

АЗЕРБАЙЧАН НЕФТ ТАСЭРРЧФРАТЫ

АЗЕРБАЙДЖАНСКОЕ НЕФТЯНОЕ ХОЗЯЙСТВО

7

БАКЫ — 1981



3. Методические указания по составлению регламентов буровых растворов.—Краснодар, ВНИИКрнефть, 1977.—21 с.

4. Михеев В. Л. Технологические свойства буровых растворов.—М.: Недра, 1979.—238 с.

5. Устойчивость горных пород при бурении скважин на большие глубины/М. К. Сеид-Рза, М. Д. Фаталиев, Т. Г. Фараджев и др. М.: Недра, 1972.—269 с.

6. Жигач К. Ф., Яров А. Н. Об оценке набухаемости глин.—Изв. вузов, сер. Нефть и газ. Баку, 1959, № 10, с. 13—18.

7. Леонидов В. И., Мухин Л. К., Жигач Ф. К. Усовершенствование методики исследования влияния промывочной жидкости на прочностные свойства глинистых пород.—Изв. вузов, сер. Нефть и газ. Баку, 1961, № 2, с. 25—30.

8. Войтенко В. С., Леонов Е. Г., Филатов Б. С. Выбор типа промывочной жидкости, обеспечивающей наибольшую устойчивость пород на стенках скважин.—Сб. Бурение газовых и газо конденсатных скважин. М., ВНИИОЭНГ, 1974, вып. 2, с. 12—20.

9. Леонов Е. Г., Войтенко В. С. О физико-химическом воздействии бурового раствора на напряженно-деформированное состояние горных пород в стенках скважин.—Изв. вузов, сер. Геология и разведка. 1977, № 3, с. 117—121.

10. Руководство по прогнозированию и предупреждению осыпей и обвалов в

процессе бурения, связанных с АВПД.—Краснодар, ВНИИКрнефть, 1979.—73 с.

11. Прогнозирование, предупреждение и ликвидация проявлений в скважинах.—Обзорная информация, сер. Бурение М., ВНИИОЭНГ, 1979.—55 с.

12. Жариков В. А. Основы физико-химической петрологии.—М.: МГУ, 1976.—419 с.

И. В. Садыгов, Г. Г. Габузов,
В. И. Дорошенко

Килли мөлүл вә сүхурларын хассәләринин кәмијјәт характеристикаларынын ујғунлуғу һағғында

ХҮЛАСӘ

Мәғаләдә үмуми термодинамик шәкилдә килли-мөлүл-сүхур системинин мөлүм олан интеграл нисбәтинин үмумиләшдирилмиш тәсвири верилр.

Ејни заманда системдә таразлығын һәр һансы формада позулмасы (сүхурун төкүлмәси, учулмасы, газ-су әләмәти, мөлүлүн удулмасы вә с.), охшар процессләрдә ејни критериял тәнликләрдә кәмијјәтчә характеризә едилмәси кәстәрилр.

Нәтичәдә елчүлмә үсулу мөлүм олан параметрләрдән тәртиб едилмиш функционал асылылығ да муәјјәнләшдирилр.

А. Т. ЛЕВЧЕНКО, В. И. НЕУДАЧИНА, Л. И. ДОПИЛКО, Э. Н. ДОВГОПОЛЫЙ,
В. З. ЛУБАН, В. И. ТОКУНОВ
УкрнефтьНИИнефть

БУРЕНИЕ СКВАЖИН В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ С ПРИМЕНЕНИЕМ РАСТВОРОВ НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ

Перспективы прироста запасов и добычи нефти в Днепровско-Донецкой впадине (УССР) связаны с подсолевыми отложениями девона, залегающими на глубинах 5000—6000 м. Однако бурение скважин на эти отложения сопряжено с большими трудностями — проходкой мощных солевых отложений с коэффициентом аномальности 1,7—2,0 при температуре до 160 °С, а также чередованием хемогенных и терригенных пород. При разбуривании пропластков высокопластичных минерализованных глин имеют место постоянные проработки ствола, за-

тяжки и прихваты бурильного инструмента.

Успешное решение проблемы безаварийной проводки скважин в таких условиях зависит от правильного выбора типа и способа обработки бурового раствора. Однако в этих условиях даже высококачественные растворы на водной основе оказались неэффективными, ввиду химического взаимодействия воды с горной породой, что видно из результатов бурения скважин на Сагайдакской площади.

Разрез площади сложен терригенными породами, представленными

ми отложениями мезозойского, пермского и каменноугольного возраста и терригенно-хемогенными, состоящими из отложений девона. Осложнения возникают при разбуривании терригенно-хемогенных отложений. Несмотря на применение минерализованного бурового раствора высокой плотности, стабилизированного КМЦ и модифицированным крахмалом, сужения ствола скважины не прекращались и приводили к длительным проработкам и прихватам бурильного инструмента.

Так, бурение скв. 50 в соленосной толще девона с промывкой минерализованным буровым раствором в интервале 2611—4649 м из-за непрекращающихся прихватов осуществлялось шестью стволами и продолжалось более 34 мес.

На скв. 55 проработки ствола прекратились только при плотности раствора более 215 кг/м³ и фильтрации 4—5 см³/30 мин. Регулирование параметров засолоненного раствора такой плотности было связано с большими трудностями (затратами времени, химреагентов и утяжелителя). Обе скважины не были доведены до проектной глубины и ликвидированы по техническим причинам.

Таким образом, опыт бурения скв. 50 и 55 показал, что буровые растворы на водной основе при бурении в девонских отложениях не обеспечивают успешной проводки скважин. Необходимы буровые растворы с дисперсионной средой, инертной по отношению к глинистым и соленосным породам девона. Перспективными в этом отношении являются растворы на углеводородной основе, в частности известково-битумные (ИБР), с успехом применяющиеся в ряде районов страны.

Поэтому дальнейшее разбуривание девонских отложений на Сагайдакской и других аналогичных площадях (Братешки, Радченки) осуществлялось с применением ИБР [1]. Внедрение ИБР в данном районе началось с 1973 г. на скв. 51 Сагайдак. Кровля хемогенных отложений девона при бурении данной скважи-

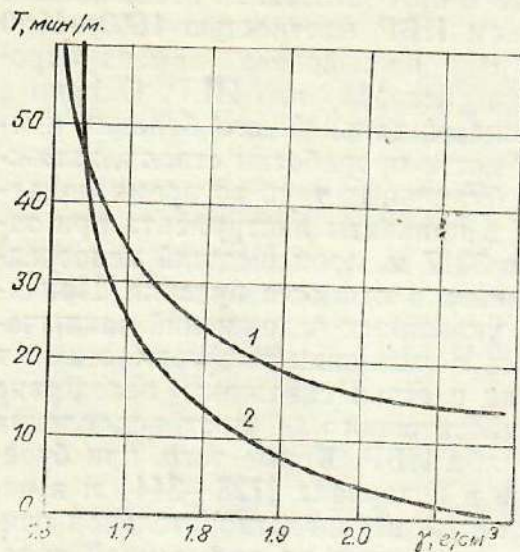
ны была вскрыта на глубине 2700 м. После спуска 324-миллиметровой промежуточной колонны на глубину 2698 м был изготовлен необходимый объем ИБР плотностью 1600—1650 кг/м³ и произведена замена бурового раствора на ИБР. Однако в процессе дальнейшего бурения имели место проработки ствола, затяжки бурильных труб во время подъема и прихваты инструмента при забое 3317 м, происшедший непосредственно в процессе бурения. Причина указанных осложнений заключалась в смещении высокопластичных глин в ствол скважины вследствие недостаточного противодавления столба ИБР. Кроме того, при бурении в интервале 2728—3444 м в результате неудовлетворительной очистки раствора от выбуренной породы возросли показатели структурно-механических свойств раствора, что привело к большим непроизводительным затратам времени на ремонт буровых насосов.

На глубине 3444 м была вскрыта залежь рапы с давлением около 70 МПа. Содержание воды в ИБР возросло с 7 до 13 %. Высокое водосодержание при повышенной зашламленности раствора вызвало флокуляцию твердой фазы и ее выпадение со снижением плотности раствора до 1470—1560 кг/м³. Было установлено, что для ликвидации рапопроявления плотность раствора должна быть увеличена до 2100—2150 кг/м³. После утяжеления раствора бурение было продолжено.

Для лучшей очистки раствора от шлама было установлено второе спаренное вибросито и серийные сетки с ячейками 2×3 мм заменены на мелкоячеистые с размером ячеек 0,7×0,7 мм. Циркуляция ИБР осуществлялась только через емкость-отстойник с очисткой на виброситах. Эти мероприятия позволили значительно улучшить качество очистки раствора и обеспечить нормальную работу бурового оборудования.

Дальнейшее бурение показало, что применение ИБР плотностью 2100 кг/м³ и выше обеспечило буре-

ние скважины без осложнений, что позволило упростить конструкцию скважины, т. е. исключить спуск 178-



Зависимость степени осложненности ствола скважины от типа и плотности бурового раствора.

1, 2 — высокоминерализованный и известково-битумный растворы

миллиметрового хвостовика.

Геофизические исследования показали, что в интервале 2698—4450 м имеется шестнадцать пропластков высокопластичных глин,

Таким образом, опыт применения ИБР на скв. 51 Сагайдак показал, что в таких сложных геологических условиях одним из главных факторов, влияющих на успешность проходки скважин, является плотность бурового раствора (рисунок). Как видно из рисунка, с уменьшением плотности бурового раствора резко увеличивается время проработок на 1 м проходки (T). При плотности менее 1600 кг/м^3 бурение практически невозможно. При достаточно высокой плотности 2100 кг/м^3 ликвидировать проработки и осложнения ствола скважины удается только с применением ИБР.

Опыт применения ИБР на скв. 51 был использован при бурении 7 последующих скважин (табл. 1).

Наряду с внедрением ИБР на скважинах проводились исследовательские работы по изучению их поведения в различных геотермальных и горнотехнических условиях с целью расширения области их применения и оптимизации режима промывки. Установлено, что реологические свойства ИБР в значительной степени зависят от температуры и давления. Так, эффективная вяз-

Таблица 1

Скважина	Площадь	Проектная глубина в м	Интервал бурения в м	Параметры раствора			
				Плотность в кг/м^3	Условная вязкость в с	СНС в Па	
						от	до
51	Сагайдак	5000	2728—5300	1650—2170	30—90	1,5—4,0	4,0—8,0
52	То же	5400	3520—5161*	2200—1800	30—50	2,5—5,0	6,0—10,0
56	"	5400	3058—5241*	2000—2100	15—60	2,0—9,0	7,0—13,0
57	"	5400	3220—5655	2100—2180	30—50	2,3—7,0	6,0—10,0
60	"	5300	2360—5650	2030—2180	50—90	3,0—9,0	8,0—14,0
54	Братешки	5000	4013—5000	2020—2250	25—70	2,0—7,0	6,0—12,0
151	Радченки	5500	4331—5500	1800—1900	35—100	2,0—7,0	5,0—10,0

Примечание. Показатель фильтрации у всех растворов не превышал $1,5 \text{ см}^3/30 \text{ мин.}^*$ Сква. 52 и 56 при достижении указанных глубин полностью вскрыли проектный разрез.

однако результаты кавернометрии свидетельствовали о хорошем состоянии ствола скважины.

Применение ИБР позволило углубить скважину сверх проектной глубины (5000 м) на 300 м.

кость при повышении температуры с 20 до 150°C снижается в 8—10 раз, а при дальнейшем повышении температуры практически не изменяется. Повышение давления от атмосферного до 40—60 МПа приво-

дит к росту эффективной вязкости раствора при 20 °С до неизмеримой; в то же время при повышении давления до 100—120 МПа при температуре 150 °С вязкость возрастает в 1,2—2,0 раза.

В связи с этим необходимо обратить внимание на то, что гидравлические расчеты режима промывки требуется проводить поинтервально по реологическим константам, определенным для средневзвешенных значений температуры и давления.

Проведенные исследования позволили установить степень и механизм влияния на реологические свойства ИБР вод различного химического состава. Допустимое содержание воды, не влекущее за собой существенных изменений технологических свойств раствора, для пластовых вод кальциевого типа составляет до 7, для пластовых вод натриевого типа — до 15, а для пресных вод — до 10 %.

Учитывая значительную подверженность реологических свойств ИБР влиянию температуры, большое значение при проводке скважины имеет точное соблюдение разработанной для данных горно-геологических условий рецептуры ИБР. Произвольные ее изменения в промысловых условиях могут привести к значительным осложнениям. Так, на скв. 57 Сагайдак вместо дизельного топлива в качестве дисперсионной среды применили печное топливо, которое по физическим параметрам очень близко к дизельному. Параметры раствора в поверхностных условиях удовлетворяли всем требованиям. Однако, несмотря на нормальное состояние скважины при бурении, провести геофизические исследования оказалось невозможным из-за непрохождения геофизических приборов ниже глубины 4500 м. Лабораторные исследования и отбор проб раствора с этой глубины показали, что в данных условиях система теряет седиментационную устойчивость — при циркуляции в скважине раствора плотностью 2150—2170 кг/м³ пробоотборником

поднимали раствор плотностью 2650—2670 кг/м³.

В процессе применения ИБР были усовершенствованы методика приготовления и утяжеления раствора, схемы расположения оборудования, отличающиеся сокращением объема монтажных работ и более совершенным процессом приготовления ИБР [2].

Почти во всех скважинах, бурившихся с применением ИБР, наблюдалось проявление высокоминерализованной воды плотностью 1211—1236 кг/м³. Наиболее интенсивные водопрооявления отмечались в скв. 51 и 60 Сагайдак. Поступление больших количеств воды приводит к ухудшению реологических свойств ИБР и может вызвать флокуляцию твердой фазы. Для предотвращения этих явлений при поступлении высокоминерализованной воды раствор дополнительно обрабатывается СМАД-1 (1—2 %) и, если необходимо, сульфонолом с целью дополнительной гидрофобизации твердой фазы и эмульгирования поступающей воды.

В связи с тем, что в хемогенных породах градиенты пластовых давлений, давлений гидроразрыва и поглощений близки, на ряде скважин возникали катастрофические поглощения в терригенных пропластках, ликвидация которых осуществлялась путем снижения плотности раствора или путем применения закупоривающих паст на основе ИБР с несколько повышенным содержанием битума, в который добавляется 15—20 % резиновой крошки. Эти же пасты эффективно применялись для восстановления герметичности обсадных колонн.

Несмотря на отмеченные трудности, в результате применения ИБР пробурено 13977 м ствола, все бурившиеся скважины доведены до проектной глубины, а некоторые из них пробурены глубже (см. табл. 1).

При применении ИБР значительно улучшились технико-экономические показатели бурения. Высокая устойчивость ствола скважины поз-

Таблица 2

Сква- жина	Площадь	Диаметр колонны в мм	Номер секции	Интервал цементиро- вания в м	Условия цемеп- тирования		Тип цемента	Утя- жели- тель	Параметры ОНЭЦР					
					Забойная темпера- тура в °С	Давление столба раствора на забое в Па·10 ⁵			Растек- аемость в см	Плотность в кг/м ³	Сроки схватывания при забойной темпе- ратуре		Начало за- густевания при динами- ческой тем- пературе в °С	Прочность камня на сжа- тие в Па·10 ³
											Начало	Конец		
51	Сагайдак	245	I	4439—3343	118	940	УЩЦ-1-120	Барит	16	2100	12	20	4	44 (20)
	То же	245	II	3343—2543	105	700	То же	То же	16	2100	15	24	4	40 (15)
	"	168	I	5050—4200	135	1040	"	—	18	2050	10	15	4	42 (12)
56	"	245	I	4507—3655	120	935	"	Барит	16	2100	8	15	3	45 (22)
	"	245	II	3655—2797	108	760	"	То же	14	2121	5	3	3	38 (15)
	"	127	I	5200—4146	145	915	"	—	18	2000	5	10	3	48 (25)
54	Братешки	194	I	4700—3900	127	1080	"	Барит	16	2200	7	12	3	25 (10)
52	Сагайдак	245	I	4518—3974	120	920	"	То же	18	2080	8	15	3	45 (25)
	То же	245	II	3974—3400	105	700	УЦГ	—	18	2050	6	15	2	42 (25)

Примечание. В скобках показана прочность камня на изгиб.

волила снизить время проработок, повысить показатели работы долот. По сравнению со скв. 55 Сагайдак (в сравниваемых интервалах) средняя проходка на долото увеличилась почти в 2, время работы одного долота — в 3,5, рейсовая скорость — почти в 1,3 раза. В целом экономическая эффективность от применения ИБР составила около 2,5 млн. руб.

С применением для бурения ИБР вопрос о качественном цементировании скважин приобретает важное значение, так как тампонажные растворы на водной основе не образуют прочного контакта цемента с солями в хемогенных отложениях и между цементным камнем и колонной или стенкой скважины, покрытой пленкой битума и гидрофобного ПАВ, в результате чего не обеспечивается изоляция пластовых вод.

Поэтому для цементирования обсадных колонн в скважинах, пробуренных с применением ИБР, был разработан обращенный нефтеэмульсионный цементный раствор (ОНЭЦР), представляющий собой гидрофобную эмульсию, приготавливаемую по специальной технологии [3, 4], которым на указанных выше скважинах были зацементированы промежуточные колонны диаметром 245 мм, перекрывающие хемогенные отложения, и эксплуатационные колонны.

Внешней фазой ОНЭЦР является дизельное топливо, загущенное мылами органических кислот или омыленными асфальтенами битума. Внутренней фазой являются частицы цементного порошка, смоченные водой, и эмульгированные капельки воды. Переход коагуляционной структуры ОНЭЦР в конденсационно-кристаллизационную происходит без обращения фаз эмульсии, вследствие чего природа внешней фазы и фильтрата не меняется, и раствор сохраняет свою стабильность. Поэтому ОНЭЦР обладает повышенной адгезией к металлу и породе, покры-

тым углеводородной пленкой, что позволяет производить цементирование обсадных колонн без применения специальных буферных жидкостей.

Технологические свойства ОНЭЦР (время загустевания и схватывания, прочность, проницаемость цементного камня) регулируются применением вяжущих различной гидравлической активности, введением в ОНЭЦР электролитов (солей, слабых кислот, щелочей), изменением количеств вводимого ПАВ или применением ПАВ различной активности.

Данные по цементированию некоторых секций спущенных колонн представлены в табл. 2. Всего с применением ОНЭЦР в 1975—1979 гг. зацементировано 18 секций обсадных колонн. Цементирование всех секций прошло успешно, результаты испытания колонн на герметичность показали хорошее качество крепления скважин (отсутствие газоперетока и случаев смятия обсадных колонн в пластичных породах).

Таким образом, успешная проводка скважин в геологических условиях решается путем комплексного применения систем на углеводородной основе при бурении и цементировании.

ЛИТЕРАТУРА

1. Опыт разбуривания хемогенных отложений в Днепро-Донецкой впадине с применением известково-битумного раствора / В. И. Токунов, И. Б. Хейфец, В. И. Неудачина и др. — РТС Бурение, 1976, № 4.
2. Схемы расположения оборудования при бурении скважин с применением ИБР на площадях Украины / Л. К. Мухин, В. З. Лубан и др. — РТС Бурение, 1978, № 4.
3. А. С. 502111 [СССР]. Способ приготовления обращенного нефтеэмульсионного раствора / Э. А. Оголихин, Л. К. Мухин. Б. И., 1976, № 5.
4. Обращенный нефтеэмульсионный цементный раствор для цементирования обсадных колонн в хемогенных отложениях / В. З. Лубан, Л. К. Мухин, Э. А. Оголихин и др. — Нефтяная и газовая промышленность, 1977, № 1.