УДК 622.24.06+616-093

ДОСВІД ВИКОРИСТАННЯ ГУМАТНО-КАЛІЄВИХ РЕАГЕНТІВ ЛІГНОКСИН ТА ПОЛІГУМ К-1 ДЛЯ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ СТІЙКОСТІ СТОВБУРА СВЕРДЛОВИН

[1]Є.Р.Мрозек, [2]А.М.Андрусяк, [2]С.А.Гурський, [2]М.Я.Магун, [2]Р.В.Зіньков

[1] ВАТ "Укрнафта", 04053, м. Київ, Нестерівський провулок, 3/5, тел. (044) 2725835,

[2] НДПІ ВАТ "Укрнафта", 76019, м. Івано-Франківськ, Північний бульвар ім. Пушкіна, 2, тел. (0342) 776145, e-mail: zabilska@ndpi.ukrnafta.com

Разработанные рецептуры растворов (гуматно-калиевый на основе реагента Лигноксин и полимер-калиевый с реагентом Полигум К-1) позволяют поддерживать оптимальные фильтрационнные, реологические показатели промывочной жидкости. Их высокие ингибирующие свойства способствуют предупреждению осложнений ствола скважины в процессе бурения в неустойчивых горных породах. Применение реагентов Лигноксина и Полигума К-1 на скважинах Микуличинского, Пасичнянского, Южно-Гвиздецкого, Анастасиевского, Перекопивского, Бугруватовского, Сахалинского месторождений позволило избежать осложнений ствола скважин, еффективно регулировать параметры бурового раствора, способствовало повышению технико-экономических показателей бурения скважин.

Developed formulae of drilling muds (humate potassium one on the basis of Lignoksin reagent and polymer potassium one with Polygum K-1) allow to maintain optimal filtration and rheological indicators of drilling fluid. Their high inhibition qualities facilitate forestalling of borehole complications in the process of drilling in unstable rocks. Use of reagents Lignoksine and Polygum K-1 at wells of Mykulychyn, Pasichna, Pivdennyi Gvizd, Anastasiyivka, Perekopiv, Bugruvativ, Sakhalin fields allowed to avoid complications of well borehole, to regulate parameters of drilling mud efficiently. It also facilitated raise of technical economic indicators of well drilling.

Буріння нафтогазових свердловин на родовищах України (особливо на більшості площ Прикарпаття) здійснюється в складних гірничо-геологічних умовах, обумовлених наявністю в розрізі тектонічних порушень, великих кутів залягання гірських порід, чергуванням їх за міцністю, наявністю зон АВПТ, хемогенними пластичними відкладами тощо. За таких умов часто спостерігаються порушення цілісності стінок свердловини.

Природний генезис глинистих порід зумовлює їх схильність до набрякання внаслідок контакту з буровим розчином, що, в свою чергу, одночасно з пластичними деформаціями може викликати різні ускладнення: утворення сальників, осипання порід, прихоплення бурильної колони, дестабілізацію фільтраційних і структурно-реологічних властивостей бурового розчину.

Для забезпечення успішного буріння свердловин широко застосовують інгібовані промивальні рідини, правильний вибір яких з урахуванням фізико-мінералогічного складу розбурюваних порід запобігає або зводить до мінімуму порушення стійкості стінок стовбура свердловини.

Розбурювання родовищ Прикарпаття та Дніпровсько-Донецької западини вимагають постійного удосконалення хімічних обробок у напрямку регулювання структурно-реологічних, фільтраційних та підсилення інгібуючих властивостей бурових розчинів.

Підвищення інгібуючих властивостей бурових розчинів досягають шляхом застосування іонних інгібіторів гідратації (солей-електролітів, катіонних поверхнево-активних речовин), полімерів, органоколоїдів тощо. Механізм дії інгібіторів гідратації пов´язують з процесами іонного обміну, адсорбції, дегідратації.

До перспективних напрямків підсилення інгібуючих властивостей бурових розчинів слід віднести використання гуматно-калієвих реагентів (Лігноксин, Полігум К-1) виробництва ТзОВ "Автотехпром", виготовлених згідно з ТУ У 24.6-24709453-003-2002 та ТУ У 26.8-24709453-002-2001.

Гуматно-калієвий реагент Лігноксин є продуктом взаємодії подрібненого бурого вугілля з гідроксидом калію і призначений для інгібування, розрідження та стабілізації бурових розчинів. Реагент випускають у вигляді порошку темно-бурого кольору, добре розчинного у воді. Його огранолептичні та фізико-хімічні показники повинні відповідати показникам, зазначеним у таблиці 1.

В таблиці 2 наведено порівняльну оцінку ефективності дії гуматно-калієвого реагенту Лігноксин з гуматно-натрієвим вуглелужним реагентом (ВЛР).

Лігноксин забезпечує додаткове поступання у буровий розчин іонів калію, що дає можливість знизити витрати хлориду калію для досягнення інгібуючого ефекту (табл. 2, п. 2) оптимізувати рецептури регулювання структурно-реологічних показників гуматно-калієвих бурових розчинів.

Інгібуючу здатність реагенту досліджено на приладі Жигача-Ярова за стандартною методикою [1]. Результати з визначення ступеня набрякання бентонітового глинопорошку в роз-

Таблиця 1 – Фізико-хімічні показники реагенту Лігноксину

№ з/п	Найменування показника	Норма
1	Зовнішній вигляд	Порошок від сірого до темно-бурового кольору
2	Клас крупності, мм	3,0
3	Показник фільтрації 10 % водної суспензії, $см^3$, не більше	6
4	Масова частка загальної вологи, %, не більше	28
5	Масова частка їдкого калію, %	22±2
6	Масова частка гумату калію (в перерахунку на суху речовину), %, не менше	30
7	Розчинність, не менше, %	42

Таблиця 2 – Оцінка впливу Лігноксину і ВЛР на зміну параметрів бентонітової суспензії

№ з/п	Глиниста суспензія і добавки до неї	ρ, $кг/м^3$	Т, с	В, за 30 хв, $см^3$	К, мм	КТК	СНЗ за 1/10 хв, дПа	pH	$К_ф$, %	$К^+$, %
1	Глиниста суспензія 10% концентрації	1040	48	15	2,5	0,12	107/134	10,2	7,1	-
2	№ 1 + 3% Лігноксину	1040	24	6,5	1,0	0,07	19/88	10,3	-	0,6
3	№ 1 + 3% ВЛР	1040	24	8,5	1,0	0,21	3/5	10,2	-	-

чинах реагентів 1% концентрації Лігноксину, а також матеріалів КССБ-2М, ФХЛС, ВЛР наведено в таблиці 3.

Як бачимо з наведених результатів коефіцієнт набухання бентонітового глинопорошку в розчині Лігноксину 1% концентрації має найменше значення і становить 1,72.

Доведено ефективність застосування Лігноксину в комбінації зі змащувальною домішкою СБР (табл. 4, п. 2) та солями-інгібіторами KCl і $CaCl_2$ (табл. 4, п 2). Зауважимо, що в першому випадку така комбінація призводить до ефективного покращання фільтраційних та змащувальних показників; в другому – до посилення інгібуючої дії (вміст колоїдної фази зменшується у двічі – з 5,2% до 2,32%). При обробці лігносульфонатного бурового розчину реагентом Лігноксин відзначено позитивний ефект сумісної дії реагентів КССБ і Лігноксин (табл. 4, пп 5, 6).

Впродовж 2004-2007 р.р. гуматно-калієвий розчин на основі реагенту Лігноксин використовували на родовищах Прикарпаття (свердловини 33, 25, 7, 9 Микуличинські, 909, 912- Пасічнянські, 1-Любіжнянська, 47-В.Луквинська, 34-Лопушнянська) під час розбурювання бистрицьких, вигодсько-пасічнянських, манявських, ямненських відкладів та родовищах Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) на свердловинах 143-Анастасієвська, 34-Перекопівська, 334, 501-Бугруватівські, 70-Сахалінська, 116-Червонозаводська. Його використання дало змогу ефективно регулювати структурно-реологічні та фільтраційні характеристики бурового розчину, забезпечити стійкість стовбура свердловин. Результати застосування Лігноксину для оброблення промивальної рідини на свердловинах 912-Пасічнянській, 9-Микуличинській, 47-Верхньо-Луквинській наведено в таблиці 5.

Таблиця 3 – Коефіцієнти набрякання глинопорошку у середовищі розчинів досліджуваних реагентів

№ з/п	Склад дисперсійного середовища	Коефіцієнт набухання глинопорошку
1	Розчин Лігноксину 1%	1,72
2	Розчин КССБ-2М 1%	3,66
3	Розчин ФХЛС 1%	4,38
4	Розчин ВЛР 1%	4,99

Як видно з результатів, у процесі буріння промивальні рідини мали задовільні структурно-реологічні та фільтраційні параметри. Їх корегували, головним чином, обробками реагенту Лігноксин 10% концентрації та змащувальною домішкою.

Разом із цим звернено увагу на виникнення певних труднощів під час переведення із гуматно-калієвого на соленасичений тип розчину (на свердловинах Микуличинського родовища) та на лігносульфонатно-калієвий (на свердловинах Пасічнянського родовища) перед розкриттям солевмісних воротищенських відкладів. У процесі оброблення гуматно-калієвого бурового розчину лужним розчином лігносульфонатного реагенту спостерігалось інтенсивне структурування (підвищення показників умовної в'язкості, статичного напруження зсуву). Відомо, що у разі переведення слабкомінералізованих бурових розчинів на основі гуматних реагентів на мінералізовані рекомендують проводити їх інтенсивне очищення та розрідження. Наявність тільки першого ступеня очищення не дає можливості досягти зменшення вмісту глинистої та колоїдної фаз бурового розчину. Тому

Таблиця 4 – Результати обробки бурових розчинів з використанням Лігноксину

№ з/п	Склад розчину	ρ, кг/м^3	Т, с	В, за 30 хв, см^3	К, мм	КТК	СНЗ 1/10хв, дПа	pH	$К_ф$, %	$К^+$, %
1	Глин. суспензія 10% конц. + 3% Лігноксину	1040	24	6,5	1,0	0,07	19/88	10,3	5,2	0,6
2	№ 1 + 1% СБР	1040	28	3,5	0,5	0,05	38/96	9,81	5,2	0,6
3	№ 1 + 3% KCl	1060	22	9,5	2	0,19	15/63	9,50	4,55	2,8
4	№ 1 + 3% KCl + 0,1% $CaCl_2$	1060	24	10,5	3	0,21	29/31	9,19	2,32	2,8
5	Лігносульфонатний буровий розчин (св.1–Вигода-Витвицька)	1470	“капає”	9	2,5	0,20	>300	8,57	4,47	-
6	№ 5 + 5% Лігноксину 10% конц.	1460	100	6,5	2	0,12	90/130	8,71	3,2	-

Таблиця 5 – Результати контрольних аналізів бурових розчинів, оброблених Лігноксином

№ з/п	Назва показників	912-Пасічнянська				9-Микуличинська				47-Верхньо-Луквинська			
		Проектні	Проба 1	Проба 2	Проба 3	Проектні	Проба 1	Проба 2	Проба 3	Проектні	Проба 1	Проба 2	Проба 3
1	Густина, кг/м^3	1200	1190	1210	1200	1240	1250	1280	1270	1360	1340	1350	1370
2	Умовна в’язкість, с	40-80	76	82	80	40-50	140	100	80	30-60	66	62	68
3	Фільтрація за 30 хв, см^3	6-8	5,0	6,0	4,0	8-10	4,0	6,0	9,0	8-10	7,5	4,0	4,5
4	Товщина кірки, мм	1,5	0,5	1,0	0,5	1,5	1,0	1,0	1,5	1,0	1,0	1,0	1,0
5	Коефіцієнт тертя кірки	-	0,07	0,07	0,12	-	0,17	0,07	0,14	-	0,08	0,12	0,11
6	СНЗ за 1хв/10хв, дПа	25/40	27/42	11/49	28/50	40/60	44/70	48/72	50/74	40/60	40/50	-	39/48
7	РН	8,0	13,2	9,6	9,1	8,0	10,35	10,35	9,87	8,0,0	12,42	11,47	9,32
8	Тверда фаза, %	12,5	14,0	10,0	16,0	15,0	14,5	13,0	16,0	16,5	12,0	13,0	16,0
9	Колоїдна фаза, %	2,5	2,9	1,9	1,9	2,6	2,6	2,4	2,6	2,6	1,81	2,3	2,6

необхідним є додаткове використання центрифуги.

За результатами лабораторних і промислових випробовувань запропоновано здійснювати переведення розчину з одного типу на інший за схемою:

- за 50-100 м до початку розкриття воротищенських відкладів припинити оброблення гуматно-калієвим реагентом Лігноксин і перейти на оброблення розчином КМЦ фін-фікс НС 0,5% концентрації або КССБ 5% концентрації;
- досягти зменшення вмісту глинистої та колоїдної фази бурових розчинів шляхом розбавлення;
- довести вміст вуглеводневої фази до 10-12%;
- підтримувати показник pH на рівні 9-10.

Досвід спорудження свердловин вказує на можливість використання гуматно-калієвого реагента Полігум К-1 для регулювання показників структурно-реологічних і фільтраційних властивостей та підсилення інгібуючих властивостей бурових розчинів і на родовищах ДДЗ.

Реагент Полігум К-1 є сумішшю вуглелужних реагентів та сополімерів целюлози. Основне його призначення – зниження показника фільтрації глинистих бурових розчинів, регулювання структурно-реологічних показників та підвищення стійкості стінок свердловини. Слугуючи додатковим джерелом іонів калію, реагент забезпечує підвищені інгібуючі властивості бурового розчину.

Реагент Полігум К-1 випробувано під час спорудження свердловин на родовищах Дніпровсько-Донецької западини ВАТ „Укрнафта” (свердловини 121-Анастасієвська, 512, 513-Бугруватівські, 53, 54, 56-Кибінцівські, 204-Червонозаводська). Застосування Полігуму К-1

Таблиця 6 – Параметри бурового розчину до і після проведення оброблення реагентом Полігум К-1 на свердловинах

Параметри бурового розчину	121-Анастасієвська		512-Бугруватівська		513-Бугруватівська	
	до застосування реагенту Полігум К-1	після первинного оброблення реагентом Полігум К-1	до застосування реагенту Полігум К-1	після первинного оброблення реагентом Полігум К-1	до застосування реагенту Полігум К-1	після первинного оброблення реагентом Полігум К-1
Густина, кг/м^3	1210	1180	1190	1180	1240	1230
Умовна в'язкість, с	45	35	220	40-50	„капає"	110
Фільтрація, см^3/30хв	6	4,5	9	5,5	6	4
Статична напруга зсуву за 1хв/10 хв, дПа	36/80	18/53	126/180	45/93	>300	124/160
Товщина фільтраційної кірки, мм	1,0	1,0	1,5	„плівка"	1,5	1,5
Коефіцієнт тертя кірки	0,14	0,13	0,20	0,17	0,17	0,15
Водневий показник pH	8,02	8,60	10,4	10,47	8,02	8,23
Вміст іонів кальцію/магнію, мг/л	200/0	200/0	400,8/0	400,8/0	800/0	800/0
Мінералізація бурового розчину, %	0,10	0,10	0,96	0,90	1,70	0,42
Вміст колоїдної фази, %	6,90	4,0	6,45	4,30	6,02	3,44

забезпечило достатньо високі інгібуючі властивості бурового розчину, стійкість стовбура свердловин, ефективне регулювання структурно-реологічних та фільтраційних параметрів промивальної рідини. Результати застосування Полігуму К-1 для оброблення бурових розчинів на свердловинах 512-Бугруватівській, 513-Бугруватівській, 121-Анастасієвській наведено в таблиці 6.

Як видно з результатів застосування, бурові розчини, оброблені Полігумом К-1, в процесі поглиблення свердловин мали задовільні параметри. Оптимальними були домішки реагенту Полігум К-1 для проведення первинних обробок в кількості 0,3-0,5% в перерахунку на суху речовину. Додавання реагенту здійснювали у виді розчинів 5-20% концентрації. Наступні оброблення бурового розчину для підтримання його технологічних параметрів здійснювали додатковим введенням Полігуму К-1 розчином 5-10% концентрації.

Прикладом ефективного використання реагенту є свердловина 204-Червонозаводська, буріння якої під експлуатаційну колону проводили в серпухівському та візейському ярусах нижнього карбону, представлених аргілітами з прошарками алевролітів, ангідритів, пісковиків та вапняків, схильних до каверноутворення. Буріння інтервалу від 3890 м до 5400 м здійснювали з використанням реагенту Полігум К-1.

Рисунок 1 відображає зміну характеристик бурового розчину, обробленого Полігумом К-1 (водовіддачі, умовної в'язкості, статичної напруги зсуву (СНЗ), показника pH, вмісту колоїдної фази, вмісту хлористого калію), в процесі поглиблення свердловини.

Регулювання параметрів бурового розчину здійснювали водним розчином реагенту Полігум К-1 концентрації від 5 % до 10 %. Про високі інгібуючі властивості свідчив невеликий вміст колоїдної фази, який підтримували на рівні 2 % (рис. 1, б), та вміст хлористого калію, який коливався від 3 % до 5 % (рис. 1, г). Поглиблення свердловини 204-Червонозаводської під експлуатаційну колону здійснено без ускладнень з підтриманням передбачених геолого-технічним нарядом структурно-реологічних та фільтраційних показників. Максимальні відхилення від фактичного діаметра свердловини складали 6-8 см.

Досвід використання Полігуму К-1 на свердловинах ВАТ "Укрнафта" протягом 2004-2007 рр. засвідчив, що цей реагент є ефективним регулятором структурно-реологічних, фільтраційних та інгібуючих властивостей бурового розчину. Реагент Полігум К-1 сумісний з більшістю хімреагентів, що застосовуються в процесі оброблення бурових розчинів, зокрема, з карбоксиметилцелюлозою, лігносульфонатами, поліакрилатами та крохмалями. Комбіноване використання цих реагентів забезпечує підвищення ефективності буріння свердловин.

Висновки

1 Застосування реагентів Лігноксин та Полігум К-1 для оброблення бурових розчинів забезпечує високу ефективність регулювання технологічних характеристик у процесі розкриття крейдяних, юрських, тріасових відкладів інгібування гірських порід на родовищах Дніпровсько-Донецької западини та менілітових, бистрицьких, вигодських, манявських та стрийських відкладів родовищ Прикарпаття.

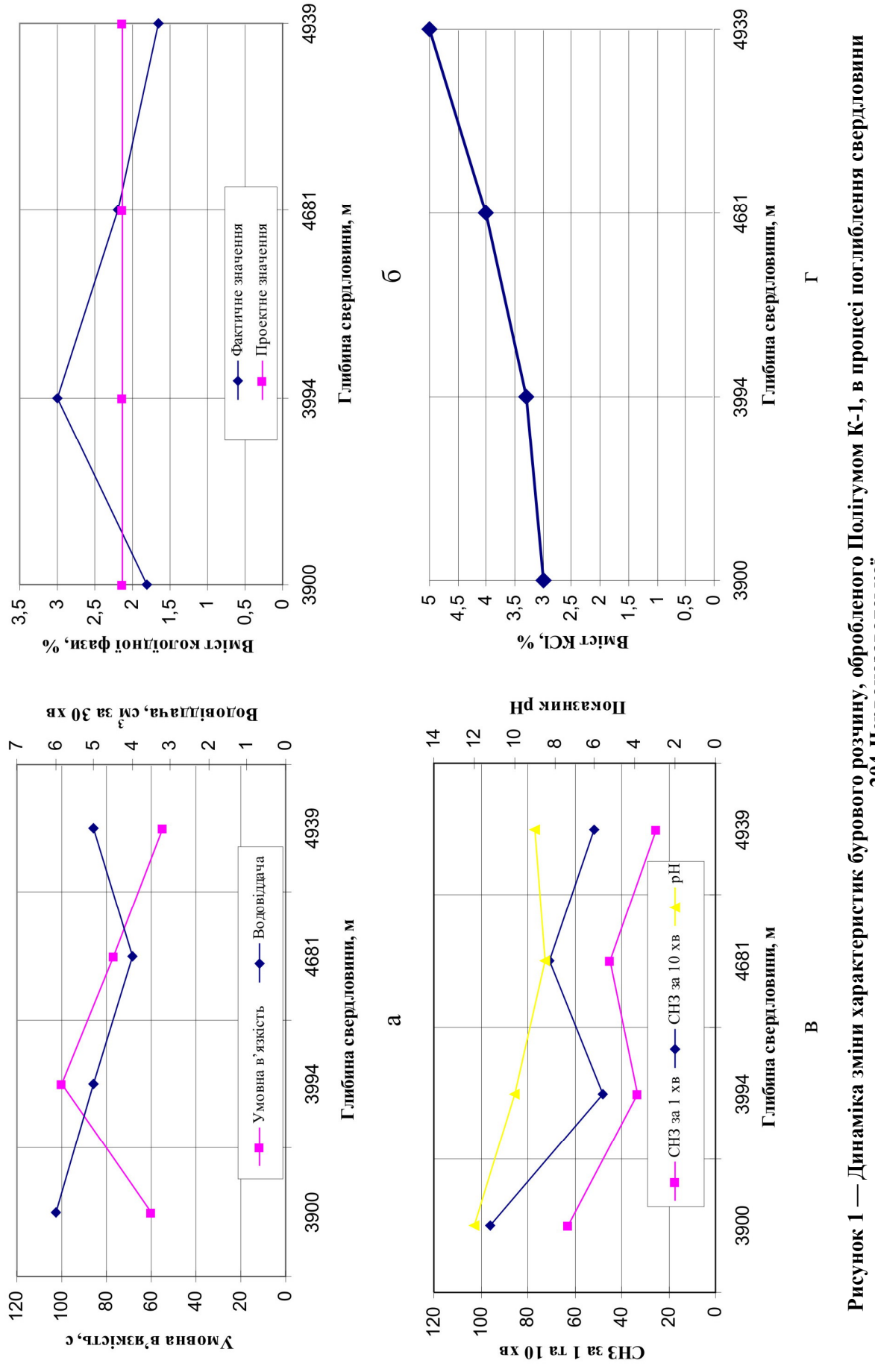

Рисунок 1 — Динаміка зміни характеристик бурового розчину, обробленого Полігумом К-1, в процесі поглиблення свердловини 204-Червонозаводської

2 Під час переведення слабкомінералізованих бурових розчинів на основі гуматних реагентів на мінералізовані на родовищах Прикарпаття звернено увагу на необхідність регулювання вмісту їх твердої, глинистої та колоїдної фаз.

3 Досвід застосування вказаних реагентів може бути поширений під час спорудження нафтових та газових свердловин на інших родовищах України.

Література

1 Городнов В.Д. Физико-химические методы предупреждения осложнений в бурении. – М.: Недра, 1977. – 274 с.

2 Иванников В.И. О природе осложнений при бурении скважин в неустойчивых глинистых породах //Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2004. – № 5. – С. 37-42.

УДК 662.758.2

ЗБІЛЬШЕННЯ ТЕРМІНІВ ДО ЗАМІНИ ОЛИВ В АВТОМОБІЛЬНИХ ДВИГУНАХ

В.С.Дмитренко, В.М.Белей

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42351
e-mail: pvasjamel@mail.ru

В Украине и в мире существует актуальная проблема уменьшение затрат моторных масел.

Решается проблема уменьшение затрат масел на автомобильных двигателях путем увеличения сроков службы до замены масел. Это достигается использованием качественных масел, которые имеют высокие эксплуатационные свойства, а также увеличением эффективности систем фильтрации масел и использованием инжекторных систем впрыска топлива с электронным управлением.

In Ukraine and in the world there is an actual problem reduction of expenses of motor oils.

The problem reduction of expenses of oils by automobile engines is solved by increase in service life of replacement of oils. It is reached by use of qualitative oils which have high operational properties, and also increase in efficiency of systems of a filtration of oils and use ingections systems of injection of fuel with electronic management.

Терміни до заміни олив в сучасних автомобільних двигунах постійно зростають в зв'язку з необхідністю зменшення витрати олив великої вартості та суміщення терміну до заміни оливи з постійно зростаючою періодичністю технічного обслуговування автомобілів. Терміни до заміни олив відображаються у специфікаціях на моторні оливи.

Виробники олив часто установлюють терміни до заміни олив на основі випробовувань згідно з вимогами API та ACEA, а виробники двигунів – на основі власних досліджень розробляють специфікації.

Під час установлення термінів до заміни олив в автомобільних двигунах слід користуватися тільки рекомендаціями автовиробників, які висувають додаткові або більш високі вимоги до якості олив у зв'язку з конструктивними удосконаленнями двигунів або з затримкою прийняття нових міжнародних стандартів та специфікацій [1, 5] .

Так, наприклад, специфікація для автомобілів Volvo на подовжені інтервали заміни моторних олив, що використовуються у дизельних двигунах:

специфікація VDS-2 на моторні оливи, що використовують в усіх дизельних двигунах Євро-2 вантажних автомобілів Volvo; термін до заміни оливи складає 40000 км;

специфікація VDS-3 на оливи, що використовують в усіх двигунах Volvo Truck, що відповідають вимогам Євро-3 за токсичністю відпрацьованих газів; термін до заміни оливи складає 50 000 км.

Специфікація MB 228.5 розроблена для автомобілів "Mercedes Benz" на оливи для двигунів Євро-2 та Євро-3 з турбонаддувом та безпосереднім впорскуванням палива; базові вимоги – ACEA E4; терміни до заміни оливи складають 50…100 тис. км.

Специфікація MAN 271 розроблена для дизельних автомобілів MAN з турбонаддувом і без нього для олив класу SAE 20W-50, що відповідають вимогам API CD/SE, ACEA E2; термін до заміни оливи складає 20 000…45 000 км.

Специфікація MAN 3271 розроблена для моторних олив газових двигунів з вимогами API CD, CE/SF; термін до заміни оливи – 30 000 км.

Специфікація MAN 3277 розроблена для олив дизельних двигунів і відповідає вимогам специфікації MB 228.5. Терміни до заміни оливи складає 80 000 км пробігу при магістральних режимах роботи або 45000-60000 км за відсутності спеціального проміжного фільтра оливи; мінімальний рівень вимог вищий, ніж ACEA E3.

Специфікація CES 20076 на оливи для двигунів Cummins враховує електронну систему впорскування, яка дає змогу економити па-