



Бурение

8

**МОСКВА
1974**

после чего давление в колонне снизили до нуля и осуществили пакеровку при осевой нагрузке 25—30 т. Газопроявлений в затрубном пространстве после цементирования не было. При опрессовке водой 140-миллиметровая колонна была герметичной при давлении 570 кГ/см².

Бурение скважины № 110 в нижнемайкопских отложениях (интервал 3200—3878 м) с промывкой буровым раствором с удельным весом 2,14—2,20 г/см³ сопровождалось интенсивным газированием раствора, обвалами пород, слагающих стенки скважины. С глубины 3632 м неоднократно вымывали до 7—8 м³ пластовой воды. Скважину удалось заглушить после утяжеления бурового раствора до удельного веса 2,25—2,27 г/см³. После спуска и цементирования 245-миллиметровой колонны в интервале 3878—3097 м отмечались периодические газоводопроявления при промывке буровым раствором с удельным весом 2,12—2,14 г/см³. В таком состоянии скважина была пробурена до глубины 4245 м и обсажена в интервале 4245—3780 м 194-миллиметровой колонной. Продолжающиеся газоводопроявления за этой колонной не позволяли снизить удельный вес раствора до 1,95—1,85 г/см³, что было необходимо для вскрытия продуктивных

пластов кумской свиты. С целью изоляции затрубного пространства 245-миллиметровой колонны в интервал залегания майкопских отложений была спущена секция обсадных труб 245×194 мм с установкой на глубине 3080 м пакерующего устройства с 245-миллиметровыми резиновыми элементами (рис. 2, г). Колонна в интервале 3780—2780 м была зацементирована с применением комбинированной подвесной разделительной пробки цементным раствором с удельным весом 2,12 г/см³, приготовленным на основе 40 т УШЦ-120. После получения сигнала «стоп» при давлении 100 кГ/см² давление в колонне снизили до нуля и при осевой нагрузке 25—30 т осуществили пакеровку. В дальнейшем 245-миллиметровая колонна была наращена до устья. Газопроявлений в затрубном пространстве не было. После снижения удельного веса бурового раствора в колонне до 1,95—1,85 г/см³ притока газа и воды в колонну не отмечалось. Опрессовка давлением в 150 кГ/см² подтвердила герметичность колонны.

Таким образом, применение пакерующего устройства в различных условиях подтвердило его достаточно высокую работоспособность и надежность герметизации им затрубного пространства за обсадными колоннами.

УДК 622.248.3:551.247

ВЛИЯНИЕ ОСМОТИЧЕСКИХ ЯВЛЕНИЙ НА КАВЕРНООБРАЗОВАНИЕ

С. М. ГАМЗАТОВ

(Государственный комитет по науке и технике)
На возможную связь осложнений с осмотическими явлениями и необходимость учета их влияния в процессе бурения скважин указывается в отечественной и зарубежной литературе [1—4].

Осмотические явления в пристволенной зоне могут проявляться при определенных условиях. Прежде всего необходима полупроницаемая перегородка на стенках скважины, роль которой могут выполнять глинистая корка и уплотненная гидратированная глинистая порода. Другим важным условием является различная степень минерализации жидкостей, находящихся по обе стороны полупроницаемой перегородки.

При изучении явлений осмоса на лабораторных установках указанные условия можно создать с высокой точностью.

Однако поскольку в пристволенной зоне бурящейся скважины происходят сложные физико-химические процессы, очевидно, что определить влияние осмотических явлений на кавернообразование по данным лабораторных экспериментов очень сложно и трудно.

В связи с этим и с учетом положительного опыта борьбы с обвалообразованием путем применения высокоминерализованных пластовых вод и искусственных рассолов вместо высококачественных пресных глинистых растворов для определения проявления осмоса в скважинах был использован метод, описанный в работе [1]. Этот метод заключается в определении характера действия осмотического процесса по отдельным интервалам стволов скважин на основании построения графика в координатах «глубина скважины» — «степень

минерализации пластовых вод и фильтрата бурового раствора».

Как отмечено в работе [2], в практике бурения распространены так называемые крепящие растворы (хлоркальциевые, силикатные, сульфитсолевые), действия которых обусловлено в основном ингибированием и обезвоживанием вследствие явлений осмоса. На необходимость регулирования осмотических процессов с целью снижения осложнений в пристволенной зоне указывалось в работах [3, 4].

Влияние осмотических явлений на кавернообразование изучалось в промысловых условиях при бурении скважин № 1, 2 и 5 на площади Северный Камаш (юго-запад Узбекистана). Разрезы, вскрытые этими скважинами, сложены в основном глинами, алевролитами, песчаниками с переслаиванием глин и мощными отложениями солей с прослойками ангидритов. Наиболее распространенными осложнениями при бурении здесь являются кавернообразование, осыпание, а иногда и частичные обвалы пород. Кавернообразование в основном приурочено к отложениям турона, сеномана, альба и неоком-апта. В отложениях кимеридж-титона, представленных солями (в основном галитом), при определенных условиях также происходит интенсивное кавернообразование.

Геолого-технические условия, химическая обработка и показатели бурового раствора, а также ряд других технологических процессов при проводке скважин № 1, 2 и 5 были практически одинаковыми.

Фактические данные о показателях буровых растворов, степени минерализации их фильт-

рата C_p и пластовых вод (C_n), продолжительности бурения и коэффициенте кавернозности приведены в таблице по отдельным интервалам, для которых характерно интенсивное кавернообразование (неоком-апт), а также по первой пачке соленосной толщи. Минерализация пластовых вод в рассматриваемых интервалах указана по данным гидрохимического анализа, а бурового раствора — по результатам промыслового анализа фильтратов, отобранных при проводке скважин.

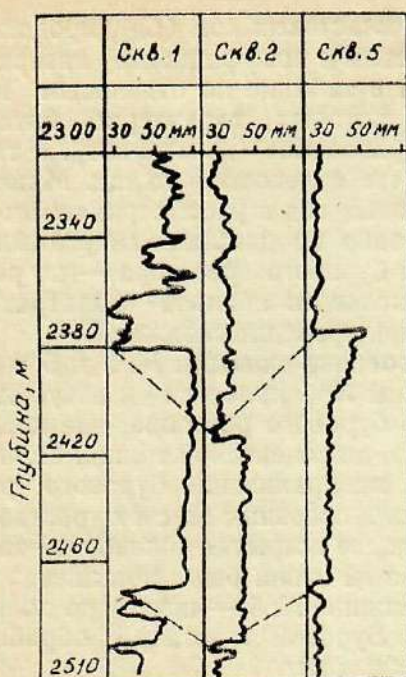
При проводке скважин № 2 и 5 в отличие от скважины № 1 прибегли к искусственному засолению бурового раствора, не дойдя примерно 200 м до соленосной толщи. Если в скважине № 1 минерализация бурового раствора повысилась в основном за счет растворения в нем соли после вскрытия соленосной толщи, то в скважине № 2 она была повышена частично, а в скважине № 5 — почти до полного насыщения. Буровой раствор обрабатывали КМЦ и крахмалом.

Кавернометрия в рассматриваемых интервалах отложений неоком-апта показала, что коэффициент кавернозности в скважине № 5 меньше, чем в скважине № 1, почти в 3 раза, а в скважине № 2 — почти в 2 раза. Снижение кавернозности в скважинах № 2 и 5 наблюдается в интервалах залегания соленосной толщи (см. рисунок).

В данном случае (геолого-технические условия бурения этих скважин были одинаковы) уменьшение кавернообразования может быть объяснено изменением степени минерализации жидкости в скважине и пласте, что привело к проявлению осмоса в пристволенной зоне и его

Номер скважины	Интервал бурения, м	Показатели бурового раствора*				Данные о минерализации				Коэффициент минерализации	Коэффициент кавернозности	Продолжительность бурения, сутки	Отложения
		γ , г/см ³	T, сек	B, см ³	K, мм	фильтрата бурового раствора		пластовой воды					
						γ_p , г/см ³	C _p , %	γ_n , г/см ³	C _n , %				
1	2300—2380	1,28—1,32	35—50	7—11	1,5—2,0	1,06	9	1,21	31	3,50	3,32	18	Глины неоком-апта Соли
	2382—2500	1,29—1,37	40—60	7—20	1,0—3,5	1,12	17	1,26	35	2,17	5,38	12	
2	2300—2410	1,26—1,30	30—45	8—10	1,0—1,5	1,14	22	1,22	33	1,56	1,80	21	Глины неоком-апта Соли
	2416—2510	1,28—1,34	50—65	12—18	2,0—3,5	1,17	27	1,27	36	1,58	2,60	10	
5	2300—2370	1,28—1,32	40—50	10—12	1,5—2,0	1,20	30	1,22	33	1,10	1,30	19	Глины неоком-апта Соли
	2375—2490	1,32—1,36	50—60	14—22	2,5—4,0	1,24	34	1,29	38	1,21	2,10	9	

* γ — удельный вес, T — вязкость, B — водоотдача, K — толщина глинистой корки.



Данные кавернометрии по скважинам, пробуренным на площади Северный Камаш

положительному влиянию на повышение устойчивости стенок скважин.

Характер действия явления осмоса на изменение устойчивости стенок скважин в рассматриваемом случае зависит от величины коэффициента минерализации в приствольной зоне α , представляющего собой отношение минерализации пластовой воды ($C_{\text{п}}$) к минерализации фильтрата бурового раствора ($C_{\text{р}}$):

$$\alpha = \frac{C_{\text{п}}}{C_{\text{р}}}$$

Указанный коэффициент целесообразно выразить также через отношение разности удельных весов этих жидкостей и неминерализованной воды, т. е.

$$\alpha = \frac{\gamma_{\text{п}} - \gamma_{\text{в}}}{\gamma_{\text{р}} - \gamma_{\text{в}}},$$

где

$\gamma_{\text{п}}$, $\gamma_{\text{р}}$ и $\gamma_{\text{в}}$ — удельные веса соответственно пластовой жидкости, фильтрата бурового раствора и пресной воды.

По величине α можно определить, будет ли в приствольной зоне осмотическое равнове-

сие, обводнение или обезвоживание пород, слагающих стенки скважин. Из теории осмоса следует, что при $\alpha=1$ в приствольной зоне должно наступить осмотическое равновесие, при $\alpha>1$ должен происходить переток воды из скважины в пласт, при $\alpha<1$ — из пласта в скважину.

Таким образом, когда $\alpha>1$, происходит обводнение пород вследствие явлений осмоса и их разупрочнение, в результате чего кавернообразование усиливается. При $\alpha<1$ возможно обезвоживание вследствие явлений осмоса и уплотнение пород, что способствует ослаблению кавернообразования.

Фактические величины α по отдельным интервалам скважин № 1, 2 и 5 (см. таблицу) показывают, что чем меньше α , тем меньше и коэффициент кавернозности. Из данных бурения рассмотренных скважин следует, что, регулируя α , можно достигнуть такого положения в приствольной зоне, когда осмотические явления будут способствовать уменьшению кавернообразования.

Для уменьшения кавернообразования может быть рекомендован способ регулирования значения коэффициента α путем изменения величин $\gamma_{\text{р}}$ или соотношения $C_{\text{п}}$ и $C_{\text{р}}$.

Для этого прежде всего необходимо выявить специфические геологические, гидрохимические и другие, характерные для данного района условия и особенности, определить факторы, связанные с осмотическими явлениями и возникновением осложнений, а также провести требуемый комплекс анализов.

Только после этого и при наличии всех необходимых данных для определения величины α , требуемой для уменьшения кавернообразования, целесообразно применить этот способ в конкретном районе, где может быть получен положительный эффект.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гамзатов С. М. Методика определения и прогнозирования осмотических явлений в скважинах. РНТС. сер. «Бурение», вып. 10, ВНИИОЭНГ, М., 1973.
2. Кистер Э. Г. Современные задачи в области создания и применения буровых растворов. «Нефтяное хозяйство», № 12, изд-во «Недра», М., 1972.
3. Мовсумов А. А. и др. О возможности реализации осмотических процессов при бурении скважин. «Нефть и газ», № 2, Баку, 1972.
4. Mondschine T. C. New Technique determines oil-mud salinum needs in shale drilling.