

2. Инструкция по расчету бурильных колонн. РД 39-0147014-502—85.— Куйбышев: ВНИИТнефть, 1986.— 85 с.

3. Щербюк Н. Д., Газанчан Ю. И., Барышников А. И. Вопросы выносливости замковых соединений бурильной колонны // Нефтяное хозяйство.— 1982.— № 4.— С. 28—30.

4. Щербюк Н. Д., Газанчан Ю. И., Барышников А. И. Долговечность замковых резьбовых соединений бурильной колонны при роторном способе бурения скважин // Нефтяное хозяйство.— 1983.— № 3.— С. 19—20.

5. Щербюк Н. Д., Газанчан Ю. И., Барышников А. И. Расчет на выносливость резьбовых соединений бурильных труб при бурении глубоких скважин // Нефтяное хозяйство.— 1986.— № 4.— С. 16—18.

УДК 622.244.4

Результаты применения полимерного ингибированного бурового раствора

А. Г. РОЗЕНГАФТ, З. Ю. ГИНКОВСКАЯ,
М. Я. ЧЕРВИЦ
(УкрНИГРИ),
А. С. НЕПОМНЯЩИЙ
(«Черниговнефтегазгеология»),
А. Е. ШАПОВАЛ
(«Полтаванефтегазгеология»)

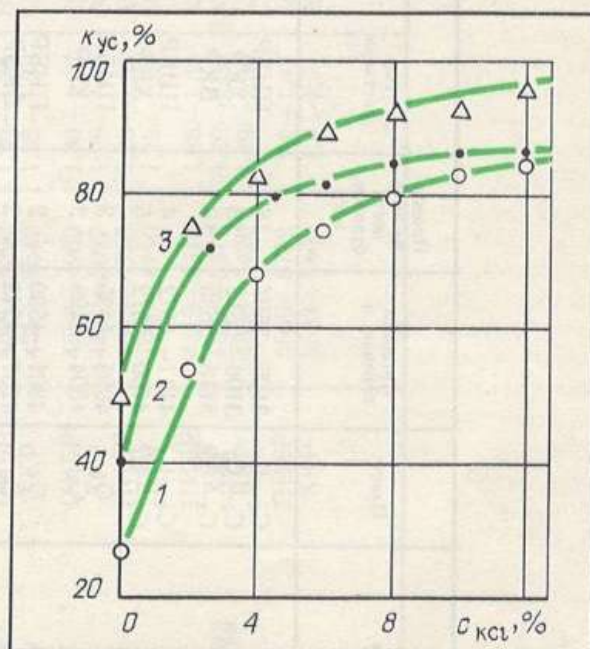
На разведочных площадях СССР ежегодный объем проходки с применением ингибированных буровых растворов составляет 130—140 тыс. м. В последнее время все большее применение находят ингибированные буровые растворы, стабилизированные полимерными реагентами. Основным ингибитором таких растворов является хлорид калия вследствие высокой ингибирующей способности и совместимости с полимерами [1,2]. Примером полимерного ингибированного бурового раствора (ПИБР) служит раствор, разработанный Полтавским отделением УкрНИГРИ [3]. Кроме бентонитовой суспензии, он содержит следующие компоненты, %: полиакрилонитрильный реагент (анилис, гипан, К-4 и др.) — 10,12; хлорид калия — 3—6; ПУЩР — 1—2; известь — 0,5—2.

Лабораторными исследованиями [1] было доказано преимущество ПИБР как термо-

стойкой ингибированной системы по сравнению с хлоркалиевым раствором. Ингибирующую способность растворов оценивали по степени диспергируемости аргиллита в моделях фильтратов этих растворов в присутствии различных стабилизаторов по методике, приведенной в работе [4].

Более высокая устойчивость аргиллита в фильтрате, содержащем хлорид калия и анилис, свидетельствует о повышенном ингибирующем эффекте ПИБР (см. рисунок). При разработке рецептуры ПИБР было установлено положительное влияние добавок извести и ПУЩР на снижение фильтрации раствора, стабилизированного анилисом, причем влияние ПУЩР проявлялось сильнее. Доказано, что ПУЩР в указанных количествах уменьшает водоотдачу, измеренную при температуре 160—180 °С, на 30—35 %; при наличии в фильтрате бурового раствора 200—400 мг/л ионов кальция необходимость в применении извести отпадает [1].

Промышленные испытания ПИБР проводили при бурении в неустойчивых аргиллитах среднего и нижнего карбона с целью подтверждения более высокого ингибирующего действия, проверки технологичности приготовления и регулирования свойств бурового раствора в процессе бурения, выяснения возможности экономии реагентов для поддержания требуемого качества раствора. Общий объем проходки с применением



Зависимость коэффициента устойчивости $k_{ус}$ аргиллита от содержания хлорида калия в растворе ПИБР $c_{ккл}$:

1 — вода + KCl + 20 % КССБ; 2 — вода + KCl;
3 — вода + KCl + 20 % анилиса

Таблица 1.

Скважина	Пласт	Интервал бурения, м	Продолжительность бурения, мес	Тип раствора	Стоимость обработки 1 м бурения, руб	Затраты времени на обработку, ч		Удельная эффективность ПИБР, м/ч (%), по сравнению с		Экономическая эффективность ПИБР, руб/м, по сравнению с	
						общие	на 1 м бурения	ХКР	ВКР	ХКР	ВКР
16 Камышная	C ₂ -C ₁	3106-5507	16	ПИБР	43,89	255,45	0,106	0,050	0,084		
424 Бакумовская	C ₂ -C ₁	3106-5512	18	ХКР	59,88	376,15	0,156	(32,5)	(44,2)	11,51	19,53
488 Камышная	C ₂ -C ₁	3118-5533	19	ВКР	63,21	459,45	0,190				
6 Ярмоленцы	C ₂ -C ₁	4111-4572	4	ПИБР	28,35	37	0,08	0,025	—	7,15	—
3 Ярмоленцы	C ₂ -C ₁	4103-4572	5	ХКР	43,17	50	0,105	(23,8)	—		
1 Заминская	C ₁	4085-4495	3	ПИБР	27,99	5,0	0,0102	0,066	—		
1 Горьковская	C ₁	4084-4495	2	ХКР	29,77	30,5	0,0763	(85,6)	—	3,30	—
1 Бритская	C ₁	4301-4590	2	ПИБР	25,56	2	0,0069	0,0106	—	28,63	—
5 Андреевская	C ₁	4257-4542	2	СКЭР	50,70	5	0,0175	(60,6)	—		
2 Шумская	C ₁	4567-4960	4	ПИБР	43,05	22	0,056	0,146	—	10,29	—
1 Шумская	C ₁	4581-5097	4	ХКР	44,53	79	0,202	(27,7)	—		
4 Никоновская	C ₁	4009-4708	6	ПИБР	48,07	47,45	0,0626	0,025	—	7,74	—
1 Никоновская	C ₁	4096-4710	9	ХКР	53,41	62	0,0881	(28,9)	—		
2 Камышинская	C ₁	4819-5342	6	ПИБР	29,63	36	0,069	0,151	0,386		
424 Бакумовская	C ₁	4858-5377	8	ХКР	65,99	88	0,22	(68,4)	(84,8)	35,28	43,80
488 Камышинская	C ₁	4888-5420	7	ВКР	50,14	193	0,455				
1 Меходовская	C ₁	5569-5782	2	ПИБР	5,05	—	—	0,683	—	40,65	—
4 Луценковская	C ₁	5583-5800	2	ХКР	5,43	68,25	0,683	(100)	—		
Средние показатели								0,0982 (58,3)	0,168 (77,7)	11,55	22,62

Таблица 2

Скважина	Тип раствора	Интервал пронесения, м	Показатели раствора							pH
			Плотность, г/см ³	Темпе- ратура, °С	СНС, 10 ³ дПа	Водоот- дача, см ³ / 20 мин	Соленость, ‰	Содержание, %		
								Ca ²⁺	KCl	
16 Камышлы	ПИБР	3106—5507	1,20—1,37	30—80	35/83—68/142	4—8	7—9	0,08—0,12	3—4,5	8—9,5
424 Бакумовская	ХКР	3106—5612	1,20—1,40	65—145	12/38—54/72	4—6	8—10	0,1—0,12	3,5—6	7—8
488 Камышлы	ВКР	3118—5533	1,20—1,36	65—100	58/120—160/185	5—6	—	0,8—1,0	—	7—7,5
6 Ярмоленцы	ПИБР	4111—4572	1,24—1,28	85—95	75/105—62/93	6—7	3,3—6,5	0,1—0,14	2—3	8—9
3 Ярмоленцы	ХКР	4100—4572	1,24—1,30	45—120	27/60—21/82	4,5—5	4,8—8,5	0,12—0,26	0,6—6,6	7
1 Зимницкая	ПИБР	4095—4495	1,27—1,28	50—60	60/110—72/105	5—6	6—8	0,08	3,5—4,2	8—9
1 Горьковская	ХКР	4094—4495	1,27—1,28	60—75	70/105—22/48	5—7	9—10	0,05	4,5—6,0	7
1 Братская	ПИБР	4301—4590	1,25—1,28	50—65	75/88—48/72	5—6	4—5	0,10	2,5—3,5	7—8
5 Андреевская	ХКР	4257—4542	1,28—1,30	65—80	42/69—40/60	6—7	6—8	0,12	5—5,8	7
2 Шумская	ПИБР	4567—4960	1,30—1,32	40—60	30/35—68/84	3—5	4—10	0,08	3—6	8—9
1 Шумская	ХКР	4581—5097	1,28—1,30	70—100	25/35—53/68	5—7	5—10	0,12	4—6	7
4 Никольская	ПИБР	4000—4758	1,28—1,30	45—60	40/50—75/98	3—5	4—8	0,08	4,0—5,5	8—9
1 Никольская	ХКР	4996—4710	1,28—1,57	60—140	23/54—64/143	3—7	8—12	0,12	3,8—6,0	7—8
2 Камышлы	ПИБР	4819—5342	1,28—1,34	35—45	69/82—37/49	4—5	8—9	0,08—0,12	3—4	8—9
424 Бакумовская	ХКР	4698—5377	1,29—1,36	100—180	30/84—10/19	4—5	9—12	0,13	3,5—5	8
488 Камышлы	ВКР	4888—3420	1,29—1,36	65—100	58/120—160/185	5—6	—	0,8—1,0	—	7—7,5
1 Мехедово	ПИБР	5569—5782	1,4—1,42	85—90	100/150—75/115	6—7	8—9	0,1	3—4,5	8—9
4 Луценга	ХКР	5583—5800	1,4—1,5	80—90	12/25—5/9	6—7	10—12	0,16	4,5—6	7

Таблица 3

Реагент	Расход на 1 м бурения, кг				Стоимость 1 м бурения по основным реагентам, руб			
	ПИБР		ХКР	ВКР	ПИБР		ХКР	ВКР
	при комбинированной обработке	при стабилизации без КССБ			при комбинированной обработке	при стабилизации без КССБ		
Анилис	72	85,9	—	—	4,73	5,64	—	—
ПУЩР	13,45	29,7	—	—	0,85	1,87	—	—
Хлорид калия	44,55	48,8	73	—	0,87	0,95	2,76	—
КССБ	40	—	140	146	2,4	—	7,7	8
КМЦ	—	—	2,24	2,5	—	—	2,12	2,5
ФХЛС	—	—	17,0	15,0	—	—	3,00	2,6
Окзил	—	—	7,0	9,5	—	—	0,46	0,7
Хлорид кальция	—	—	—	40,0	—	—	—	4,8
Всего (без ингибиторов)	125,45	115,6	166,24	173,0	7,98	7,51	13,28	13,8

ПИБР составил более 10 тыс м в 14 скважинах. Максимальный интервал бурения с применением ПИБР — 2400 м, минимальный — 315 м. Максимальная продолжительность бурения — 16 мес, минимальная — 2 мес. В табл. 1 приведены данные расчета экономической эффективности ПИБР по некоторым скважинам. За базовые приняты скважины, бурившиеся в аналогичных условиях с промывкой буровыми растворами, ингибированными хлоридами калия и кальция. Показатели растворов в базовых скважинах и с применением ПИБР приведены в табл. 2. При использовании ПИБР расход основных реагентов снизился на 18—25 % по сравнению с другими видами ингибированных растворов (табл. 3).

В скв. 6 Ярмоленцы, 1 Зимницкая, 2 Шумская и 4 Никоновская вследствие отсутствия требуемого количества анилиса (гипана) для стабилизации бурового раствора применяли анилис в сочетании с КССБ. Такая обработка способствовала снижению степени тяжести осложнений, обусловленных неустойчивостью ствола скважины. Стоимость обработки ПИБР была ниже, чем в базовых скважинах (см. табл. 3).

Уменьшение затрат времени на проработки при применении ПИБР достигнуто при

одновременном снижении расхода хлорида калия, при этом удельная эффективность ПИБР по сравнению с хлоркалийевыми растворами составила 58,3 %, с ВКР — 77,7 % (см. табл. 1).

Промышленные испытания показали перспективность использования ПИБР для бурения в особо сложных геологических условиях.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Полимерный ингибированный буровой раствор для бурения в осложненных условиях / А. Г. Розенгафт, З. Ю. Гинковская, Н. Х. Титorenko и др. // Повышение эффективности буровых работ на нефть и газ. — Львов. — УкрНИГРИ. — 1984. — С. 7—9.
2. Грей Дж. Р., Дарли Г. С. Г. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей) — М.: Недра, 1985. — 509 с.
3. А. с. 1033524 СССР, МКИЗС 09 К 7/02. Буровой раствор.
4. Андерсон Д. Б., Эдвардс С. Д. Буровой раствор для проходки интервалов, сложных осыпавшимися и обваливающимися сланцами // Инженер-нефтяник. — 1977. — № 9. — С. 48—56.