

ИССЛЕДОВАНИЕ ОКСАЛЕЙ В КАЧЕСТВЕ КОМПЛЕКСНЫХ РЕАГЕНТОВ ДЛЯ БУРЕНИЯ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН

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

*ООО «Специальные технологии Западной Сибири», г. Ноябрьск
Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа
ЗАО «Нефтегазтехнология», г. Москва
ОАО «Сибнефть - Ноябрьскнефтегаз», г. Ноябрьск*

До конца 80-х годов в качестве смазочной добавки буровых глинистых растворов в Ноябрьском нефтегазовом регионе Западной Сибири широко применялась нефть [1]. В неосложненных скважинах ее расход составлял обычно 5-10%, а при наличии затяжек и прихватов концентрация нефти в естественном буровом растворе увеличивалась практически вдвое. Для эмульгирования нефти в намывном полимерглинистом растворе иногда добавляли анионные (сульфонол) и неионогенные (неонол) поверхностно-активные вещества (ПАВ). Полученные таким образом нефтэмульсионные растворы положительно влияли на качество вскрытия продуктивных пластов. В виду гидрофобных свойств нефти также сдерживалась чрезмерная наработка глин при проводке скважин, в том числе и с обработкой вместе с сульфонолом.

В связи с запретом в начале 90-х годов на использование нефти в буровых растворах на водной основе в целях экономии потребления нефти и защиты окружающей среды от вредного ее воздействия, остро встал вопрос поиска альтернативных биоразлагаемых и малотоксичных смазочных материалов. Стали применяться различные отходы рыбоперерабатывающей, молочной, жировой, нефтяной и химической промышленности. В большинстве случаев смазочные добавки отклонялись на этапе лабораторно-промысловой проверки [2].

Из опытных партий смазочных добавок чаще применялись омыленные жиры растительного и животного происхождения, продукты переработки рыбы. Однако смазывающее действие этих реагентов было недостаточным. В тоже время из-за повышенной щелочности данных смазочных добавок, глинистые растворы вспенивались, интенсифицировались процессы наработки (набухание, пептизация) глин в стволе скважины и, как следствие, увеличивалось

кавернообразование, росла плотность раствора. Качество ствола скважины и вскрытия продуктивных пластов было невысоким. Скорость бурения, ввиду повышенного содержания твердой фазы, особенно (ее коллоидной составляющей) снижалась.

В связи с вышеизложенным, в начале 90-х годов в Ноябрьском регионе относительно широко применялись в основном смазочные добавки типа: эмультал, таловое масло, графит и, несмотря на запрет, в трудные в экономическом отношении годы, шли на нарушение и обрабатывали раствор в осложненных и аварийных ситуациях нефтью, но без сульфонола, так как последний негативно влиял на качество вскрытия продуктивных пластов.

Наиболее перспективным является применение смазочных материалов комплексного действия, которые наряду с повышением долговечности узлов трения скважинного инструмента характеризуются:

- уменьшением липкости фильтрационной (глинистой) корки;
- снижением вероятности возникновения осложнений бурения (прихватов, сальникообразования и др.);
- уменьшением гидравлических сопротивлений (не вызывают повышения структурно-реологических параметров раствора);
- предотвращением диспергируемости горной породы;
- технологичностью применения (не вызывают вспенивание, не требуют дополнительных сложных устройств для обработки раствора, совместимы с другими реагентами и пр.);
- качественным вскрытием продуктивных пластов;
- экологической чистотой.

В середине 90-х годов нами было предложено использовать в качестве смазочной добавки Флотореагент – Оксаль различных марок Т-66, Т-80, Т-92 и Т-94, оказывающих минимальное негативное воздействие на окружающую среду, и достаточно широко используемых в Уральском и Поволжском нефтегазовых регионах страны [3-5].

Проверка смазочных свойств Флотореагента – Оксаля проводилась следующим образом.

В чистом виде у реагента определялись:

- противозадирные свойства при контакте металл – металл на машине МТ-2, предназначенной для испытания материалов на трение и износ;
- коэффициенты восстановления проницаемости искусственного керна по воде и по углеводородной жидкости до и после его обработки реагентом.

В составе промывочной жидкости определялись:

- угол сдвига или коэффициент трения между слоем глинистой корки, полученной при определении показателя фильтрации на ВМ-6, и стандартным металлическим цилиндром на приборе ЛК-1 [2];
- коэффициент страгивания металлического бруска, помещенного на фильтрационную корку (также после ВМ-6) на приборе ФСК;
- угол страгивания стального бруска на дважды сформированной с помощью вакуума глинистой корке до и после установки бруска по разработанной нами методике на приборе, аналогичном ЛК-1 и КТК.

Существующие методики определения липкости глинистой корки дают недостаточно полную характеристику, так как позволяют определить липкость только ее поверхностного слоя. А в момент начала прихвата, (в основном турбобура и утяжеленных бурильных труб (УБТ)) напротив проницаемого пласта под действием дифференциального давления происходит наращивание глинистой корки. Наличие прижимающего усилия на компоновку низа бурильной колонны (КНБК) и рост площади контакта КНБК с глинистой коркой увеличивают опасность прихвата и усложняют освобождение такой колонны.

Суть предложенного нами метода определения противоприхватных свойств глинистой корки заключается в следующем. Два фильтра «розовая лента» смачивают водой и помещают на перфорационную пластину воронки Бюхнера диаметром 0,8 м. Последнюю, в свою очередь, устанавливают в колбу Бунзена емкостью $(0,3 \div 0,5)10^{-3} \text{ м}^3$. Над фильтром заливают глинистый раствор и систему вакуумируют при разряжении 0,1 МПа в течение 1 мин для формирования первичной корки. Затем раствор выливают и на корку кладут стальной брусок размером $0,01 \times 0,01 \times 0,04 \text{ м}$. Вновь заливают глинистый раствор до краев бруска и систему повторно вакуумируют в течение 5 мин при том же разряжении. Далее раствор удаляют (откачивают с помощью шприца или отсасывают вакуумом с

помощью медицинской полиэтиленовой трубочки диаметром около 0,003-0,005 м). После этого воронка с глинистой коркой и бруском устанавливается в обойму устройства для замера угла страгивания. Устройство состоит из двух плоских пластин, соединенных шарниром. На верхней пластине и закреплена обойма, в которую плотно входит воронка Бюхнера. Имеется шкала с нанесенными на ней делениями градусов. Угол, когда происходит страгивание бруска при постепенном и медленном подъеме верхней пластины (вручную или с помощью минидвигателя) определяют визуально. В том случае, если страгивание бруска не происходит даже при 90 градусах, то брусок дополнительно нагружают магнитными разновесами. На основании полученной информации о удельной нагрузке в момент страгивания можно сделать перерасчет нагрузки для скважинных условий и различных толщин глинистой корки произведением удельной нагрузки на площадь контакта.

Помимо смазочных свойств Флотореагента – Оксаля определяли его совместность с другими химреактивами и влияние на другие свойства глинистых и полимерглинистых растворов по известным методикам. Для исследований брались глинистые суспензии из Саригюхского модифицированного бентонита и буровые растворы с бурящихся скважин на месторождениях Ноябрьского региона.

В связи с тем, что для бурения скважин часто предлагали и поступали химреактивы, в том числе и смазочные добавки, с повышенными пенообразующими свойствами нами был дополнительно разработан экспресс-метод определения вспенивающей способности реагентов, применяемых в буровых растворах.

Метод заключается в следующем. Определяются плотность и условная вязкость исходного раствора. Отмеряется 100 мл глинистого раствора и заливается в стакан для перемешивания на высокоскоростной (5000 мин⁻¹) лабораторной мешалке в течение 1 мин. После окончания перемешивания аэрированный раствор сразу переливается в мерный цилиндр (на 250 мл), замеряется объем и определяется плотность пикнометром. Вспененная дисперсная система оставляется в покое на 1 час, периодически фиксируются

изменение объема и плотности. Рассчитываются увеличение объема раствора и уменьшение плотности, стабильность композиции.

Прежде всего представим результаты исследований противоизносных и противозадирных свойств Флотореагента – Оксаля на приборе МТ-2. Для сравнения и оценки также исследованы нефть, дизельное масло (ДМ) и трансформаторное масло (ТМ). Определялись силы трения $F_{тр}$ и коэффициент трения ϕ при контакте металл – металл в перечисленных средах при различной силе прижатия P образцов. Полученные экспериментальные данные представлены в табл. 1.

Таблица 1

Влияние жидкой смазки на коэффициент трения в контакте металл – металл при различной нагрузке

№, п.	P, Н	Коэффициент трения ϕ в средах:				
		нефть	трансформаторное масло	дизельное масло	Флотореагент - Оксаль	
					Т - 80	Т - 92
1	76,7	0,138	0,090	0,063	0,092	0,030
2	153,4	0,249	0,146	0,133	0,164	0,098
3	230,1	0,205	0,114	0,109	0,115	0,096
4	260,8	0,198	0,097	0,091	0,094	0,082
5	291,5	0,180	0,089	0,082	0,084	0,075
6	322,2	0,168	0,092	0,072	0,079	0,067

Из проверенных тестовых смазочных жидкостей противоизносные свойства в сторону улучшения располагаются в ряду нефть – трансформаторное масло – дизельное масло. Оксаль в зависимости от партии поставки по противозадирным свойствам находится между ТМ и ДМ или проявляет даже лучшие показатели, чем ДМ. Необходимо учитывать, что оксаль является отходом химического производства, причем различается по маркам. Поэтому разброс данных различных партий поставки вполне естественен в отличие от специально синтезированных стандартизированных продуктов ТМ и ДМ. Тем не менее, исходя из экспериментальных данных Флотореагент – Оксаль по

сравнению с нефтью можеткратно повысить износостойкость узлов трения, например породоразрушающего инструмента.

Типичным для исследованных смазочных жидкостей является то, что с увеличением нагрузки прижатия от 76,7 до 322,2 Н металлических образцов ф вначале резко увеличивается, достигает максимума при нагрузке около 153,4 Н, а затем постепенно уменьшается. Общие характерные зависимости свидетельствуют о едином классе изученных смазочных добавок, но только различающихся по уровню проявления положительного действия.

Исследования по изучению восстановления проницаемости насыпного песчаного керна проводились по усовершенствованной нами методике [6]. КERN создавали из промытого, химически очищенного и высушенного кварцевого песка смешанной фракции: менее 0,143 мм – 13,5%; 0,143 ÷ 0,315 мм – 4,0%; 0,315 ÷ 0,630 мм – 82,5%. Для опытов использовались: очищенный керосин, дистиллированная вода и Флотореагент – Оксаль Т-80 в товарном виде.

При фильтрации 400 мл керосина под действием сил гравитации через вертикальный песчаный кERN высотой 0,2 м и диаметром 0,04 м в стеклянной воронке проницаемость составила 52,7 мкм². При последующей фильтрации 500 мл воды проницаемость составила 36,9 мкм². Далее через кERN профильтровали один поровой объем (105 мл) Т-80. Вновь профильтровали 600 мл воды, зафиксировали проницаемость 15,9 мкм². В заключение профильтровали 300 мл керосина, проницаемость составила 11,3 мкм².

Полученные данные свидетельствуют о том, что Т-80 адсорбируется на отрицательно заряженной поверхности кварцевого песка с созданием гидрофобной пленки. В результате этого, коэффициент восстановления проницаемости по воде составил 43,1%, а по керосину повысился до 21,4% (в контрольном опыте после дистиллированной воды керосин практически не фильтровался).

Таким образом, выявлено второе положительное свойство оксаля: гидрофобизация поверхности пор терригенного коллектора, проявляющаяся в повышении проницаемости углеводородной жидкости и уменьшении проницаемости воды. Что повышает качество вскрытия продуктивных горизонтов при обработке технологических жидкостей данным реагентом.

Рассмотрим смазочные свойства различных марок оксала в составе буровых растворов и совместимость с другими жидкостями.

По внешнему виду Флотореагент – Оксаль Т – 80 – это прозрачная, нерасслаивающаяся жидкость желто-коричневого цвета со слабым ароматическим запахом, плотностью отобранной пробы 1096 кг/м^3 и кинематической вязкостью при $20 \text{ }^\circ\text{C}$ – $120,2 \text{ сСт}$.

Одна часть Т-80 растворяется в 50 частях воды с образованием мутного раствора. При растворении в соотношении Т-80: среда – 1:10 выяснилось, что Т-80 растворим в кетонах (ацетон), спиртах (КОР-1) и ароматических углеводородах (толуол). В керосине Т-80 не растворяется. В минерализованных растворах (NaCl, аминированном хлористом натрии - АХН, CaCl_2 , MgCl_2) Т-80 высаливается практически полностью (мелкодисперсные хлопья во всем объеме, пленка на поверхности). Влияние добавок Т-80 на параметры искусственно приготовленного бурового раствора из бентонитовой суспензии (БС), утяжеленной железорудным концентратом (ЖРК) представлены в табл. 2.

Добавки Т-80 в искусственный раствор привели к незначительному уменьшению показателя фильтрации и статического напряжения сдвига. Эффективно понизилась липкость глинистой корки, замеренная прибором ФСК, уже при сравнительно низких (0,5 – 1,0%) концентрациях Т-80. При перемешивании раствора на низкооборотной лабораторной мешалке вспенивания не происходило.

Результаты исследований при иницировании процессов пенообразования в глинистом растворе с добавкой Т-80 перемешиванием на высокооборотной мешалке приведены в табл. 3.

Таблица 2

Параметры утяжеленного раствора, обработанного Флотореагентом – Оксаль Т-80

№, п.	Состав раствора	Параметры раствора и глинистой корки								
		УВ, с	ρ , кг/м ³	ПФ, см ³ /30 мин	К, мм	рН	СНС _{1/10} , дПа	τ_0 , дПа	η , мПа·с	Угол страгивания корки, град.
1	Бентонитовая суспензия + 13% ЖРК	25	1145	13,0	2,0	9,12	17/20	15	5	19
2	п.1 + 0,3% Т-80	25	1145	12,5	2,0	9,18	13/18	15	5	13
3	п.1 + 0,5% Т-80	25	1145	12,5	2,0	9,18	17/22	15	5	11
4	п.1 + 1,0% Т-80	25	1145	12,0	2,0	9,18	15/18	15	5	10

Примечание: УВ – условная вязкость; ρ – плотность; ПФ – показатель фильтрации; К – толщина корки; рН – водородный показатель; СНС_{1/10} – статическое напряжение сдвига через 1 и 10 мин.; τ_0 – динамическое напряжение сдвига; η – пластическая вязкость. Параметры замерены после перемешивания раствора на низкооборотной лабораторной мешалке.

Таблица 3

Вспенивающая способность Флотореагента – Оксаль Т-80

№, п.	Состав раствора	Объем раствора до/после перемешивания, мл	Увеличение объема, %	Объем раствора через 1 ч, мл
1	Бентонитовая суспензия (БС)	100/100	0	100
2	п.1 + 0,3% Т-80	100/125	25	100
3	п.1 + 0,5% Т-80	101/120	19	101
4	п.1 + 1,0% Т-80	101/116	15	101

Таблица 4

Влияние Флотореагента – Оксаль Т-92 на свойства глинистого раствора

№, п.	Состав раствора	Параметры раствора и глинистой корки									
		УВ, с	ρ , кг/м ³	ПФ, см ³ /30 мин	К, мм	рН	СНС _{1/10} , дПа	τ_0 , дПа	η , мПа·с	К _{ТР}	Противо-прихватная способность, град.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Бентонитовая суспензия (БС)	20	1036	18	1,5	9,0	7/8	12	3	0,264	90
2	БС + 0,1% Т-92	20	1034	18	1,5	9,0	7/8	10	3	0,192	-
3	БС + 0,3% Т-92	20	1031	18	1,5	9,0	7/8	12	3	0,064	90
4	БС + 0,5% Т-92	20	1030	17	1,5	9,0	7/7	12	3	отс.	51
5	БС + 0,7% Т-92	20	1026	17	1,5	9,0	7/7	12	3	отс.	-
6	БС + 1% Т-92	20	1023	17	1,5	9,0	7/7	12	3	отс.	22
7	БС + 2% Т-92	20	1018	17	1,5	9,0	7/8	12	4	отс.	-
8	БС + 3% Т-92	20	996	17	1,5	9,0	7/8	14	4	отс.	20
9	Буровой раствор (БР)*	19	1068	11	0,3	9,7	0/0	3	3	0,204	-
10	БР + 0,1% Т-92	19	1035	11	0,3	9,6	0/0	4	3	0,184	-
11	БР + 0,3% Т-92	19	1026	10	0,3	9,6	0/0	5	3	0,091	-
12	БР + 0,5% Т-92	19	1003	10	0,3	9,5	0/0	4	3	отс.	-

Примечание: К_{ТР} – коэффициент трения глинистой корки. Расшифровка остальных условных обозначений дана в табл. 2.
* - БР со скв. 1764, куст 30А Сугмутского месторождения, отобран при забое 1000 м, 21.04.95 г.

Из табл. 3 следует, что малые количества Т-80 вызывают незначительное образование пены при стимуляции данного процесса, но с увеличением добавки пенообразование уменьшается. Пена нестойкая даже в композиции Т-80 с модифицированным бентопорошком. В композиции Т-80 с намывным глинистым раствором степень и устойчивость пенообразования естественно будет ниже. Поэтому, при работе с данной партией Т-80 на скважинах никаких дополнительных мер по устранению процессов пенообразования не потребуется. Тем не менее, это впервые обнаруженное нами свойство вызывать пенообразование при малых концентрациях и стимуляции процесса потребовало проверки на других партиях и марках Флотореагента – Оксаль, поскольку данный реагент широко известен в практике бурения как активный пеногаситель [7].

Флотореагент – Оксаль Т-92 также жидкость светло-коричневого цвета с запахом машинного масла, плотностью 1081 кг/м^3 . Одна часть Т-92 диспергируется в 50 частях дистиллированной воды, раствор мутный. В керосине Т-92 не растворяется

Результаты обработки в лабораторных условиях искусственных и естественных глинистых растворов Флотореагентом – Оксаль Т-92 приведены в табл. 4.

Добавка Т-92 приводит к более эффективному снижению липкости глинистой корки, чем Т-80. Уже при концентрации Т-92 в бентонитовой суспензии 0,7% и 0,5% в намывном буровом растворе (БР) липкость корки отсутствовала (не поддавалась замеру, так как металлический брусок мгновенно скатывался во время подъема планки). Также были установлены высокие противоприхватные свойства фильтрационной корки из глинистой суспензии, обработанной Т-92. До 0,3% Т-92 видимых изменений не происходило. Но при дальнейшем повышении (примерно в три раза) концентрации до 1% Т-92 угол страгивания металлического бруска с дважды сформированной при помощи вакуума корки резко уменьшается с 90° до 22° . С последующим ростом концентрации в три раза противоприхватные свойства стабилизируются на уровне 20° .

Дополнительным положительным моментом влияющим на качество вскрытия продуктивных пластов, является хоть и незначительное (на $1 \text{ см}^3/30\text{мин}$)

но все же уменьшение показателя фильтрации раствора, обработанного Т-92, как и при облагораживании реагентом Т-80. Однако, в отличие от последнего, в растворах с Т-92, даже при перемешивании низкооборотной лабораторной мешалкой, проявились высокие пенообразующие свойства. В итоге, плотность не только бентонитовой суспензии, но бурового раствора существенно понизились во всем диапазоне исследуемых концентраций. В данном случае прослеживалась тенденция постепенного снижения плотности раствора наряду с повышением концентрации Т-92 от 0,1 до 3,0% в БС и от 0,1 до 0,5% в БР.

В связи с этим были проведены дополнительные опыты по определению пенообразующей способности Т-92 в процессе перемешивания раствора высокооборотной мешалкой. Исследования проводились на бентонитовой суспензии, буровом растворе с полимерными стабилизаторами, буровом растворе с добавкой нефти и полимерных реагентов. Результаты экспериментов сведены в табл. 5.

В 90-х годах в Ноябрьском регионе для повышения качества вскрытия продуктивных пластов в технологических растворах для первичного и вторичного вскрытия массово применялись катионные ингибиторы – флокулянты: водорастворимый гидрофобизатор ИВВ-1 и водомаслорастворимый ГИПХ-6. Поэтому при обработке буровых растворов смазочными добавками необходимо было учитывать их совместимость не только с полимерными композициями (стабилизаторами и флокулянтами), но и с облагораживающими катионными ПАВ (КПАВ). Добавки Т-92 в области малых концентраций активно вспенивают бентонитовую суспензию с максимальным увеличением объема раствора на 67% при 1% Т-92. С дальнейшим увеличением содержания Т-92 степень вспенивания раствора постепенно снижается до несущественных для практики величин (11% при 10% Т-92). Объем вводимого реагента Т-92 в 10% значителен и с экономической точки зрения невыгоден. Однако в нарабатываемых буровых растворах добавки Т-92 не вызывают вспенивание вообще (п. 25, табл. 5), или незначительно вспенивают в растворах с нефтью – до 8% (п. 43-49).

Таблица 5

Вспенивающая способность реагентов в глинистых растворах

№, п.	Состав раствора	Увеличение объема раствора, %	№, п.	Состав раствора	Увеличение объема раствора, %
1	БС (УВ=24 с)	0	29	БР + 0,3% ИВВ-1	50
2	БС + 0,1% Т-92	50	30	БР + 1% Т-92 + 0,3% ИВВ-1	41
3	БС + 0,3% Т-92	58	31	БР + 3% Т-92 + 0,3% ИВВ-1	24
4	БС + 0,5 Т-92	66	32	БР + 5% Т-92 + 0,3% ИВВ-1	14
5	БС + 1% Т-92	67	33	БР + 7% Т-92 + 0,3% ИВВ-1	1
6	БС + 3% Т-92	44	34	БР + 10% Т-92 + 0,3% ИВВ-1	0
7	БС + 5% Т-92	26	35	БР + 0,3% ГИПХ-6	62
8	БС + 7% Т-92	16	36	БР + 1% Т-92 + 0,3% ГИПХ-6	62
9	БС + 10% Т-92	11	37	БР + 3% Т-92 + 0,3% ГИПХ-6	38
10	п.5 + 0,3% ИВВ-1	70	38	БР + 5% Т-92 + 0,3% ГИПХ-6	12
11	п.6 + 0,3% ИВВ-1	48	39	БР + 7% Т-92 + 0,3% ГИПХ-6	5
12	п.7 + 0,3% ИВВ-1	37	40	БР + 10% Т-92 + 0,3% ИВВ-1	0
13	п.8 + 0,3% ИВВ-1	31	41	БР**	0
14	п.9 + 0,3% ИВВ-1	24	42	БР + 0,1% Т-92	0
15	БС + 0,3% ГИПХ-6	120	43	БР + 0,3% Т-92	4
16	п.5 + 0,3% ГИПХ-6	97	44	БР + 0,5% Т-92	6
17	п.6 + 0,3% ГИПХ-6	81	45	БР + 1% Т-92	8
18	п.7 + 0,3% ГИПХ-6	73	46	БР + 3% Т-92	5
19	п.8 + 0,3% ГИПХ-6	51	47	БР + 5% Т-92	5
20	п.9 + 0,3% ГИПХ-6	31	48	БР + 7% Т-92	5
21	п.5 + 0,5% Na ₂ CO ₃	39	49	БР + 10% Т-92	5
22	п.5 + 0,5% ГКЖ-10	59	50	БР + 0,3% ИВВ-1	0
23	П.5 + 0,3% НТФ	19, но через 15 с - 0	51	БР + 1% Т-92 + 0,3% ИВВ-1	21
			52	БР + 3% Т-92 + 0,3% ИВВ-1	22
24	БР*	0	53	БР + 5% Т-92 + 0,3% ИВВ-1	18
25	БР+0,1-1,0% Т-92		54	БР + 7% Т-92 + 0,3% ИВВ-1	5
26	БР + 0,5% Т-92 + 0,3% Na ₂ CO ₃	0	55	БР + 10% Т-92 + 0,3% ИВВ-1	2
			56	БР + 0,3% ГИПХ-6	58
27	БР + 0,5% Т-92 + 0,3% ГКЖ-10	0	57	БР + 1% Т-92 + 0,3% ГИПХ-6	56
			58	БР + 3% Т-92 + 0,3% ГИПХ-6	44
28	БР + 0,5% Т-92 + 0,2% НТФ		59	БР + 5% Т-92 + 0,3% ГИПХ-6	16
			60	БР + 7% Т-92 + 0,3% ГИПХ-6	7
			61	БР + 10% Т-92 + 0,3% ИВВ-1	0
* Сугмутское м-ие, обработан: Кем-Пас, Поликем-Д **Средне-Итурское м-ие, обработан: Кем-Пас, Поликем Д, нефть					

Совместная обработка Т-92 с КПАВ приводит к заметному увеличению пенообразующей способности композиции, как в бентонитовой суспензии, так и в буровом растворе.

Пенообразующая способность композиции Т-92 + КПАВ выше в бентонитовой суспензии, чем в буровом растворе. Причем БР, предварительно обработанный нефтью, вспенивает менее интенсивно, чем БР без нефти. Водоуглеводородорастворимый ГИПХ-6 отличается большей вспенивающей способностью по сравнению с водорастворимым ИВВ-1 и в БС и в БР, как при применении в отдельности, так и комплексно с Т-92.

Для лабораторных исследований брались максимальные (0,3% -ые) добавки КПАВ, которые редко использовались на практике при обработке промысловых жидкостей. На основании лабораторных данных в этом случае для получения технологически приемлемых параметров раствора потребуется введение 7% Т-92. Обычно буровой раствор обрабатывался катионным ПАВ в количестве 0,05-0,20%, да и условия для стимуляции процессов пенообразования специально не создают. Поэтому, вполне достаточным будет введение 3-5% Т-92.

Другие исследуемые реагенты (Na_2CO_3 , ГКЖ-10, НТФ) при совместном использовании с Т-92 не усиливают процессы пенообразования. Более того, НТФ проявил хорошие пеногасящие свойства.

Результаты поиска пеногасителей и их эффективность в области малых концентраций Т-92 в глинистых дисперсных системах после перемешивания на высокоскоростной мешалке приведены в табл. 6.

Помимо НТФ пеногасящие функции в глинистых растворах с малой добавкой Т-92 проявляют дизельное топливо (ДТ), МАС-200 в виде 5%-го раствора в ДТ, графит. Следует отметить, что 0,3%-ый раствор МАС-200 эффективнее по сравнению с 0,3% ДТ гасит пену в БС с Т-92, а 0,4% ДТ, наоборот, лучше снижает пенообразование, чем в большей концентрации 0,5%-ый раствор МАС-200.

Таким образом, Флотореагент – Оксаль Т-92 отличается не только повышенной смазывающей, но и вспенивающей способностью, особенно в области концентраций в глинистых растворах до 3%. В этом же диапазоне Т-92 значительно усиливается пенообразование раствора при совместном применении

с КПАВ. Однако найденные доступные пеногасители позволили избежать данную проблему для малых концентраций Т-92. А в области повышенных (5 - 15%) концентраций Т-92 уже становится эффективным пеногасителем обработанных катионным ПАВ дисперсных систем.

Таблица 6

Влияние реагентов на пенообразование глинистого раствора
с добавкой Т-92

№, п.	Обработка раствора	Плотность раствора после перемешивания, кг/м ³
1	Бентонитовая суспензия (БС)	1036
2	БС + 0,1% Т-92	800
3	БС + 0,5% Т-92	800
4	п.2 + 0,3% Этиленгликоля	800
5	п.2 + 0,3% Изопропилового спирта	800
6	п.2 + 0,3% ГКЖ-10	800
7	п.2 + 0,1% Дизельного топлива (ДТ)	800
8	п.2 + 0,2% ДТ	892
9	п.2 + 0,3% ДТ	948
10	п.2 + 0,4% ДТ	1010
11	п.2 + 0,3% раствора МАС-200 (5%-ый р-р в ДТ)	975
12	п.2 + 0,5% раствора МАС-200 (5 %-ый р-р в ДТ)	998
13	п.2 + 1% графита	966
14	п.2 + 0,02% НТФ	1020
15	БР (куст 306 Сугмутского м-ия)	1140
16	БР + 0,3% Т-92	996
17	п.16 + 0,01% НТФ	1115

Флотореагент – Оксаль Т-66 – это подвижная прозрачная жидкость светло-желтого цвета с легким ароматическим запахом, плотностью 1045 кг/м³.

Растворимость 1 части Т-66 в 50 частях воды полная, раствор прозрачный с рН = 4,89, в керосине также растворяется.

Различие в растворимости разных марок оксаля объясняется отличиями в температуре вспышки химпродукта и, как следствие, процентном соотношении легких и тяжелых фракций. С этим видимо, связаны и отличия в уровне пенообразующей способности различных марок оксаля.

Основные параметры бентонитовой суспензии, обработанной добавкой Т-66 и перемешанной низкооборотной мешалкой практически не меняются, но при этом очень эффективно снижается коэффициент страгивания глинистой корки, замеренный прибором ФСК. Даже при минимальной добавке 0,1% Т-66 липкость корки отсутствует (табл. 7).

Результаты опытов по определению вспенивающей способности добавки Т-66 по экспресс – методике в широком диапазоне концентрации в глинистых растворах даны в табл. 8. А в табл. 9 отражены результаты замеров прироста объема вспененных глинистых порций суспензий с добавками Т-66 и пеногасителя – ДТ с исходным объемом 100 мл.

Испытания показали высокую пенообразующую способность добавок Т-66 при концентрациях 0,1 – 1,0% в бентонитовой суспензии и буровом растворе. При этом интенсивность вспенивания в БС более чем в 2 раза выше, чем в БР.

Дальнейшее увеличение концентрации Т-66 приводит к постепенному снижению уровня пенообразования, и его отсутствию при 5% добавки Т-66.

В бентонитовых суспензиях одновременно с малой концентрацией Т-66 и дизельным топливом пенообразование значительно снижено, но стойкость пены остается высокой.

Для получения более полной информации о степени влияния добавок Т-66 на плотность вспененного раствора были проведены дополнительные исследования. Бентонитовую суспензию утяжелили железорудным концентратом ЖРК-2 и полученный раствор обрабатывали добавками Т-66 и пеногасителя МАС-200 в виде 5%-ой суспензии в ДТ. После перемешивания высокоскоростной мешалкой (в теч. 1 мин.) искусственно приготовленного раствора с исходной плотностью 1126 кг/м^3 производили пикнометром повторные замеры плотности (табл. 10).

Таблица 7

Свойства бентонитовой суспензии с добавкой Т-66

№, п.	Обработка раствора	Параметры раствора								
		УВ, с	ρ , кг/м ³	ПФ, см ³ / 30 мин	К, мм	рН	СНС _{1/10} , дПа	τ_0 , дПа	η , мПа·с	К _{СТ}
1	БС из глины марки ПБМГ	24	1060	11	1,5	9,74	10/25	12	11	0,231
2	БС + 0,1% Т-66	24	1060	11	1,5	9,74	10/29	12	11	отс.
3	БС + 0,3% Т-66	24	1060	11	1,5	9,73	10/29	12	11	отс.
4	БС + 0,5% Т-66	24	1060	11	1,5	9,72	10/30	12	11	отс.
5	БС + 1% Т-66	24	1060	11	1,5	9,69	10/28	12	11	отс.
6	БС + 3% Т-66	24	1060	11	1,5	9,62	10/27	12	11	отс.
7	БС + 5% Т-66	24	1060	11	1,5	9,54	10/28	12	11	отс.

Примечание: К_{СТ} – коэффициент страгивания глинистой корки, расшифровка остальных условных обозначений дана в табл. 2

Таблица 8

Пенообразующая способность добавки Т-66
в глинистых дисперсных системах

№, п.	Обработка раствора	Прирост объема раствора, %	№, п.	Обработка раствора	Прирост объема раствора, %
1	БС (УВ=25с)	5	10	БР*	5
2	БС + 0,1% Т-66	85	11	БР + 0,1% Т-66	35
3	БС + 0,5% Т-66	85	12	БР + 0,5% Т-66	35
4	БС + 1% Т-66	80	13	БР + 1% Т-66	35
5	БС + 2% Т-66	70	14	БР + 2% Т-66	25
6	БС + 3% Т-66	45	15	БР + 3% Т-66	20
7	БС + 4% Т-66	22	16	БР + 4% Т-66	5
8	БС + 5% Т-66	7	17	БР + 5% Т-66	0
9	БС + 6% Т-66	0			

*с куста 183 Вынгапуровского месторождения

Таблица 9

Влияние реагента Т-66 и пеногасителя ДТ на прирост объема БС

№, п.	Обработка бентонитовой суспензии	Прирост объема суспензии, %, при продолжительности отстоя, с				
		0	15	30	45	60
1	БС + 0,1% Т-66	80	70	65	65	65
2	п.1 + 0,1 ДТ	24	20	20	20	20
3	п.1 + 0,2 ДТ	24	20	20	20	20
4	п.1 + 0,4 ДТ	14	14	14	14	14

Таблица 10

Влияние реагентов на вспенивание утяжеленного глинистого раствора

№, п.	Обработка раствора	ρ , кг/м ³
1	БС + 10% ЖРК-2 (УВ = 30 с, $\rho = 1126$ кг/м ³)	1119
2	п.1 + 0,1% Т-66	743
3	п.1 + 0,3% Т-66	721
4	п.3 + 0,5% суспензии МАС-200	1076
5	п.1 + 0,5% Т-66	796
6	п.1 + 1% Т-66	856
7	п.6 + 0,5% Т-66 суспензии МАС-200	1079
8	п.1 + 3% Т-66	969
9	п.1 + 5% Т-66	1034
10	п.9 + 0,5% суспензии МАС-200	1092

Видно, что минимальное снижение плотности вспененной утяжеленной бентонитовой суспензии произошло при 0,3% Т-66 (на 405 кг/м³). При увеличении концентрации Т-66 на порядок, облегчение раствора остается еще существенным. В данном случае пеногаситель МАС-200 необходим как в малых (до 1%), так и при повышенных (5%) концентрациях Т-66.

Результаты исследований Флотореагента–Оксаль Т-94 в составе бентонитовой суспензии и естественного бурового раствора представлены в табл. 11.

Плотности БС и БР при перемешивании на низкооборотной мешалке не изменяются, но при вспенивании растворов высокооборотной мешалкой происходит интенсивная аэрация раствора обратно пропорционально процентному содержанию добавки Т-94. Минимальная плотность БС отмечена при 0,7% Т-94, а у БР при 1% Т-94. Показатель фильтрации снижается в БС на 1 см³/30 мин при 3-10% Т-94 и на 2 см³/30 мин при 15% Т-94. У бурового раствора СНС через 10 мин с ростом концентрации Т-94 вначале уменьшается с 13 дПа до 0 при 0,5%, а затем вновь возрастает, и при 2% и более превышает исходное значение на 2 – 7 дПа. Остальные параметры остались без изменения, либо незначительно варьируются, кроме коэффициента трения глинистой корки. Последний стабильно уменьшается с увеличением концентрации Т-94 как в БС, так и в БР.

Вспенивающая способность добавки Т-94 в БС определялась как отдельно, так и в композиции с гидрофобизатором ИВВ-1В. Ввиду влияния катионных ПАВ на реологические параметры глинистых растворов также замерялась условная вязкость раствора (табл. 12).

Минимум плотности бентонитовой суспензии был отмечен при 1,5 % Т-94. Катионный ПАВ аналогично способствует снижению плотности суспензии, но в то же время приводит к увеличению условной вязкости. Причем при комплексной обработке ИВВ-1В и Т-94 происходит дальнейшее уменьшение плотности и увеличение условной вязкости. Увеличение концентрации комплексного реагента из Т-94 и ИВВ-1В в соотношении 5:1 повышает степень аэрации бентонитовой суспензии. Но, если к комплексному реагенту добавлять Т-94, то есть увеличивать его долю, то начинают проявляться пеногасящие свойства Т-94.

Таблица 11

Свойства глинистых и корки, обработанных Флотореагентом – Оксаль Т-94

№, п.	Состав раствора	Параметры раствора										
		УВ, с	ρ , кг/м ³	$\rho_{всп}$, кг/м ³	ПФ см ³ /30мин	К, мм	рН	СНС _{1/10} , дПа	τ_0 , дПа	η , мПа·с	$\eta_{эф}$, мПа·с	К _{ТР}
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	БС	25	1044	1042	15	1	9,25	3/3	9	6	6	0,318
2	БС + 0,3% Т-94	25	1044	860	15	1	9,20	3/3	9	5	6	0,213
3	БС + 0,5% Т-94	25	1044	650	15	1	9,19	3/3	8	5	6	0,177
4	БС + 0,7% Т-94	25	1044	567	15	1	9,21	3/3	8	5	6	0,172
5	БС + 1,0% Т-94	25	1044	657	15	1	9,21	3/3	8	5	6	0,171
6	БС + 1,2% Т-94	25	1044	870	15	1	9,22	3/3	8	5	6	0,171
7	БС + 1,5% Т-94	25	1044	960	15	1	9,22	3/3	8	4	5	0,146
8	БС + 3% Т-94	25	1044	1040	14	1	9,19	3/3	9	5	6	0,092
9	БС + 5% Т-94	25	1044	1040	14	1	9,20	3/3	9	5	6	0,089
10	БС + 10% Т-94	25	1044	1040	14	1	9,25	3/3	9	5	6	0,077
11	БС + 15% Т-94	25	1044	1040	13	1	9,23	3/3	9	5	7	0,070
12	БР (Спорышевское м-ие)	21	1100	1050	11	1	8,09	0/13	9	6	7	0,657
13	БР + 0,3% Т-94	21	1100	860	11	1	8,64	0/7	9	5	7	0,650
14	БР + 0,5% Т-94	21	1100	760	11	1	8,66	0/0	8	5	6	0,560
15	БР + 1,0% Т-94	21	1100	670	11	1	8,47	0/7	8	5	6	0,500
16	БР + 1,5% Т-94	21	1100	870	11	1	8,69	0/3	8	4	5	0,340
17	БР + 2,0% Т-94	21	1100	1040	11	1	8,67	0/20	8	5	6	0,212
18	БР + 3,0% Т-94	21	1100	1080	11	1	8,52	0/15	9	5	7	0,110
19	БР + 5,0% Т-94	21	1100	1100	11	1	8,50	0/15	9	5	7	0,100

Примечание: $\rho_{всп}$ – плотность после вспенивания раствора высокооборотной мешалкой; $\eta_{эф}$ – эффективная вязкость.
Расшифровка остальных условных обозначений дана в табл. 4

Таблица 12

Влияние Флотореагента – Оксаль Т-94 и КПАВ на основные параметры
бентонитовой суспензии

№, п.	Обработка раствора	УВ, с	ρ , кг/м ³ до/после перемешивания
1	БС	20	1060/1042
2	БС + 0,3% Т-94	20	1060/860
3	БС + 0,5% Т-94	20	1060/870
4	БС + 1,0% Т-94	20	1060/650
5	БС + 1,5% Т-94	20	1060/567
6	БС + 2,0% Т-94	20	1061/651
7	БС + 3,0% Т-94	20	1062/1020
8	БС + 5,0% Т-94	20	1063/1040
9	БС + 0,5% ИВВ-1В	32	1060/870
10	БС + 0,7% ИВВ-1В	34	1060/960
11	п.10 + 0,5% Т-94	42	1060/820
12	п.10 + 1,0% Т-94	40	1060/750
13	п.10 + 2,0% Т-94	40	1060/760
14	п.10 + 3,0% Т-94	40	1061/670
15	БС + 0,5% (Т-94 + ИВВ-1В) (5:1)	30	1060/930
16	БС + 1,0% (Т-94 + ИВВ-1В) (5:1)	32	1060/850
17	БС + 2,0% (Т-94 + ИВВ-1В) (5:1)	32	1060/менее 800
18	БС + 3,0% (Т-94 + ИВВ-1В) (5:1)	33	1060/менее 800
19	п.15 + 0,5% Т-94	32	1060/840
20	п.15 + 1,0% Т-94	30	1060/850
21	п.15 + 2,0% Т-94	30	1060/920
22	п.15 + 3,0% Т-94	28	1061/980
23	п.15 + 5,0% Т-94	28	1062/1000

Таким образом, исследованы все марки Флотореагента – Оксаль, получаемые результате переработки высококипящих побочных продуктов (ВПП) производства диметилдиоксана. Все модификации проявляют удовлетворительные и хорошие (в зависимости от типа и предварительной обработки глинистого раствора) смазочные свойства. Изученные марки оксалья несколько различаются по вспенивающей способности в зависимости от интенсивности перемешивания, концентрации добавки и типа глинистого раствора, но излишнее пенообразование легко устраняется доступными пеногасителями. Флотореагент – Оксаль используется для флотации руд цветных металлов, поэтому никакого противоречия в том, что в области малых концентраций (до 2-3%) он закономерно проявляет в глинистых растворах пенообразующие свойства, а выше 3% пеногасящие, нет. Эту характерную особенность оксалья следует учитывать в технологиях обработки раствора и применять дополнительный пеногаситель, ввиду его адсорбции на металле, стенках скважины и выбуренном шламе, пополнять его объем. Флотореагент – Оксаль совместим практически со всеми химреагентами, предусмотренными в карте поинтервальной обработки буровых растворов (кроме КПАВ). Все это позволило более 10 лет успешно применять Флотореагент – Оксаль в Ноябрьском регионе в качестве смазочной добавки непосредственно в товарном виде, либо в составе других смазочных добавок на его основе (например, ДСП-БС, ДСБ-4ТТ).

Следует добавить, что с середины 90-х годов в регионе широко применялись зарубежные смазочные добавки Lube-167, K-LUBE и др. Но, в целях их экономии и гашения создаваемой ими пены, в композиции с ними применялся также Флотореагент – Оксаль в соотношениях с Lube-167 : оксаль и K-LUBE : оксаль соответственно 1:3 и 1:1.

Если своевременно устранить на практике причины, инициирующие пенообразование, в частности: подсос воздуха буровым насосом, наличие свободно падающего раствора над его зеркалом, перемешивание раствора высокооборотными мешалками, то никаких осложнений с использованием оксалья не возникает.

С другой стороны, совместное действие оксалей и КПАВ для создания пенных систем можно успешно использовать в других технологических

жидкостях и процессах, например при освоении скважин. К тому же до определенной степени аэрирование (при повышенной наработке глинистого раствора в условиях Западной Сибири) является даже выгодным подспорьем при снижении плотности растворов методами ингибирования и флокулирования в промывочных жидкостях.

Литература

1. Обработка буровых растворов на месторождениях Западной Сибири / Н.А. Петров, В.М. Муняев, А.Г. Селезнев // Э-И. Сер. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ВНИИОЭНГ, 1991. – Вып. 9. – С.48-52.
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. Петров Н.А., Сагдеев Ш.Х. Есипенко А.И. и др. Регулирование основных и специальных свойств буровых растворов. – М.: ВНИИОЭНГ, 1998. – с.32 – (Обзор.информ.).
4. Буровой раствор: А.С. 1303604 СССР / Г.В. Конесев, М.Р. Мавлютов, В.Р. Рахматуллин и др. - №3860687/23-03; Заявл. 25.12.84; Опубл. 15.04.87. – Бюл.14.
5. Смазочное действие сред в буровой технологии / Г.В. Конесев, М.Р. Мавлютов, А.И. Спивак, Р.А. Мулюков. – М.: Недра, 1993. – 272 с.
6. Глушение скважин водными растворами с добавкой ИВВ-1 / Н.А. Петров, А.И. Есипенко, М.Л. Ветланд // НТЖ. Сер. Нефтепромысловое дело. – М.: ВНИИОЭНГ, 1993. – Вып. 2. – С.15-18.
7. Булатов А.И., Пеньков А.И., Проселков Ю.М. Справочник по промывке скважин. – М.: Недра, 1984. 317 с.