



УДК 622.244.422

ИНГИБИРУЮЩИЕ И СМАЗОЧНЫЕ ДОБАВКИ ДЛЯ УТЯЖЕЛЕННЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

THE INHIBITING AND LUBRICANT ADDITIVES FOR THE WEIGHTED BORING SOLUTIONS

Мойса Юрий Николаевич

кандидат химических наук, директор,
ООО «НПО «Химбурнефть»
hbn2005@yandex.ru

Иванов Дмитрий Юрьевич

аспирант КубГТУ, главный геолог,
ООО «НПО «Химбурнефть»

Марусов Марк Анатольевич

кандидат химических наук,
начальник службы буровых растворов,
ООО «СПК»

Аннотация. Проведены сравнительные исследования утяжеленных полимерглинистых буровых растворов плотностью 1750–2000 кг/м³ скв. № 7 Западно-Морозовского месторождения Краснодарского края, содержащих ингибирующие и смазочные химреагенты различной природы и механизма действия. На основании сравнительных измерений ингибирующих и смазочных свойств утяжеленных буровых растворов определены оптимальные концентрационные диапазоны применения ингибирующих и смазочных добавок для успешного бурения наклонно-направленных, горизонтальных и боковых стволов нефтегазовых скважин в условиях АВПД и глинистых отложений Майкопской свиты Кубани.

Ключевые слова: утяжеленный буровой раствор, глинистые отложения, ингибирующие свойства, коэффициент трения, крутящий момент, концентрация, плотность.

Moysa Yury Nikolaevich

Candidate of Chemistry, Director,
LLC NPO Himburneft
hbn2005@yandex.ru

Ivanov Dmitry Yuryevich

graduate student of KUBGTU,
Chief Geologist,
LLC NPO Himburneft

Marusov Mark Anatolyevich

Candidate of Chemistry,
Chief of Service of Boring Solutions,
LLC APO

Annotation. Comparative researches of the weighted polymerglinisty boring solutions with a density of 1750–2000 kg/m³ of the well № 7 of the West Morozovsky field of Краснодар Krai containing the inhibiting and lubricant chemical reagents of various nature and the mechanism of action are conducted. On the basis of comparative measurements of the inhibiting and lubricant properties of the weighted boring solutions optimum concentration ranges of use of the inhibiting and lubricant additives for successful drilling of the inclined directed, horizontal and side trunks of oil and gas wells in the conditions of AVPD and clay deposits of the Maykop suite of Kuban are determined.

Keywords: weighted drilling mud fluid, the clay deposits inhibiting properties, friction coefficient, torque, concentration, density.

Нефтегазовые месторождения Кубани расположены в переходной зоне от Прикубанской низменности к северному склону Кавказского хребта. Промышленная нефтегазоносность указанных месторождений приурочена к продуктивным горизонтам Майкопской свиты. В стратиграфическом разрезе скважин этих месторождений Майкопские отложения представлены чередованием пород смешанного песчано-алевролитоглинистого состава. Разбуривание этих отложений на месторождениях осложнено из-за напряженного состояния пластов в связи с диапиризмом и перемятостью пород, наличием активных глинистых минералов Майкопской свиты и зон аномально высоких пластовых давлений (АВПД). Диспергирование майкопских глин в буровом растворе на водной основе (РВО) при бурении является причиной увеличенного содержания коллоидной глинистой фазы (МВТ), загущения и интенсивного структурообразования раствора при ГИС, СПО и технико-технологических остановках. В таких геологических условиях бурения Майкопской свиты на Кубани нефтегазовых скважин часто происходят технологические осложнения и аварии: размыв, обвалы ствола, желобообразование, сальникообразование и прихваты бурового инструмента.

Задача повышения эффективности разработки нефтегазовых месторождений на Кубани ведет неуклонному росту доли строительства наклонно-направленных скважин со сложными профилями и большими значениями наборов углов, скважин с горизонтальным окончанием, а также скважин с ЗБС при капитальном ремонте нефтегазовых скважин. Решение вопроса снижения рисков при бурении Майкопской свиты технико-технологически опирается на оптимизацию состава РВО, обеспечивающего достижение наиболее низких значений крутящего момента, коэффициентов трения (особенно в зонах набора углов) и повышенных ингибирующих свойств. При прочих равных условиях, наибольший практический интерес сосредоточен на подборе системы смазочных добавок, органических ингибиторов глин и детергентов.



Для решения поставленной задачи на примере утяжеленных баритом полимер-глинистых растворов плотностью 1750 кг/м³ и 2000 кг/м³ скв. № 7 Западно-Морозовского месторождения проведены исследования по оптимизации применения различного механизма действия смазочных добавок системы «ФК-СПК». Система «ФК-СПК» состоит из композиции двух различных по механизму действия на полимер-глинистый буровой раствор химреагентов: 30 % об. ФК и 70 % об. ФК-2000. Жидкая органическая смазочная добавка серии ФК (ФК-М или ФК-Н) на основе эфиров растительных жирных кислот, принадлежащая по механизму действия к группе межструктурных добавок ограниченно совместимых с РВО и ингибирующая смазочная добавка серии ФК-2000 на основе калиевых солей растительных жирных кислот и фосфалипидов, принадлежащая по механизму действия к группе внутрискруктурных (внутриобъемных) добавок высокомультигируемая и полностью растворимая в водной фазе РВО (совместимая), полифункциональная с эффектом органо-минерального ингибирования глини структурными элементами N, S, P и K химреагента.

На рисунке 1 представлены зависимости крутящего момента от нагрузки прижатия для смазочных добавок различного механизма действия серии ФК-М, ФК-Н и серии ФК-2000. Высокая технологическая и техническая эффективность экологически безопасных многофункциональных смазочных добавок различного механизма действия серии ФК-М или ФК-Н и смазочных добавок серии ФК-2000 состоит в том, что они обеспечивают:

- полное по механизму распределения внутрискруктурное (внутриобъемное) и межструктурное распределение и диспергирование в полимер-глинистых утяжеленных баритом буровых растворов на водной основе;
- снижение межфазного натяжения фильтрата бурового раствора в продуктивных пластах для сохранения их естественной проницаемости;
- улучшенный реологический профиль раствора, гарантирующий максимальную очистку забоя и вынос шлама на поверхность;
- достижение максимального эффекта по ингибированию глинистых отложений и пропластков при бурении ствола скважины и продуктивных горизонтов;
- гарантированное по всему стволу скважины снижение крутящего момента, коэффициента прихватаопасности и коэффициента трения бурового раствора за счет внутриобъемного диспергирования и отсутствия гетерофазного разделения (всплытия) смазочной добавки в растворе при технологических остановках;
- снижение затрат для вызова притока нефти и газа за счет полной совместимости фильтрата бурового раствора с углеводородным флюидом коллектора.

Зависимость крутящего момента от нагрузки прижатия по стандарту API 100% растворов смазочных добавок серии ФК-2000 и серии ФК

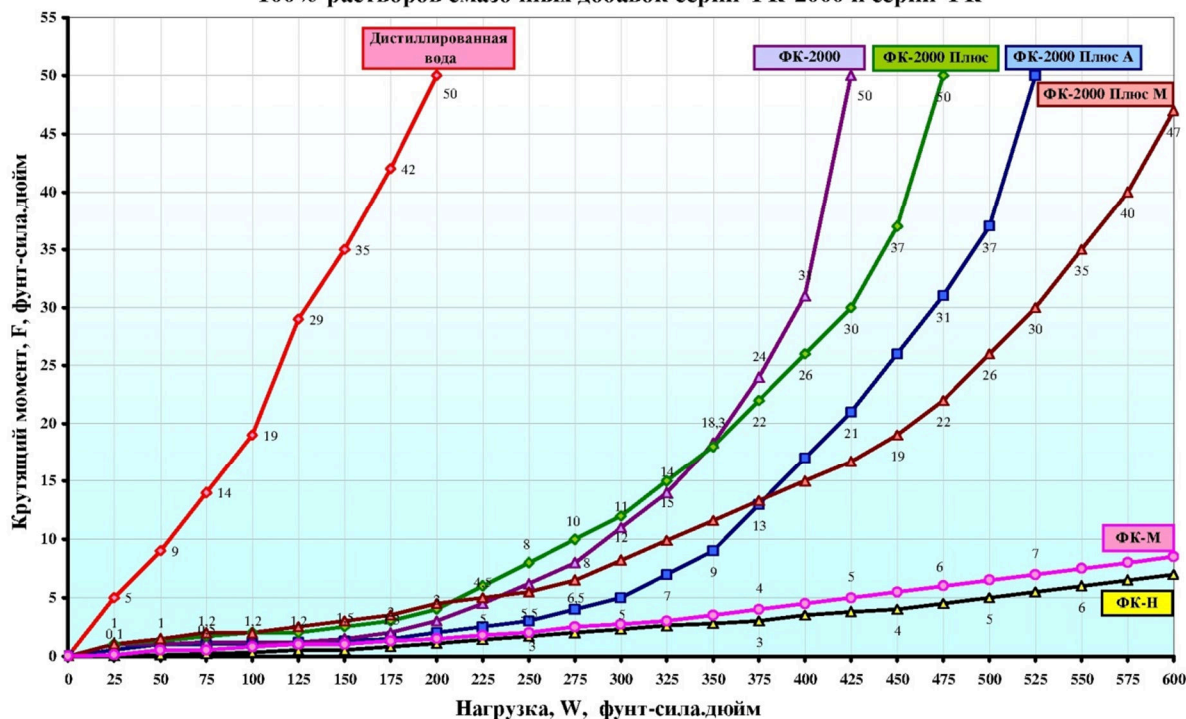


Рисунок 1 – Зависимость крутящего момента (F) от нагрузки прижатия (W) пары «металл-металл» для растворов, содержащих смазочные добавки различного механизма действия серии «ФК» и «ФК-2000» на приборе EP / Lubricity Tester



Для сравнения в идентичных условиях, объективности и оценки технической эффективности в утяжеленных баритом буровых растворах скв. № 7 Западно-Морозовского месторождения также испытаны наилучшие отечественные и зарубежные смазочные, противосальниковые добавки и органические ингибиторы глин, включая сульфированные асфальтены следующих марок: смазочные добавки «Лубрикон № 1», «Лубрикон № 2», сульфированный асфальт «Асфасол», противосальниковые добавки «Ингидол ДТ», «Ингидол Sil», «ГКЖ-11 Н» производства ООО «ХИМПРОМ»; смазывающая добавка к буровым растворам «Экстра-С» и препарат детергент «Белочка» ООО «Агрохимспецжир»; сульфированный асфальт марки «Асфальтекс» (сухой), «Асфальтекс GL» (жидкий) и комплексный реагент ингибитор марки «Амисил» ООО «ПХК «РУССТАЙЛ».

Физико-химический и технический анализ химреагентов и утяжеленных буровых растворов выполнен по международным методикам на стандартном оборудовании в лаборатории ООО «НПО «Химбурнефть» согласно и ГОСТ Р 56946-2016 (ИСО 13500:2008) Нефтяная и газовая промышленность. Материалы буровых растворов. Технические условия и испытания и РД 39-00147001-773-2004 «Методика контроля параметров буровых растворов». Испытание сравниваемых смазочных добавок и сульфированных асфальтенов проводилось в идентичных условиях на машине трения «EP / Lubricity Tester» (модель 21200 фирмы Fann Instrument Company, Houston, США) при различных концентрациях на утяжеленных баритом полимер-глинистых буровых растворах скв. № 7 Западно-Морозовского месторождения (1750 кг/м³, забой 2263,8 м), а также на утяжеленных баритом полимер-глинистых буровых растворах скв. № 7 Западно-Морозовского месторождения (плотностью 2000,0 кг/м³, забой 2645 м).

На рисунке 2 представлены данные по снижению $K_{тр}$ утяжеленных полимер-глинистых буровых растворов (1750 кг/м³ скв. № 7 Западно-Морозовского месторождения, содержащих 4 % об. (2,3 % масс.) смазочной добавки системы «ФК-СПК», применяемой в настоящее время ООО «СПК», 4 % (2,3 % масс.) Лубрикон № 2; 5 % (2,9 % масс.) Лубрикон № 1; 4 % (2,3 % масс.) сульфированного асфальта Асфасол.

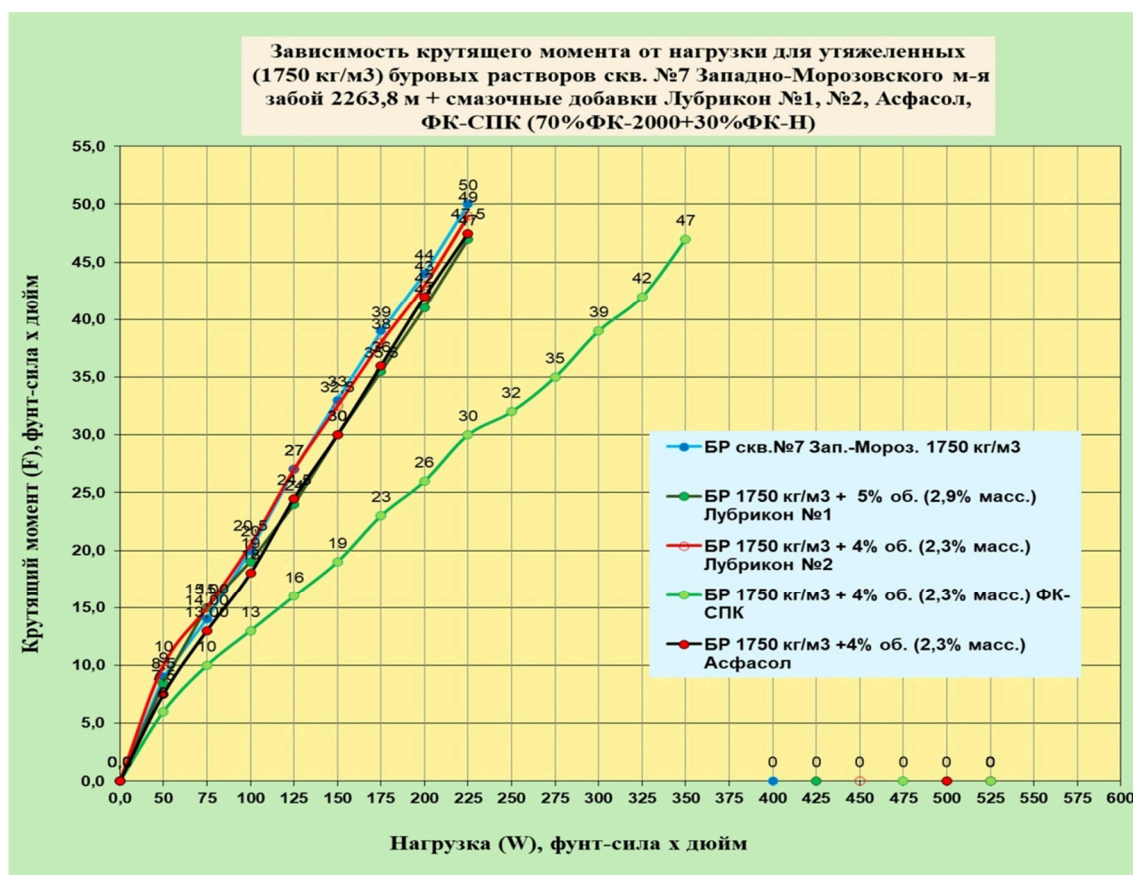


Рисунок 2 – Зависимость крутящего момента (F) от нагрузки прижатия (W) пары «металл-металл» для утяжеленных 1750 кг/м³ буровых растворов скв. № 7 Западно-Морозовского месторождения, содержащих 4 % об. (2,3 % масс.) «ФК-СПК»; 4 % (2,3 % масс.) Лубрикон № 2; 5 % (2,9 % масс.) Лубрикон № 1; 4 % (2,3 % масс.) сульфированного асфальта Асфасол на приборе EP / Lubricity Tester

Установлено, что в равных условиях наилучший эффект по снижению коэффициента трения равный $K_{тр} = 0,19$ для утяжеленного бурового раствора скв. № 7 Западно-Морозовского месторождения плотностью 1750 кг/м³ достигается при введении 4 % об. (2,3 % масс.) комбинированной смазоч-



ной добавки «ФК-СПК». В тех же условиях измерений для смазочных добавок 4 % (2,3 % масс.) Лубрикон № 2; 5 % (2,9 % масс.) Лубрикон № 1; 4 % (2,3 % масс.) сульфированного асфальта Асфасол величина $K_{тр}$ составляла $K_{тр} = 0,30-0,325$ близкой к величине $K_{тр} = 0,32-0,33$ исходного утяжеленного бурового раствора.

Для утяжеленных полимер-глинистых буровых растворов плотностью 2000 кг/м^3 скв. № 7 Западно-Морозовского месторождения, содержащих 2 % об. (1 % масс.); 4 % об. (2 % масс.); 6 % об. (3 % масс.) композиционной смазочной добавки системы «ФК-СПК» были получены также хорошие значения по снижению $K_{тр}$ от исходного $K_{тр} = 0,325$ до $K_{тр} = 0,25$; $K_{тр} = 0,20$ и $K_{тр} = 0,14$ для соответствующих концентраций «ФК-СПК» (см. рис. 3).

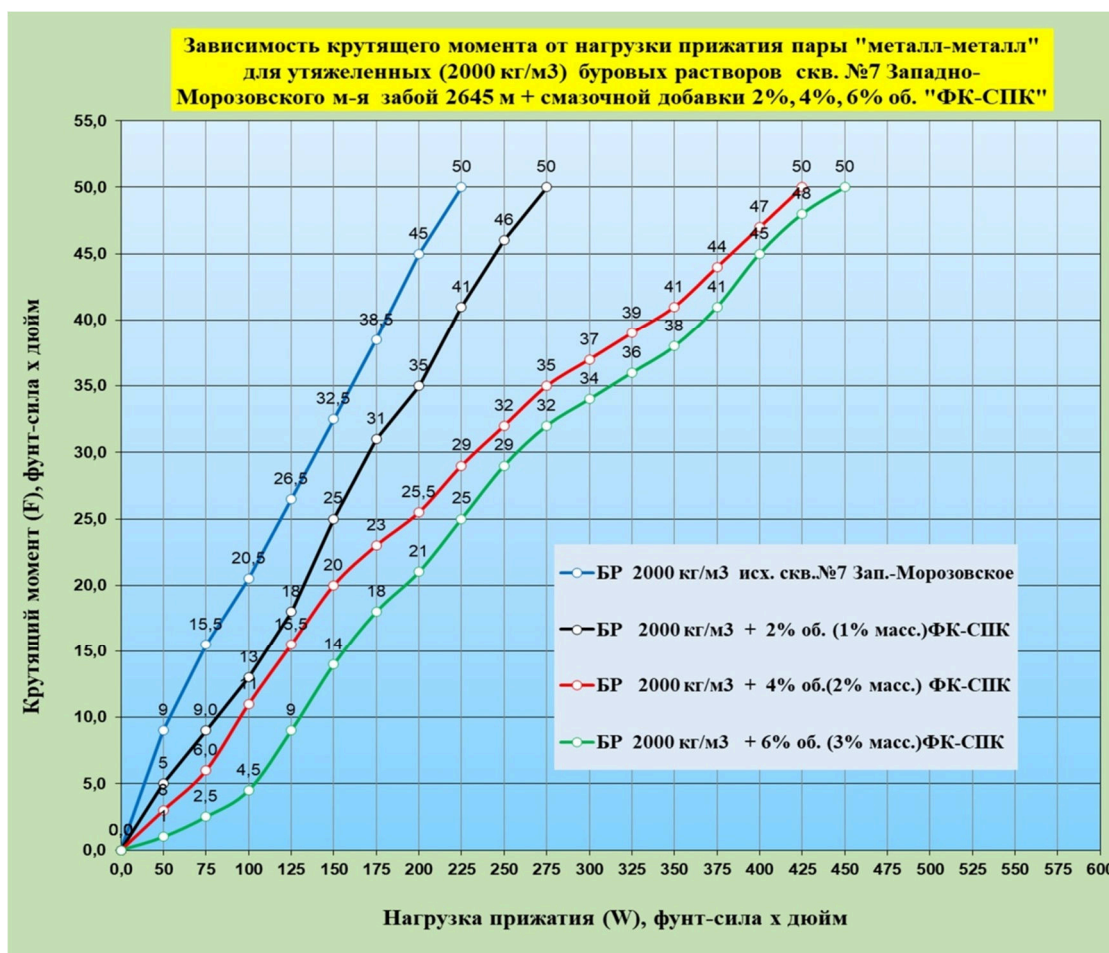


Рисунок 3 – Зависимость крутящего момента (F) от нагрузки прижатия (W) пары «металл-металл» для утяжеленных 2000 кг/м^3 буровых растворов скв. № 7 Западно-Морозовского месторождения, содержащих 2–6 % об. (1–3 % масс.) смазочных добавок «ФК-СПК» на приборе EP / Lubricity Tester

На рисунке 4 представлены результаты измерений коэффициента трения исходного утяжеленного полимер-глинистого бурового раствора 1750 кг/м^3 скв. № 7 Западно-Морозовского месторождения (забой 2263,8 м), а также этого утяжеленного бурового раствора с добавками смазочной добавки марки «Лубрикон № 1» в количестве 3,0 %; 5,0 %; 7,0 %; 10,0 % объемных или в пересчете на массовый процент : от 1,7 % масс. до 5,7 % масс. по отношению к массе пробы утяжеленного бурового раствора плотностью 1750 кг/м^3 .

Из представленных данных видно, что улучшение смазочных свойств утяжеленного полимер-глинистого бурового раствора по коэффициенту трения при стандартной нагрузке прижатия пары «металл-металл» (150 фунтов-силы x на дюйм) по международному стандарту ГОСТ Р 56946-2016 (ИСО 13500:2008) практически не происходит и $K_{тр}$ находится на уровне $K_{тр} = 0,32-0,30$.

Далее для определения влияния сульфированного асфальта марки «Асфасол» на смазочные свойства утяжеленного бурового раствора проведены испытания его с различными смазочными добавками. Экспериментальные данные по оптимизации соотношения и концентрации сульфированного асфальта марки «Асфасол» и смазочных добавок «Лубрикон № 1», «ФК-СПК», противосальниковой добавки «Ингидол ДТ» по величине $K_{тр}$ утяжеленных (1750 кг/м^3) полимерглинистых растворов скв. № 7 Западно-Морозовского месторождения, забой 2263,8 м. приведены на рисунке 5.

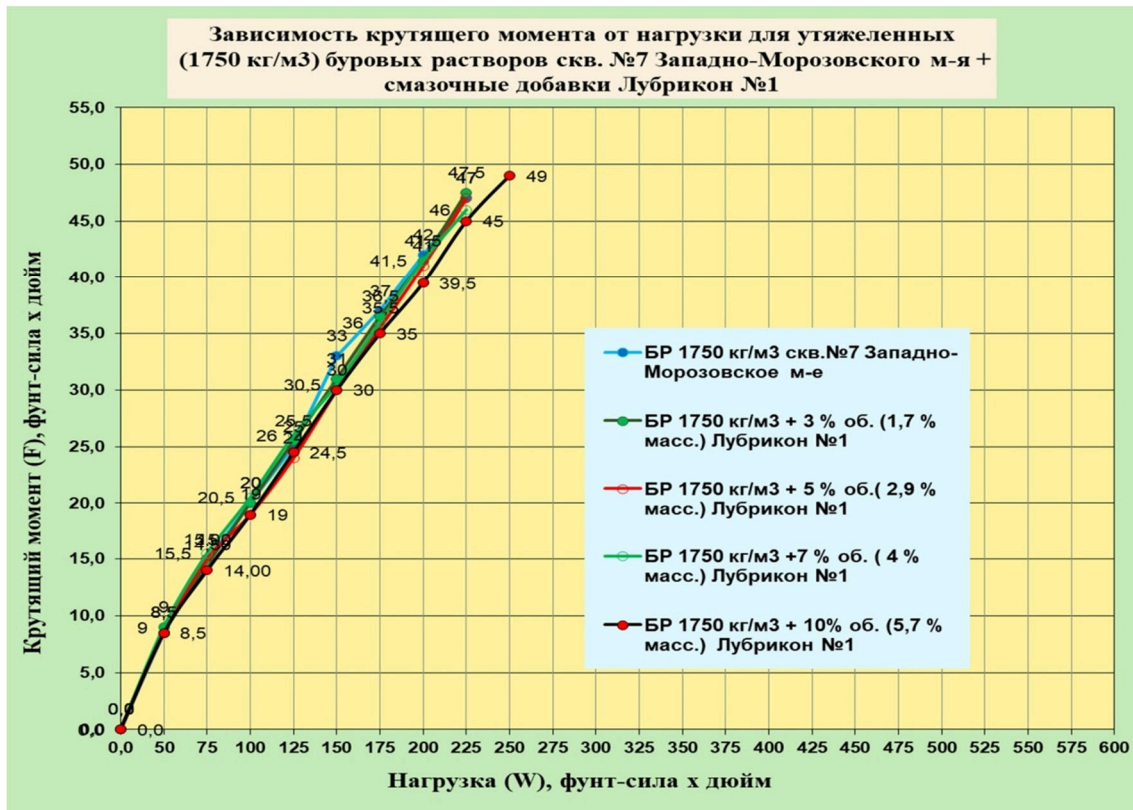


Рисунок 4 – Зависимость крутящего момента (F) от нагрузки прижатия (W) пары «металл-металл» для утяжеленных 1750 кг/м³ буровых растворов скв. № 7 Западно-Морозовского месторождения, содержащих 3–10 % об. (1,7–5,7 % масс.) смазочной добавки «Лубрикон № 1» на приборе EP / Lubricity Tester

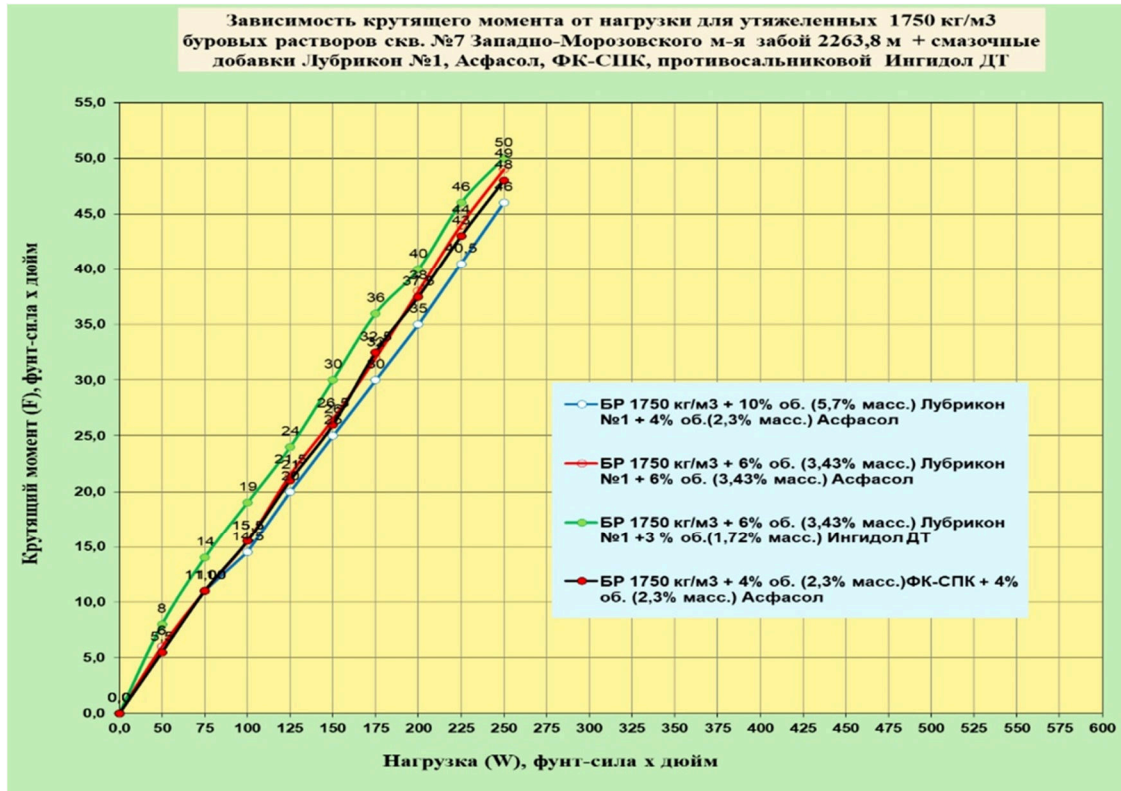


Рисунок 5 – Зависимость крутящего момента (F) от нагрузки прижатия (W) пары «металл-металл» для утяжеленных 1750 кг/м³ буровых растворов скв. № 7 Западно-Морозовского месторождения, содержащих 4–6 % об. сульфированного асфальта «Асфасол» и смазочных добавок «Лубрикон № 1», «ФК-СПК», противосальниковой добавки «Ингидол ДТ» на приборе EP / Lubricity Tester



Совместное применение смазочных добавок в сочетании с сульфированным асфальтом марки «Асфасол» показало:

1. На утяжеленном буровом растворе плотностью 1750 кг/м³ введение смазочной добавки в количестве 6 % об. (3,43 % масс.) «Лубрикон № 1» в сочетании с 6 % об. (3,43 % масс.) сульфированного асфальта «Асфасол» обеспечивают показатель по величине $K_{тр} = 0,265$. При введении 10 % об. (5,7 % масс.) смазочной добавки «Лубрикон № 1» в сочетании с сульфированным асфальтом «Асфасол» в количестве 4 % об. (2,3 % масс.) достигнут удовлетворительный показатель по величине снижения крутящего момента равный $K_{тр} = 0,25$, однако при этом требуется повышенный расход смазочной добавки «Лубрикон № 1».

2. Применение на утяжеленном буровом растворе смазочной добавки «Лубрикон № 1» в количестве 6 % об. (3,43 % мас.) в сочетании с противосальниковой добавкой «Ингидол ДТ» в количестве 3 % об. (1,72 % мас.) имеют величину $K_{тр} = 0,30$, т.е. близкую величину для исходного бурового раствора.

3. На утяжеленном буровом растворе скв. № 7 Западно-Морозовского месторождения 1750 кг/м³ при введении смазочной добавки варианта «ФК-СПК» в количестве 4 % об. (2,3 % масс.) в сочетании с сульфированным асфальтом марки «Асфасол» в количестве 4 % об. (2,3 % масс.) дают удовлетворительные значения по показателю $K_{тр} = 0,26$ с меньшими расходными показателями для «ФК-СПК» в 2,3 % масс. против 5,7 % масс. марки «Лубрикон № 1».

Далее проведены сравнительные испытания одних из лучших отечественных смазывающих добавок «ЭКСТРА-С» и детергента «БЕЛОЧКА» производства ООО «Агрохимспецжир» в водных и утяжеленных буровых растворах. Результаты измерений коэффициента трения при 1,0 % об. концентрации в воде смазывающей добавки «ЭКСТРА-С» и детергента «БЕЛОЧКА» и при 3,0 % об. и 6,0 % об. концентрации смазывающей добавки марки «ЭКСТРА-С» в утяжеленном полимерглинистом буровом растворе плотностью 1750 кг/м³ представлены на рисунке 6.

Из представленных данных видно, что 1,0 % водный раствор смазывающей добавки марки «ЭКСТРА-С» показывает низкие – очень хорошие значения величины $K_{тр} = 0,02$, в то же время 1,0 % раствор детергента марки «БЕЛОЧКА» обеспечивает в 14,5 раза худшие по сравнению с маркой «ЭКСТРА-С» значения равные $K_{тр} = 0,29$ и одновременно приводит к сильному пенообразованию водного раствора.

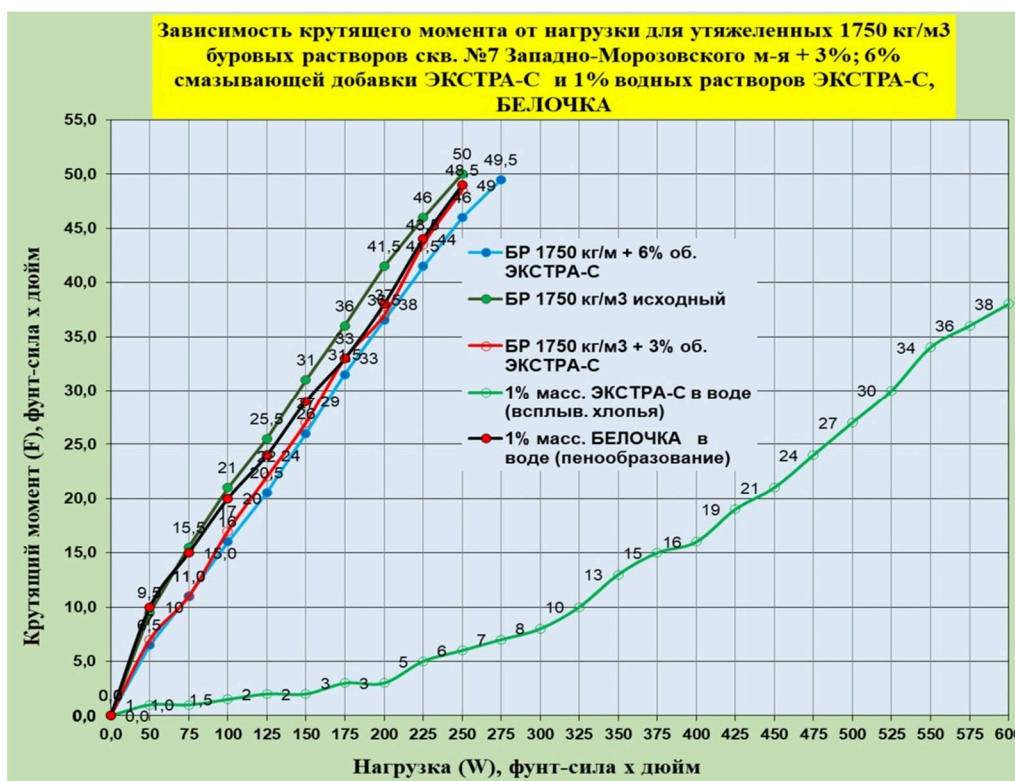


Рисунок 6 – Зависимость крутящего момента (F) от нагрузки прижатия (W) пары «металл-металл» для утяжеленных 1750 кг/м³ буровых растворов скв. № 7 Западно-Морозовского месторождения, содержащих 3–6 % об. смазывающей добавки «ЭКСТРА-С» и 1 %-ных водных растворов смазывающей добавки «ЭКСТРА-С» и детергента «БЕЛОЧКА» на приборе EP / Lubricity Tester

При введении в утяжеленный полимер-глинистый буровой раствора плотностью 1750 кг/м³ скв. № 7 Западно-Морозовского месторождения 3,0 % об. (1,55 % масс.) и 6,0 % об. (3,10 % масс.) смазывающей добавки «ЭКСТРА-С» достигается незначительное снижение $K_{тр} = 0,27$ и $K_{тр} = 0,26$



соответственно по отношению к исходному утяжеленному буровому раствору с $K_{mp} = 0,31$. Дополнительно при испытании в утяжеленном буровом растворе плотностью 2000 кг/м^3 скв. № 7 Западно-Морозовского месторождения установлено, что при введении повышенных концентраций до 6,0 % об. и 8,0 % об. смазывающей добавки «ЭКСТРА-С» были получены улучшенные значения $K_{mp} = 0,215$ и $0,075$ соответственно (см. рис. 7).

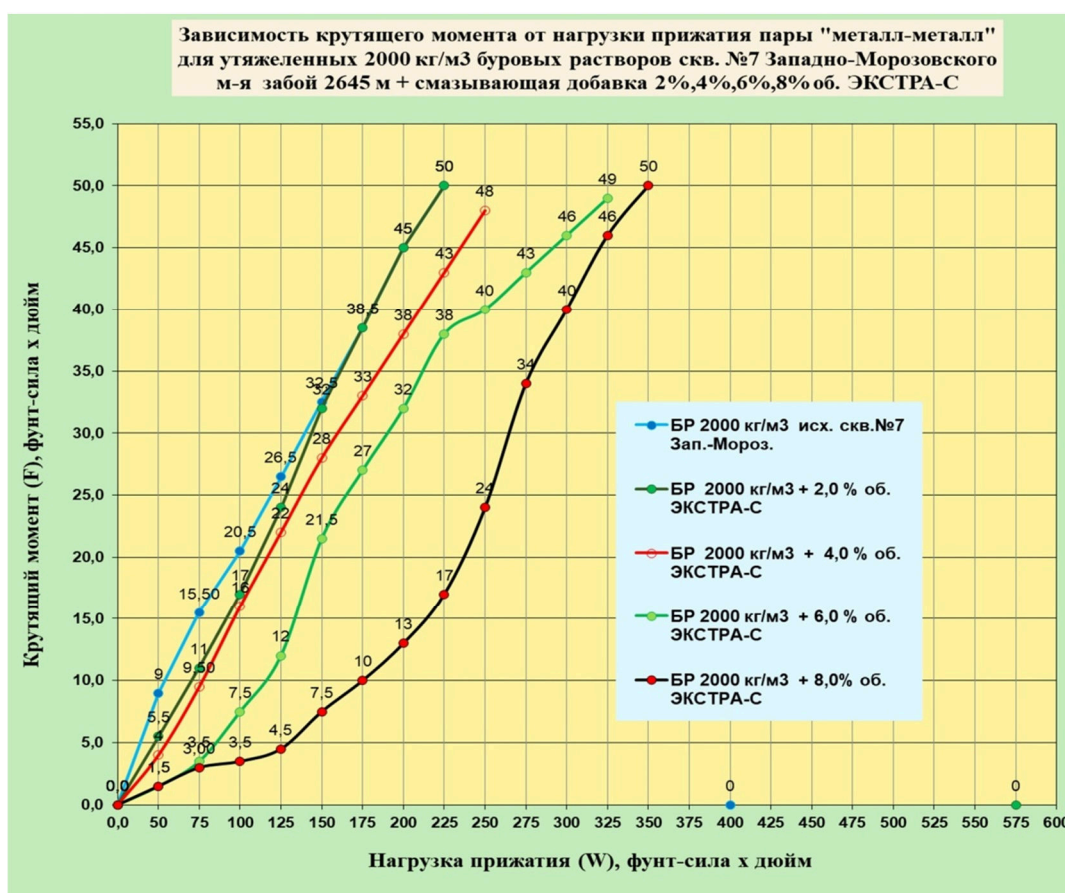


Рисунок 7 – Зависимость крутящего момента (F) от нагрузки прижатия (W) пары «металл-металл» для утяжеленных 2000 кг/м^3 буровых растворов скв. № 7 Западно-Морозовского месторождения, содержащих 2–8 % об. смазывающей добавки «ЭКСТРА-С» на приборе EP / Lubricity Tester

На рисунке 8 приведены результаты по определению смазочных свойств утяжеленных с плотностью 2000 кг/м^3 растворов скв. № 7 Западно-Морозовского месторождения, содержащих 2,0 % об.; 4,0 % об. и 6,0 % об. смазывающей добавки марки «Экстра-С» в сочетании с 4,0 % об. сульфированного асфальта различных марок: «Асфальтекс», «Асфальтекс GL» и «Асфасол». Установлено, что при введении 4,0 % об. любых марок сульфированного битума в утяжеленный РВО наблюдается повышение вязкости – загущение растворов, а снижение величины Ктр буровых растворов происходит только при 6,0 % об. «Экстра-С» в сочетании с 4,0 % об. «Асфасола» при этом достигается $K_{mp} = 0,27$ по сравнению с исходным значением $K_{mp} = 0,325$ для утяжеленного бурового раствора.

Испытание ингибирующих (по отношению к глинам) свойств 3 % водных растворов химреагентов: сульфированный асфальт марки «Асфасол», противосальниковые и гидрофобизирующие добавки «Ингидол ДТ», «Ингидол Sil» и «ГКЖ-11 Н» выполнены по измерению показателя скорости увлажнения Po (см/час) в соответствии с РД «Методика оценки ингибирующих свойств буровых растворов» и представлены в таблице 1.

Установлено, что для рассмотренного ряда ингибиторов глин производства ООО «Химпром» наилучшими показателями по величине $Po = 3,72$ см/час обладает сульфированный асфальт марки «Асфасол», для других ингибиторов и гидрофобизаторов: «Ингидол ДТ», «Ингидол Sil» и «ГКЖ-11 Н» при 3 %-ной концентрации в растворе наблюдается разрушение с потерей массы тестируемых глинистых столбиков. Внешний вид образцов глинистых столбиков после стандартных испытаний для 3 % водных растворов сульфированного асфальта марки «Асфасол», противосальниковых гидрофобизирующих добавок «Ингидол ДТ», «Ингидол Sil» и «ГКЖ-11 Н» в сравнении с 3 % раствором КС1 (контрольный тест) представлен на фото. Сульфированный битум «СУЛЬФАТРОЛ» (фирмы Бейкер Хьюст, США) и ингибирующая композиция «ФК-СПК» (ООО «НПО «Химбурнефть») имели соответственно $Po = 0,12$ см/час и $Po = 0,95$ см/час.

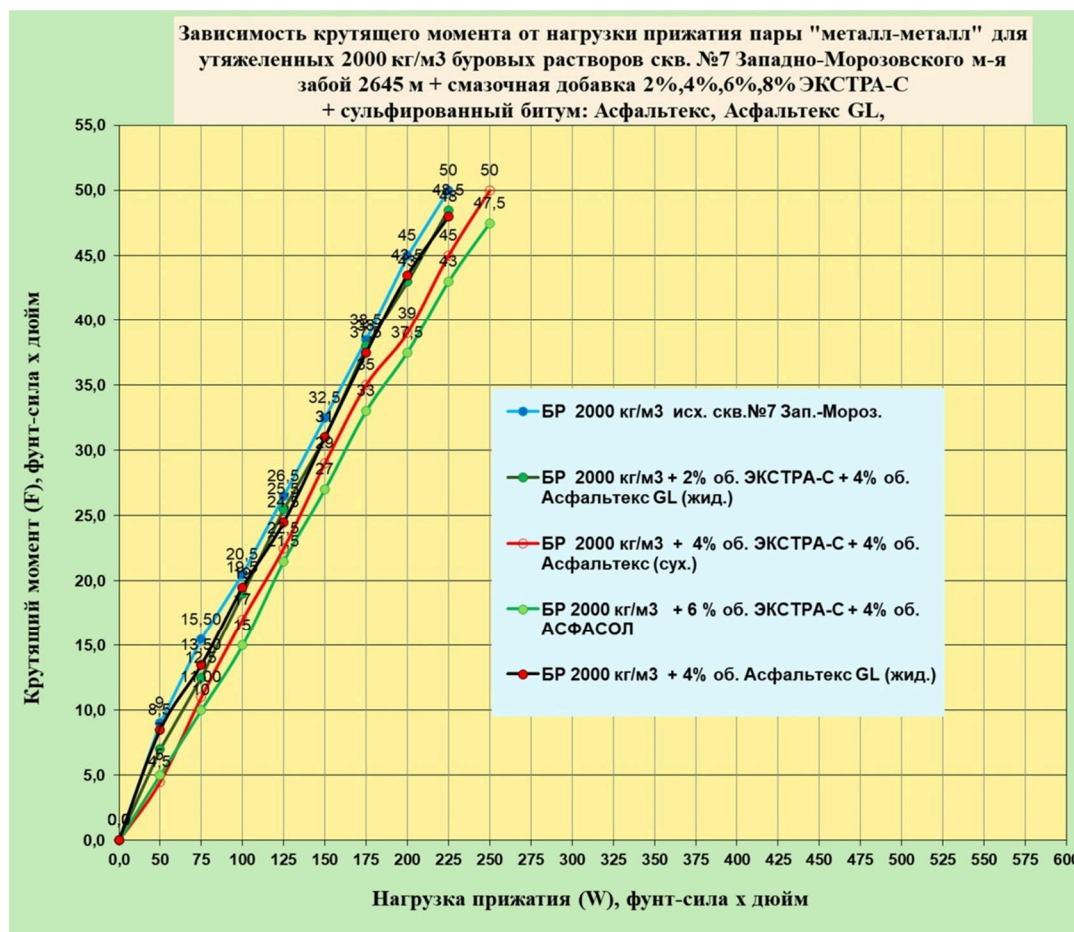


Рисунок 8 – Зависимость крутящего момента (F) от нагрузки прижатия (W) пары «металл-металл» для утяжеленных 2000 кг/м³ буровых растворов скв.№7 Западно-Морозовского месторождения, содержащих 2–6 % об. смазывающей добавки «ЭКСТРА-С» + 4 % об. сульфированных битумов: Асфальтекс, Асфальтекс GL(жид.) и Асфасол на приборе EP / Lubricity Tester

Таблица 1

Дата	Ингибитор глин	По, см/час
05.02.2018	Сульфированный битум 3 % «СУЛЬФАТРОЛ» (США)	0,12
05.02.2018	3 % «Ингидол ДТ»	Образцы разрушились
05.02.2018	3 % «Ингидол SiL»	Образцы разрушились
05.02.2018	3 % «ГКЖ- 11 Н»	Образцы разрушились
05.02.2018	3 % Сульфированный асфальт «Асфасол»	3,72
05.02.2018	3 % «ФК-СПК» (30 %ФК-Н + 70 %ФК-2000)	0,95
05.02.2018	3 % KCl (контрольный тест)	0,74

Проведены испытания ингибирующих свойств по показателю По (см/час) исходного утяжеленного баритом бурового раствора плотностью 1750 кг/м³ скв. № 7 Западно-Морозовского месторождения и утяжеленного бурового раствора, содержащего 4 % об. (2,3 % масс.) смазочной добавки «ФК-СПК» на столбиках эталонных активных глин в соответствии с методикой РД 39-00147001-773-2004 Приложение 8. «Методика оценки ингибирующих свойств буровых растворов». Установлены улучшенные на 15,5 % ингибирующие свойства утяжеленного баритом бурового раствора, содержащего 2,3 % масс. композиции «ФК-СПК», скорость увлажнения которого составляет $По = 1,42$ см/час против величины $По = 1,68$ см/час для исходного утяжеленного бурового раствора скв. № 7 Западно-Морозовского месторождения.

Испытание образцов ингибирующих химреагентов ООО «ПХК «РУССТАЙЛ»: сульфированный асфальт марки «Асфальтекс» (сухой), «Асфальтекс GL» (жидкий) и комплексный реагент ингибитор марки «Амисил» проводили при 3 % концентрации в воде на столбиках эталонных активных глин определением скорости увлажнения $По$ (см/час) также выполнены в соответствии с методикой РД. На диаграмме 1 ингибирующие свойства представлены результаты сравнительных испытаний сульфированного асфальта «Асфасол» (сухой), сульфированного асфальта «Асфальтекс» (сухой), комплексного реагента «Амисил», полимерлигнитного химреагента «ЛИГ-СТАБ» и зарубежных аналогов сульфированного битума (Китай), «СУЛЬФАТРОЛ» («Бейкер Хьюст», США) и KCl (контрольный тест) по скорости увлажнения $По$ (см/час) глинистых эталонных образцов в соответствии с РД 39-00147001-773-2004.



Фото глинистых эталонных столбиков после испытаний по РД 39-00147001-773-2004 ингибирующих свойств 3 %-ных растворов химреагентов сульфированного асфальта «Асфасол», «Ингидол ДТ», «ГКЖ 11 Н», «Ингидол SiI» и KCl

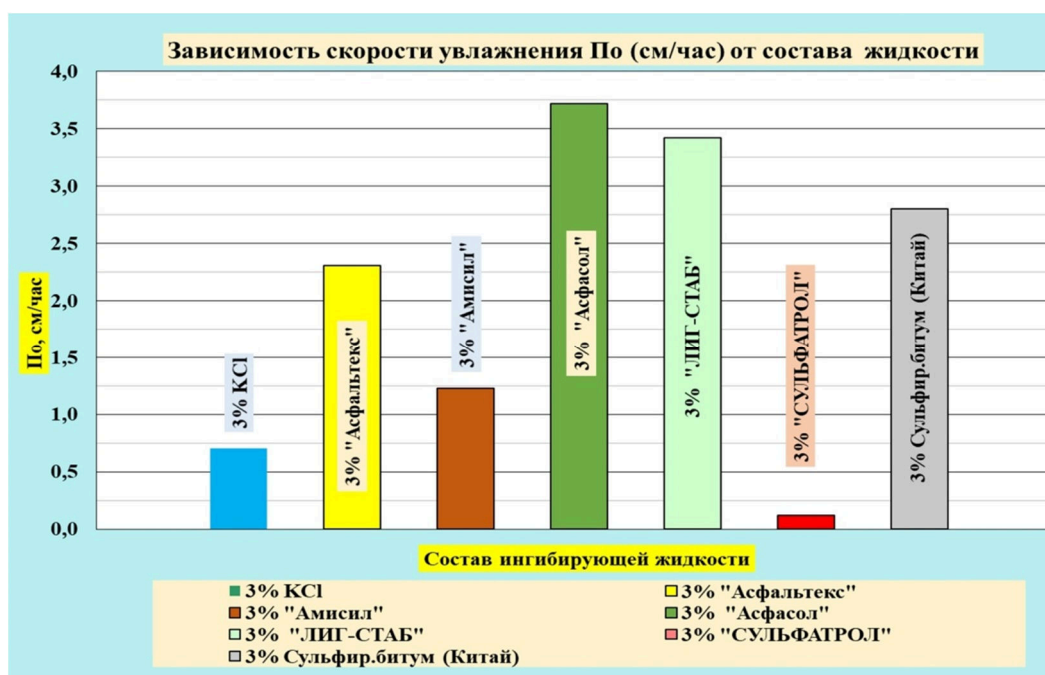


Диаграмма 1 – Влияние 3 % водных растворов сульфированного асфальта «Асфасол» (сухой), сульфированного асфальта «Асфальтекс» (сухой), комплексного реагента «Амисил», химреагента «ЛИГ-СТАБ», зарубежных аналогов сульфированного битума (Китай), «СУЛЬФАТРОЛ» (США) и хлористого калия (KCl, контрольный) на скорость увлажнения P_o (см/час) глинистых эталонных образцов по РД 39-00147001-773-2004 Пр.8. «Методика оценки ингибирующих свойств буровых растворов»

ВЫВОДЫ

1. Промысловый утяжеленный баритом полимер-глинистый буровой раствор плотностью 1750 кг/м^3 скв. № 7 Западно-Морозовского месторождения (забой 2263,8 м) имеет по ГОСТ Р 56946-2016 (ИСО 13500:2008) коэффициент трения пары «металл-металл» на уровне $K_{тр} = 0,32-0,33$. Такие показатели смазочных свойств утяжеленного полимер-глинистого раствора по величине $K_{тр}$ являются предельными и недостаточными для безопасного бурения в сложных горно-геологических условиях Майкопской свиты. По мировому промышленному опыту рекомендуется при бурении горизонтальных скважин с большими отходами коэффициент трения для РВО и РУО пары «металл-металл» по стандарту АНИ на уровне $K_{тр} = 0,18$. В



связи с этим для утяжеленных баритом полимер-глинистых буровых растворов применяемых на Кубани вследствие большого содержания твердой фазы необходимо повышение концентрации смазочных добавок в 1,5–2 раза до уровня дозирования 2–4 % масс. по отношению к массе утяжеленного бурового раствора.

2. Для утяжеленных полимер-глинистых буровых растворов плотностью 1750 кг/м³ установлено, что введение смазочной добавки «Лубриол № 1» от 0,5 % масс. до 5,7 % масс. не обеспечивает существенного влияния на величину $K_{тр}$, которая остается на уровне не ниже $K_{тр} = 0,30$. В идентичных условиях экспериментально установлено, что введение 2,3 % масс. смазочной добавки «ФК-СПК» (70 % ФК-2000 + 30 % ФК-Н) в утяжеленный буровой раствор обеспечивает снижение до уровня $K_{тр} = 0,19$. Кроме того, дополнительно определены улучшенные ингибирующие свойства по показателю Π_0 утяжеленного бурового раствора, содержащего 2,3 % масс. композиции «ФК-СПК». Показатель скорости увлажнения этого раствора составляет $\Pi_0 = 1,42$ см/час против величины $\Pi_0 = 1,68$ см/час для исходного утяжеленного бурового раствора плотностью 1750 кг/см³ скв. № 7 Западно-Морозовского месторождения.

3. Сульфированный битум «Асфасол» в концентрации 4 % об. (2,3 % масс.) в сочетании с различными смазочными добавками обеспечивает снижение крутящего момента до уровня $K_{тр} = 0,25–0,26$, при введении 6 % об. (3 % масс.) и более сульфированного битума «Асфасол» происходит загущение утяжеленного раствора с потерей текучести. Противосальниковая добавка ингибирующего действия марки «Ингидол ДТ» при 3 % об. не показала улучшения $K_{тр}$ утяжеленного бурового раствора.

4. Представленные на испытания ингибиторы глин и гидрофобизаторы марок «Ингидол ДТ», «Ингидол Sil» и «ГКЖ=11Н» при 3 % концентрации в воде не обеспечили ингибирование активных глин в соответствии с методикой РД 39-00147001-773-2004 Приложение 8. «Методика оценки ингибирующих свойств буровых растворов». Тестовые образцы глинистых столбиков в 3 % растворах указанных ингибиторов «Ингидол ДТ», «Ингидол Sil» и «ГКЖ=11Н» частично разрушились и не выдержали испытания. Сульфированный битум «Асфасол» в 3 %-ной концентрации в водном растворе выдержал тестовые испытания с показателем $\Pi_0 = 3,72$ см/час, что указывает на его ингибирующие свойства по отношению к глинам.

5. Результаты сравнительных испытаний 3 %-ных водных концентраций сульфированного асфальта «Асфасол» (сухой), сульфированного асфальта «Асфальтекс» (сухой), комплексного реагента «Амисил» и зарубежных аналогов сульфированного битума (Китай) и «СУЛЬФАТРОЛ» («Бейкер хьюст», США) по показателю скорости увлажнения Π_0 (см/час) в соответствии РД 39-00147001-773-2004 показывают высокий ингибирующий эффект на уровне $\Pi_0 = 0,12$ до 3,27 см/час. Образец сульфированного асфальта марки «Асфальтекс GL» (жид.) не выдержал испытания при 3 %-ной концентрации в водном растворе.

6. Испытания смазывающей добавки «ЭКСТРА-С» показали, что введение в утяжеленные буровые растворы с плотностью 1750 кг/м³ скв. № 7 Западно-Морозовского месторождения до 6 % об. (3,1 % масс.) «ЭКСТРА-С» обеспечивает улучшение смазочных свойств до значений $K_{тр} = 0,215$. В то же время экспериментально установлено, что введение 4 % об. (2 % масс.) смазывающей добавки «ЭКСТРА-С» в утяжеленный буровой раствор плотностью 2000 кг/м³ в сочетании с сульфированным битумом «Асфасол» или «Асфальтекс» в концентрации 4 % об. (2 % масс.) обеспечивает незначительное снижение до уровня $K_{тр} = 0,27–0,29$.

7. Сравнительными испытаниями утяжеленных буровых растворов плотностью 2000 кг/м³ скв. № 7 Западно-Морозовского месторождения установлено, что введение 1 %, 2 %, 3 %, 4 % масс. ингибирующей смазочной добавки «ФК-СПК» применяемой ООО «СПК» при обработки буровых растворов в виде смеси 30 % ФК-Н + 70 % ФК-2000 были получены более хорошие значения по снижению $K_{тр}$ от исходного $K_{тр} = 0,325$ до соответствующих показателей смазочных свойств $K_{тр} = 0,25$; $K_{тр} = 0,20$; $K_{тр} = 0,14$ и $K_{тр} = 0,050$ для утяжеленного бурового раствора.

Литература:

1. Мойса М.Ю., Мойса Н.Ю., Мойса Ю.Н. Смазочные материалы для буровых растворов // Нефтяной сервис. Спецвыпуск журнала «Нефть России». – 2010. – № 1 (7). – С. 42–45.
2. ГОСТ Р 56946-2016 «Нефтяная и газовая промышленность. Материалы буровых растворов. Технические условия и испытания» модифицированному по отношению к международному стандарту ИСО 13500:2008
3. Практическое руководство по промывке и цементированию нефтяных и газовых скважин // А.И. Булатов [и др.]. – Краснодар : Просвещение-Юг, 2015. – 307 с.

References:

1. Moysa M.Yu., Moysa N.Yu., Moysa Yu.N. Lubricants for boring solutions // Oil service. Special issue of the Neft Rossii magazine. – 2010. – № 1 (7). – P. 42–45.
2. GOST P 56946-2016 «Oil and gas industry. Materials of boring solutions. Specifications and tests» modified in relation to the ISO 13500:2008 international standard
3. Practical guidance on washing and cementation of oil and gas wells //A.I. Bulatov [etc.]. – Krasnodar : Education South, 2015. – 307 p.