

УДК 622.248.5

ДОСЛІДЖЕННЯ НОВИХ ЗМАЩУВАЛЬНИХ ДОМІШОК ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ АНТИПРИХОПЛЮВАЛЬНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ ПРОМИВАЛЬНИХ РІДИН

А.Б.Литвінець

НДПІ ВАТ "Укрнафта", 76019, м. Івано-Франківськ, Північний бульвар ім. Пушкіна, 2,
тел. (03422) 776145, e-mail: litvinets1979@mail.ru

Предлагаются смазочные добавки с целью предупреждения и ликвидации прихватов бурового инструмента. Рассмотрены возможности регулирования адсорбционной активности буровых растворов путем включения в состав добавок аминоксодержащих соединений для достижения позитивного синергетического эффекта.

The lubricating impurities are offered with the purpose of warning and liquidation the drilling tool sticking, the possibilities of regulation their adsorption activity by inclusion in composition of amino compound impurities with getting positive synergetic effect are considered.

Одним з ключових чинників, які впливають на успішність та ефективність буріння свердловин, є тип і якість бурового розчину. Буровий розчин та режим промивання повинні забезпечувати: стійкість стінок свердловини, винос шламу, попередження прихоплень бурового інструменту, зниження сил тертя, максимальне збереження колекторських властивостей привибійної зони пласта. Для збереження необхідних технологічних властивостей до бурового розчину необхідно ще додавати ряд реагентів, в тому числі і змащувальні домішки.

Важливість використання змащувальних домішок полягає у зменшенні тертя за рахунок адсорбційного шару на поверхні розділу фаз. Відомо, що змащувальні властивості мають бурові розчини, оброблені поверхнево-активними речовинами (ПАР). Застосування змащувальних домішок сприяє підвищенню проходки на долото і механічної швидкості буріння [1]. Змащувальні домішки знижують також тертя між буровими трубами і стінками свердловини.

Традиційними змащувальними домішками є нафта, графіт і СМАД [2]. Разом з тим, широкого застосування починають набувати змащувальні домішки нового покоління, такі як оливорозчинні неіоногенні ПАР, розчинені у вуглеводнях [3]. Широко застосовуються як змащувальні домішки моноетаноламіді синтетичних жирних кислот, розчинені у моторних мастилах [4], змащувальні композиції для бурових розчинів на водній основі [5], змащувальні домішки типу Лубри-М [6], ФК-2000 [6], ДСБ-4ТТП [7], СОНБУР-1103 [8].

В НДПІ ВАТ "Укрнафта" досліджуються різноманітні змащувальні домішки до бурових розчинів. Розглядаються можливості використання змащувальних домішок для різних типів бурових розчинів з метою попередження прихоплень, а також як компоненту при установці ванн при ліквідації прихоплень внаслідок перепаду тиску.

При визначенні коефіцієнта потенційного прихоплення враховують як статичний коефіцієнт

тертя глинистої кірки (об'ємний коефіцієнт прихоплення на одиницю площі глинистої кірки), так і товщину глинистої кірки, яка спричиняє виникнення прихоплення бурового інструменту. Буровий розчин з невеликою товщиною глинистої кірки (від 0,5 до 1,0 мм) більш безпечний щодо можливості виникнення прихоплення, ніж буровий розчин з великою товщиною глинистої кірки (більше 3 мм). Суттєве значення мають також компонентний склад та структурні характеристики фільтруючих кірок. Для оцінювання протиприхватних властивостей розчину визначають коефіцієнт потенційного прихоплення.

Для визначення змащувальної здатності бурового розчину використовують прилад Sticking Tester OFI (США) [9], принцип роботи якого базується на вимірюванні коефіцієнта тертя між обертовим тест-кільцем і нерухомим тест-блоком, що занурені в буровий розчин.

В лабораторних умовах порівнювали ефективність антиприхоплювальної дії аміновміщуючих змащувальних домішок шляхом визначення коефіцієнта потенційного прихоплення.

З метою оцінювання ступеня впливу змащувальних домішок досліджувались СМАД, асфасол, сульфований асфальт, солтекс, СБР, Лабрикол СЗД, ДЗ-10, натрієве мило СЖК. Встановлено, що після додавання змащувальних домішок коефіцієнт потенційного прихоплення бурового розчину знижувався (табл. 1).

Дослідження засвідчили ефективність змащувальних домішок в зниженні коефіцієнта потенційного прихоплення бурового розчину.

Встановлено, що з усіх застосованих змащувальних домішок найбільш ефективним є домішок СБР. Крім того, оптимальним є вміст 2% СБР (табл. 2).

Змащувальний домішок СБР також ефективно знижує коефіцієнт тертя кірки (КТК). Результати досліджень наведено в табл. 3.

Як видно з таблиці 3 (аналізи 1-4), у випадку обробки прісної бентонітової суспензії оптимальне додавання реагенту СБР становить 2% і дає змогу при цьому досягти зменшення

Таблиця 1 – Результати досліджень змащувальних домішок до бурового розчину

Тип змащувальної домішки	Коефіцієнт потенційного прихоплення
Вихідний буровий розчин	8,9
№ 1 + 2% СМАД	4,9
№ 1 + 2% асфасолу	8,2
№ 1 + 2% сульфованого асфальту № 1	8,4
№ 1 + 2% сульфованого асфальту № 2	7,4
№ 1 + 2% сульфованого асфальту № 3	8,1
№ 1 + 2% солтексу	6,9
№ 1 + 2% СБР	4,2
№ 1 + 2% ДЗ-10	4,5
№ 1 + 2% натрієвого мила СЖК	4,4

Таблиця 2 – Результати досліджень з визначення оптимального вмісту змащувальної домішки СБР

Тип змащувальної домішки	Коефіцієнт потенційного прихоплення
Буровий розчин + 1% СБР	7,9
Буровий розчин + 2% СБР	4,2
Буровий розчин + 4% СБР	4,6
Буровий розчин + 6% СБР	5,1

Таблиця 3 – Результати дослідження змащувальної домішки СБР

№ аналізу	Досліджувана рідина	Фільтрація, см ³ /30 хв	Кірка, мм	КТК
1	Бентонітова суспензія 10% концентрації	12	2	0,37
2	№ 1 + 2% СБР	10	2	0,19
3	№ 1 + 4% СБР	11	3	0,33
4	№ 1 + 6% СБР	9,5	3	0,23
5	Бентонітова суспензія 5% концентрації + 10% NaCl	> 30	6	> 0,3
6	№ 5 + 2% СБР	-	3	0,18
7	Буровий розчин з свердловини 5-Верхньо-Масловецька	9	2	> межі заміру
8	№ 7 + 2% СБР	9	2,5	0,14
9	№ 7 + 4% СБР	9,5	3	0,29
10	Буровий розчин з свердловини 143-Анастасівська	7	2	0,3
11	№ 10 + 2% СБР	5,3	1	0,036
12	№ 10 + 4% СБР	5,3	плівка	0,054
13	№ 10 + 6% СБР	4,8	плівка	0,15
14	Буровий розчин з свердловини 141-Бугруватівська	8,5	1,5	0,06
15	№ 14 + 2% СБР	7	1	0,07
16	№ 14 + 4% СБР	7	1	0,06

значень коефіцієнта тертя кірки вдвічі (від 0,37 до 0,19). Збільшення домішки до 4% сприяло незначному зменшенню водовіддачі, однак практично не впливало на зниження КТК.

У випадку обробки засоленої бентонітової суспензії додавання СБР становить 2% і дозволяє зменшити КТК від 0,3 до 0,18 (табл. 3, аналізи 5-6).

Під час оброблення бурових розчинів залежно від їх складу та вихідних характеристик оптимальною може бути концентрація реагенту від 2% до 4% (табл. 3, аналізи 8-16).

Дослідження впливу змащувальної домішки Лабрикол СЗД на зміну параметрів глинистих суспензій та бурових розчинів засвідчили, що крім покращання властивостей фільтраційних кірок, спостерігається її позитивна дія на

зміну структурно-реологічних та фільтраційних характеристик. Під час додавання до прісної або слабомінералізованої (5% NaCl) бентоніто-

чинів і їх впровадження під час буріння // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2005. – № 1. – С. 12-16.

Таблиця 4 – Результати дослідження дії змащувальної домішки Лабрикол СЗД при додаванні на технологічні властивості промивальних рідин

Досліджувана рідина	Показники властивостей					
	умовна в'язкість, с	пластична в'язкість, мПа·с	динамічне напруження зсуву, дПа	фільтрація, см ³ /30 хв	товщина кірки, мм	КЗК
Глиниста суспензія + 3% КССБ + 0,15% КМЦ	24	18	64	14	0,5	0,34
№ 1 + 1% Лабрикол СЗД	44	19,5	96	12	”плівка”	0,16
№ 1 + 3% Лабрикол СЗД	90	29	103	11,5	”плівка”	0,16
№ 1 + 5% Лабрикол СЗД	180	23	175	9	”плівка”	0,12
№ 4 + 20% нафти	196	22	264	8	”плівка”	0,068
Буровий розчин (ρ=1280 кг/м ³ , S _ф =7,8%)	68	12,5	36,7	9	”плівка”	0,128
№ 6 + 2% Лабрикол СЗД	88	19,7	42,7	7,5	”плівка”	0,038
№ 1 + 2% сріблястого графіту	26	18,6	55	14	”плівка”	0,25
№ 1 + 1% СМАД	48	20	84	13	”плівка”	0,25
№ 1 + 10% нафти	28	18	62	14,5	”плівка”	0,25

вої суспензії Лабриколу СЗД в кількості 2% спостерігається ущільнення кірки, зниження коефіцієнта зсуву кірки (КЗК) на 30-40% (табл. 4).

Висновки

Змащувальні домішки СБР та Лабрикол СЗД сумісні з реагентами, що застосовуються для стабілізації бурових розчинів, зокрема ССБ, КССБ, КМЦ, ПАЦ, ОЕЦ, ГПАА, гіпаном, КР та іншими.

Змащувальний домішок Лабрикол СЗД технологічно ефективний у застосуванні, тобто диспергується та самоемільгується в бурових розчинах на водній основі. Оптимальний вміст його становить 2-3% (для покращання змащувальних властивостей) і 2-5% (для покращання фільтраційних характеристик, підвищення стабільності за структурно-реологічними показниками).

Проведено дослідження протиприхоплювальної дії змащувального домішку СБР на контакт ”метал-глиниста кірка” з використанням приладу Sticking Tester OFI. Встановлено, що за значенням коефіцієнта потенційного прихоплення оптимальним є вміст 2% СБР.

Література

1. Булатов А.И., Пеньков А.И., Проселков Ю.М. Справочник по промывке скважин. – М.: Недра, 1984. – 318 с.
2. Рязанов Я.А. Справочник по буровым растворам. – М.: Недра, 1979. – 215 с.
3. Жуган О.А. Розробка, дослідження властивостей, промислове виробництво нових поліфункціональних реагентів для бурових роз-

4. Пат. RU № 2002135866 А, 4 МПК С 23 F 11/00, С 23 F 11/14. Способ получения ингибитора коррозии ”Синкор-2”/ Бисембаев С.Т., Свергузин Р.Р., Казмалы И.К. и др. – Заявл. 04.02.1994; Опубл. 27.06.2004.

5. Пат. SU № 1829382 С1, 7 МПК С 09 К 7/02. Смазочная композиция для бурового раствора / Абрахманов Р.Г., Андресон Б.А., Умутбаев В.Н. и др. – Заявл. 09.01.1990; Опубл. 10.12.1999.

6. Пеньков А.И. Повышение эффективности действия смазочных добавок для буровых растворов // Нефтяное хозяйство. – 2000. – № 5. – С.33-35.

7. Мойса Ю.Н. Эффективность смазочных и поверхностно-активных свойств отечественных и зарубежных смазочных добавок // Нефтяное хозяйство. – 1999. – № 7. – С.12-15.

8. Махоро В.А., Каменщиков Ф.А. Многофункциональная добавка для буровых растворов // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 6. – С.72-73.

9. Бармотин К.С., Фролова Н.В., Мойса Ю.Н. Повышение противприхватных свойств смазочной добавки ”Лубри-М” // Основные принципы выбора технологии, технических средств и материалов при строительстве и ремонте скважин. – Краснодар: ОАО НПО «Бурение», 2004. – Вып. 7. – С. 67-72.