вспенивающую способность комплексной смазочной добавки, при этом стоимость обработки существенно снижается. С увеличением плотности раствора при перемешивании низкооборотной лабораторной мешалкой пенообразования не отмечалось, изменения содержания твердой фазы не происходило.

Чтобы определиться с необходимостью использования пеногасителя, вспенивающую способность указанных смазочных добавок дополнительно определили по экспресс-методу, предусматривающему интенсификацию процессов пенообразования. В частности приготовленный раствор перемешивали на высокооборотной (5000 мин^{-1}) мешалке. Затем сравнивали объемы растворов до и после перемешивания, а также после часового отстоя. Полученные данные приведены в табл. 2.

Промышленная партия реагента LUBE-167 с меньшей плотностью и вязкостью по сравнению с опытной партией обладает и меньшей вспенивающей способностью. Совместное применение LUBE-167 с Оксалем приводит к кратному снижению вспенивающей способности оксаля. Это выгодное свойство целесообразно использовать на практике. Хотя в целом вспенивание раствора невелико даже при иницировании процесса, поэтому пеногаситель не потребуется.

Таблица 1

Влияние добавки LUBE-167 на свойства бурового раствора

№, п	Обработка раствора	Параметры раствора										
		ρ , кг/м ³	УВ, с	ПФ, см ³ /30мин	К, мм	рН	СНС _{1/10} , дПа	τ_0 , дПа	η , мПа·с	СО, % мас.	К _{СТР} , градус	К _{ПР} , градус
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	Буровой раствор (БР) (Западно-Ноябрьское м-ие, обработан: Кем-Пас, Поликем Д)	1087	22	10	0,3	8,2	0/0	15	4	13,00	22	31
2	п.1 + 0,3% LUBE-167	1085	22	10	0,3	8,2	0/0	10	3	12,73	13	18
3	п.1 + 0,5% LUBE-167	1085	22	10	0,3	8,7	0/0	10	4	12,73	12	15
4	п.1 + 0,7% LUBE-167	1085	22	10	0,3	8,7	0/0	10	4	12,73	8	14
5	п.1 + 1,0% LUBE-167	1085	22	10	0,3	8,7	0/0	10	4	12,73	6	13
6	п.1 + 0,3% смеси Оксаль + LUBE-167 (3:1)	1087	22	10	0,3	8,2	0/0	15	4	13,00	17	30
7	п.1 + 0,5% смеси Оксаль + LUBE-167 (3:1)	1085	22	10	0,3	8,5	0/0	14	4	12,73	14	24
8	п.1 + 0,7% смеси Оксаль + LUBE-167 (3:1)	1083	22	10	0,3	8,5	0/0	14	4	12,45	12	22
9	п.1 + 1,0% смеси Оксаль + LUBE-167 (3:1)	1080	22	10	0,3	8,5	0/0	14	4	12,04	10	21
10	БР (Сугмутское м-ие)	1120	24	13	1,5	-	-	-	-	17,41	16	-
11	п.10 + 0,5% LUBE-167	1120	24	13	1,5	-	-	-	-	17,41	9	-
12	п.10 + 1,0% LUBE-167	1120	24	13	1,5	-	-	-	-	17,41	8	-
13	БР (Суторминское м-ие, обработан: Кем-Пас, Поликем Д)	1151	30	12	1,5	-	-	-	-	21,32	19	-
14	п.13 + 0,5% LUBE-167	1151	30	12	1,5	-	-	-	-	21,32	12	-
15	п.13 + 1,0% LUBE-167	1151	30	12	1,5	-	-	-	-	21,32	11	-

Примечание: ρ – плотность; УВ – условная вязкость; ПФ – показатель фильтрации; К – толщина корки; рН – водородный показатель фильтрата; СНС_{1/10} – статическое напряжение сдвига через 1 и 10 мин.; τ_0 – динамическое напряжение сдвига; η – пластическая вязкость; СО – сухой остаток раствора (содержание твердой фазы); К_{СТР} – угол (коэффициент) страгивания глинистой корки; К_{ПР} – противоприхватные свойства глинистой корки.

Таблица 2

Вспенивающая способность смазочных добавок

№, п.	Обработка раствора	Объем раствора, мл		
		до перемешивания	после перемешивания	После отстоя в течение 1 ч
1	Бентонитовая суспензия (УВ = 25 с)	101	101	101
2	п.1 + 1% LUBE-167 (опытная партия)	101	120	110
3	п.1 + 1% LUBE-167 (промышленная партия)	101	108	106
4	п.1 + 1% Оксаля	101	134	130
5	п.1 + 1% смеси Оксаль + LUBE-167 (3:1)	101	114	112

Из табл. 1 видно, что при введении добавки LUBE-167 в буровой раствор происходит существенное снижение динамического напряжения сдвига раствора. В процессе бурения скважины это приведет к снижению крутящего момента (при вращении бурильного инструмента) и гидравлических сопротивлений при циркуляции раствора.

При обработке нарабатываемых на скважинах буровых растворов реагентом LUBE-167 существенно снижается липкость глинистой корки, замеренная на приборе КТК. Комплексная обработка оксалем и LUBE-167 несколько снижает эффективность смазочных и противоприхватных свойств корки, тем не менее уровень улучшения качества раствора остается довольно высоким и приемлемым для практики бурения. Замечено, что в процессе бурения скважин в регионе практически не возникают осложнения (затяжки и прихваты), если угол страгивания корки не превышает 10 градусов.

Однако, чем выше плотность намывного раствора и, как следствие, содержание твердой фазы, тем больше необходимо добавлять реагента LUBE-167 для поддержания необходимых смазочных свойств корки.

Противоприхватные свойства глинистой корки созданной при помощи вакуума определялись по разработанной нами методике.

Две смоченные водой розовые ленты укладывали на перфорированную пластину воронки Бюхнера, которую устанавливали в колбу Бунзена. Заливали глинистый раствор и вакуумировали систему в течение 1 мин для формирования

первичной корки. Раствор сливали и на корку устанавливали стальной брусок. Еще раз заливали раствор и повторно вакуумировали его в течение 5 мин для наращивания глинистой корки. Затем раствор удаляли и воронку Бюхнера устанавливали в обойму устройства, аналогичного КТК и ЛК-1. При подъеме верхней пластины устройства вместе с коркой и бруском фиксировали угол (φ), когда происходило страгивание бруска, дополнительно определяли для этого момента нагрузку сдвига (P), удельную нагрузку ($P_{уд}$). Из табл.1 видно, что при наличии дважды сформированной глинистой корки страгивание металлического бруска происходит при больших (примерно в 1,5-2 раза) углах.

Данный показатель наиболее достоверно характеризует ситуацию в скважине, когда бурильная колонна прижата к стенке скважины и при этом происходит интенсивная фильтрация раствора в проницаемый коллектор. Поэтому этот показатель имеет важное значение в условиях высокой вероятности возникновения прихватов под действием дифференциальной силы.

В табл. 3 приведены результаты оценочного расчета дифференциальной силы. Из табл. 3 видно, что последняя зависит не только от превышения скважинного давления над пластовым, но и от толщины глинистой корки. Поскольку чаще всего прихватывает компоновку низа бурильной колонны, исходными данными для расчетов являлись: диаметр скважины – 0,216 м; диаметр утяжеленных бурильных труб – 0,195 м; длина прихваченной колонны – 26 м.

При увеличении толщины глинистой корки естественно увеличивается длина ее хорды касания с бурильной колонной. В табл. 4 приведена расчетная площадь контакта глинистой корки с бурильной колонной при вышеуказанных исходных данных.

Для сравнения эффективности зарубежного реагента LUBE-167 с нефтью была выполнена дополнительная серия лабораторных работ по определению противоприхватных свойств (параметров P и $P_{уд}$) глинистой корки обработанных естественных буровых растворов различной плотности по вышеуказанной методике. А также был сделан перерасчет на скважинные условия, необходимой нагрузки сдвига при различных толщинах корки и вышеуказанных исходных данных. Результаты исследований и расчетов представлены в табл. 5.

Таблица 3

Расчетные параметры дифференциальной силы прихвата

№, п.	Перепад давления, МПа	Толщина корки, см	Дифференциальная сила прихвата, кН
1	1	0,1	26
2	2	0,1	52
3	3	0,1	78
4	1	0,2	52
5	2	0,2	104
6	3	0,2	156
7	1	0,5	130
8	2	0,5	260
9	3	0,5	390
10	1	1	260
11	2	1	520
12	3	1	780
13	1	3	780
14	2	3	1560
15	3	3	2340
16	1	5	1300
17	2	5	2660
18	3	5	3900

Таблица 4

Зависимость площади прихвата бурильной колонны от толщины фильтрационной корки

№, п.	Толщина корки, см	Длина хорды касания, см	Площадь контакта при длине прихвата 26 м, см ²
1	0,1	4,1	10600
2	0,2	5,8	15600
3	0,5	9,2	23400
4	0,7	10,9	28300
5	1,0	12,9	33600

Таблица 5

Влияние смазочных добавок буровых растворов
на страгивающие нагрузки в контакте металл – глинистая корка

№	Тип и обработка бурового раствора	Результаты лабораторных определений		Результаты перерасчета на скважинные условия	
		нагрузка сдвига, Н	удельная нагрузка, Н/ м ²	толщина корки, см	нагрузка сдвига на длину прихвата 26 м, кг
1	БР Сугмутского месторождения (ρ = 1090 кг/м ³)	0,31	775	0,1	820
				0,2	1160
				0,5	1810
				1,0	2600
2	п.1 + 5% нефти	0,25	675	0,1	720
				0,2	1010
				0,5	1580
				1,0	2270
3	п.1 + 7% нефти	0,17	428	0,1	450
				0,2	640
				0,5	990
				1,0	1430
4	п.1 + 10% нефти	0,15	375	0,1	400
				0,2	560
				0,5	880
				1,0	1260
5	п.1 + 0,1% LUBE-167	0,20	400	0,1	420
				0,2	600
				0,5	940
				1,0	1340
6	п.1 + 0,3% LUBE-167	0,15	375	0,1	400
				0,2	560
				0,5	880
				1,0	1260
7	п.1 + 0,5% LUBE-167	0,12	300	0,1	320
				0,2	450
				0,5	700
				1,0	1010
8	п.1 + 1,0% LUBE-167	0,10	250	0,1	260
				0,2	380
				0,5	540
				1,0	840
9	БР Сугмутского месторождения (ρ = 1127 кг/м ³)	0,46	1158	0,1	1230
				0,2	1730
				0,5	2710
10	п.9 + 5% нефти	0,33	813	0,1	860
				0,2	1220
				0,5	1900
				1,0	2730
11	п.9 + 7% нефти	0,30	750	0,1	790
				0,2	1120
				0,5	1760
				1,0	2520

12	п.9 + 10% нефти	0,26	650	0,1 0,2 0,5 1,0	690 980 1520 2170
13	п.9 + 0,5% LUBE-167	0,31	780	0,1 0,2 0,5 1,0	830 1170 1830 2620
14	п.9 + 0,7% LUBE-167	0, 20	500	0,1 0,2 0,5 1,0	530 750 1170 1680
15	п.9 + 1,0% LUBE-167	0,16	400	0,1 0,2 0,5 1,0	420 600 940 1340
16	БР Сугмутского месторождения ($\rho = 1155 \text{ кг/м}^3$)	0,58	1443	0,1 0,2 0,5 1,0	1530 2160 3380 4850
17	п.16 + 5% нефти	0,49	1213	0,1 0,2 0,5 1,0	1290 1560 2850 4100
18	п.16 + 7% нефти	0,39	971	0,1 0,2 0,5 1,0	1030 1460 2850 3260
19	п.16 + 10% нефти	0, 34	855	0,1 0,2 0,5 1,0	910 1280 2000 2870
20	п.16 + 0,3% LUBE-167	0,46	1146	0,1 0,2 0,5 1,0	1210 1720 2680 3850
21	п.16 + 0,5% LUBE-167	0,42	1045	0,1 0,2 0,5 1,0	1100 1570 2440 3510
22	п.16 + 0,7% LUBE-167	0,39	965	0,1 0,2 0,5 1,0	1020 1450 2260 3240
23	п.16 + 1,0% LUBE-167	0,30	737	0,1 0,2 0,5 1,0	780 110 1730 2480

Из табл. 5 видно, что с повышением плотности раствора концентрацию реагента необходимо увеличивать. Так при плотности раствора 1090 кг/м³ противоприхватные свойства с 0,3% LUBE-167 одинаковые с 10% нефти. При плотности раствора 1127 кг/м³ параметры с 10% нефти соответствуют концентрации LUBE-167 примерно в 0,6%. А для выравнивания показателей с плотностью раствора 1155 кг/м³ и 10% нефти потребуется уже около 0,9% LUBE-167. При сравнении данных табл. 3 и 5 видно, что сила страгивания мала по сравнению с дифференциальной силой прихвата.

Таким образом, использование реагента LUBE-167 в качестве смазочной добавки к буровым растворам позволяет: уменьшить опасность возникновения прихватов; отказаться от применения нефти.

Для обработки раствора реагентом может использоваться серийно-выпускаемое оборудование. Смазочная добавка совместима с химическими реагентами, предусмотренными в карте поинтервальной обработки буровых растворов. Состав реагента позволяет использовать его там, где нельзя применять токсичные и экологически опасные материалы. При работе с ним не нужны особые меры предосторожности. Реагент LUBE-167 целесообразно вводить в буровой раствор непрерывно тонкой струей (с малой подачей) в емкость под прием насоса. Возможен совместный ввод данного реагента с отечественным оксалем [3]. Ввиду высаливающего действия электролитов на реагент, имеется ограничение по его применению в минерализованных буровых растворах.

Литература

1. Петров Н.А., Сагдеев Ш.Х., Есипенко А.И. и др. Регулирование основных и специальных свойств буровых растворов. - М.:ВНИИОЭНГ, 1998.- 32с. - (Обзор. информ).
2. Петров Н.А., Сагдеев Ш.Х., Есипенко А.И. и др. Химреагенты и материалы для буровых растворов. Часть, 1 : Обзор. информ. - М.:ВНИИОЭНГ, 1997.- С.64.
3. Смазочные действия сред в буровой технологии / Г.В. Конесев, М.Р. Мавлютов, А.И. Спивак., Р.А. Мулюков.- М.: Недра, 1993.-272с.