



ISSN 0016-5581

9 · 82

ГАЗОВАЯ

ПРОМЫШЛЕННОСТЬ



Таблица 2. Рекомендуемый состав сжиженных газов для различных пластовых температур

$t_{пл}, ^\circ\text{C}$	$t_{кр}, ^\circ\text{C}$	$P_{кр}$ (I смесь), МПа	Состав смесей, об. часть			
			I смесь		II смесь	
			CO ₂	пропан- бутан	N ₂	пропан- бутан
45—48	50	6,58	0,78	0,22	0,252	0,748
50—53	55	6,42	0,72	0,28	0,234	0,766
55—58	60	6,22	0,67	0,33	0,215	0,785
60—63	65	6,01	0,61	0,39	0,197	0,803
63—68	70	6,81	0,55	0,45	0,180	0,820
70—73	75	5,62	0,49	0,51	0,161	0,839
75—78	80	5,46	0,44	0,56	0,142	0,858
80—83	85	5,23	0,38	0,62	0,112	0,888
85—88	90	5,02	0,33	0,67	0,082	0,918
90—93	95	4,74	0,27	0,73	0,067	0,933
95—98	100	4,708	0,21	0,79	0,062	0,938
105—108	110	—	0,11	0,89	0,03	0,97
113—115	118,2	—	0,00	1,00	0,00	1,0

закупоривают мелкие породы в образце. Глинистые частицы набухают, тем самым снижая проницаемость образца. Такое же явление наблюдается и в скважинах, продуктивные отложения которых представлены поровыми глинистыми коллекторами. Из табл. 1 следует также, что прокачка

спирта после кислотного раствора восстанавливает проницаемость образцов незначительно.

В результате последующей обработки пропан-бутановой фракцией проницаемость образцов существенно увеличилась. Особенно эффективно действие пропан-бутана, если предварительно керн обрабатывать спиртом. Прокачка углекислоты после пропан-бутана также увеличивает проницаемость.

Для проведения газоспиртокислотной обработки нами предложена смесь сжиженных газов — пропан-бутана с CO₂ или пропан-бутана с азотом. Смесь жидких газов должна иметь критическую температуру на 2—5 °C выше пластовой температуры. При закачке в пласт газы находятся в жидком состоянии, а при освоении после снижения давления переходят в газообразное состояние, способствуя очистке призабойной зоны от продуктов реакции. Наличие спирта в смеси ослабляет силы сцепления на контакте жидкость — порода, что также облегчает очистку пласта. Кроме того, сжиженные газы при переходе в газообразное состояние активно поглощают влагу из пласта.

Состав смеси сжиженных газов для различных пластовых температур определяется из табл. 2.

На Шебелинском газоконденсатном месторождении приводятся первые экспериментальные работы по определению эффективности кислотных обработок со сжиженными газами.

Учитывая результаты лабораторных работ, мы рекомендуем дальнейшее промышленное опробование, газоспиртокислотных обработок на месторождениях Украины с низкими пластовыми давлениями.

УДК 622.24.084.34

Н. Х. ТИТОРЕНКО, А. Г. РОЗЕНГАФТ, В. З. ЛУБАН,
Л. Н. СМЕРНОВА, З. Ю. ГИНКОВСКАЯ, В. И. ВИВЧАР
[Полтавское отделение УкрНИГРИ]

ОЦЕНКА СВОЙСТВ БУРОВОГО РАСТВОРА ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ КАРОТАЖНЫХ РАБОТ

Критерии оценки свойств бурового раствора не применимы при бурении скважин на больших глубинах. Создание соответствующей методики оценки качества промывочной жидкости в расчете на вскрытие зон с АВПД поможет решить задачу геофизических исследований.

Вследствие увеличения глубин скважин при одновременном повышении плотности буровых растворов участились случаи недохождения каротажных приборов до забоя скважин. Наиболее часто это наблюдалось в скважинах, заполненных буровым раствором плотностью более 1,9 г/см³ и имеющих глубину более 5000 м. В связи с этим возникла необходимость провести исследования по выяснению влияния некоторых параметров буровых растворов на проходимость каротажных приборов.

По методике, предложенной Р. И. Шищенко и Б. И. Есьманом*, рассмотрим случай нахождения геофизического

прибора, имеющего массу Q (кг), диаметр d_0 и длину l (м), в скважине на глубине L (м). Масса 1 м кабеля q (кг/м), диаметр кабеля d_k (м). Скважина заполнена буровым раствором с плотностью ρ_p (г/см³). Тогда масса прибора в растворе $Q_1 = Q \left(1 - \frac{\rho_p}{\rho_{ст}}\right)$, масса 1 м кабеля в

растворе $q_1 = q \left(1 - \frac{\rho_p}{\rho_k}\right)$, где ρ_k , $\rho_{ст}$ — плотности материала кабеля и стали соответственно.

При решении задачи сделаны допущения: снаряд продвигается с малой скоростью; диаметр скважины значительно больше диаметра снаряда; скважина строго вертикальна; раствор, заполняющий скважину, имеет малую водоотдачу, в результате зависания каротажного прибора на стенках скважины не происходит; длина каротажного прибора l значительно меньше глубины его пуска L .

Условия равновесия сил при остановке прибора можно записать:

$$Q_1 + q_1 L = \theta \pi (d_k L + d_0 l), \quad (1)$$

где θ — величина статического напряжения сдвига (СНС).

Проанализируем формулу (1). Левая часть равенства отражает массу геофизического прибора или груза и кабеля, правая часть — силы, препятствующие продвижению кабеля и прибора.

Из формулы (1) следует, что сам каротажный кабель останется в скважине при условии

$$\theta = \frac{q_1}{\pi d_k}. \quad (2)$$

Как показали расчеты, предельные величины θ для стандартных кабелей в зависимости от плотности бурового раствора составляют 78—103 Па для одножильного кабеля и 105—138 Па для трехжильного (в диапазоне плотностей раствора 0,8—2,5 г/см³). При значениях θ меньше критиче-

* Шищенко Р. И., Есьман Б. И. Практическая гидравлика в бурении. М., Недра, 1968.

ских величин самопроизвольных остановок кабеля не будет.

При значениях Θ больше критических проходимость кабеля по стволу скважины становится возможной при наличии на его конце сосредоточенной массы, которой может быть геофизический прибор или специально подвешенный груз. Имея небольшие габаритные размеры, они незначительно влияют на величину сопротивлений движения кабеля, увеличивая его проходимость по скважине.

Глубину спуска прибора, имеющего определенную массу и габаритные размеры, при разных величинах Θ можно определить по формуле

$$L = \frac{Q_1 - \Theta \pi d_0 l}{\Theta \pi d_R - q_1} \quad (3)$$

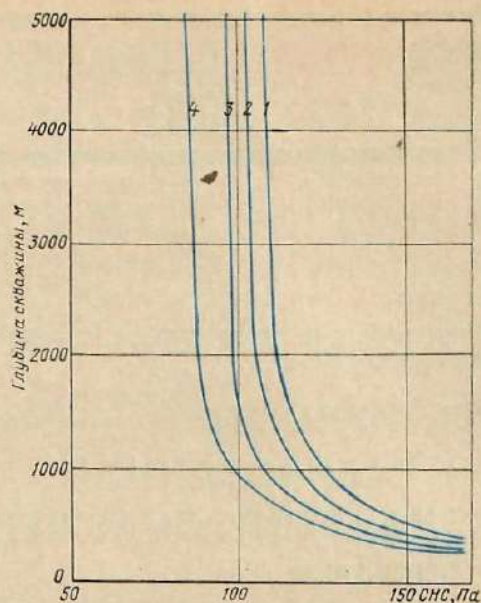
Зависимости глубины спуска геофизических приборов от предельной величины СНС, массы прибора (груза) и плотности раствора показаны на рисунке. Видно, что с повышением плотности бурового раствора проходимость приборов по скважине будет уменьшаться.

Увеличение массы геофизических приборов или грузов, подвешиваемых под прибором, улучшает проходимость их по скважине. Например, при плотности раствора 2 г/см^3 приборы стандартного каротажа КСП-2, Э-1, Э-2, имеющие массу 75–80 кг, длину 2520–3470 мм, позволяют провести работы на глубине 5000 м, если $\Theta = 90 \text{ Па}$. В то же время прибор стандартного каротажа Э-7 (масса 54 кг) при тех же величинах предельного статического напряжения сдвига станет на глубине 2000 м, а термометр Т-5 (масса 25 кг) или инклинометры ИК-2, КИТ (масса 30 кг) станут на глубине 250 м.

Эффект улучшения проходимости каротажных приборов с увеличением массы грузов характерен для ограниченной области величин предельного статического напряжения сдвига. При $\Theta \geq 120 \text{ Па}$ и плотности раствора 2 г/см^3 даже груз массой 400 кг не позволит провести каротажные работы на глубине 5000 м. Следовательно, величина статического напряжения сдвига $\Theta = 120 \text{ Па}$ является предельной для проведения каротажных работ в скважинах, заполненных буровым раствором плотностью 2 г/см^3 .

На первый взгляд такие большие значения СНС в практике бурения не встречаются. Это объясняется тем, что в соответствии с общепринятой методикой прочность структуры бурового раствора оценивается по показателям СНС₁ и СНС₁₀ за 1 и 10 мин. Как показывает опыт, время между окончанием промывки скважины глубиной более 5000 м и началом геофизических работ составляет 10–15 ч. При высокой степени объемного заполнения дисперсной фазой, что имеет место в утяжеленных буровых растворах, прочность структуры за это время может достигнуть критических значений. Этому способствует также высокая температура в скважине. В качестве примера можно привести скв. 49 Солоховскую (объединение «Полтавнефтегазгеология»), которая бурилась с применением хлоркальцевого раствора. После достижения глубины 5000 м на скважине возникли трудности при проведении геофизических исследований. Параметры хлоркальцевого раствора находились в пределах: $\rho = 1,95\text{--}2,04 \text{ г/см}^3$; $T = 60\text{--}70^\circ\text{C}$; $\Theta_1 = 2,0\text{--}3,5 \text{ Па}$; $\Theta_{10} = 3,5\text{--}5,0 \text{ Па}$; $B = 3\text{--}5 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$; $\text{Ca}^{++} = 4000\text{--}6000 \text{ мг/л}$; $\text{pH} = 7$.

Раствор отработывали КССБ-2 в сочетании с хроматами и ФХЛС. В процессе бурения существенных сложностей с регулированием параметров не возникало. Ствол скважины был устойчив. Однако при проведении геофизических исследований приборы не доходили до забоя на 150–300 м. Фильтрация, измеренная при 140°C и перепаде давления



Зависимость глубины остановки каротажных приборов от СНС при различной плотности бурового раствора (масса прибора 80 кг):

Плотность раствора (в г/см^3):
1 — 1,0; 2 — 1,5; 3 — 2,0; 4 — 2,5

5 МПа, находилась на уровне 7–10 $\text{см}^3/30 \text{ мин}$, а СНС контрольной пробы через 1 и 10 мин, отобранной перед производством каротажных работ, при температуре 20°C составляло 1,8 и 3,6 Па, а при 150°C — 5,5 и 9,4 Па. Тем не менее провести каротаж не удалось. На этой скважине время между окончанием промывки и началом каротажа составило 14–18 ч. Изучение кинетики упрочнения структуры этого раствора показало, что в комнатных условиях прочность структуры через 8 ч нахождения раствора в покое возрастает до 90–100 Па.

После термостатирования раствора в герметичном сосуде при температуре 140°C в течение 8 ч раствор твердел. Прочность структуры, определенная методом погружения стальных шариков с последовательно увеличивающейся массой, находилась в пределах 300–450 Па, что для прохождения геофизических приборов значительно превышает критическую.

Примечательно, что протермостатированные затвердевшие растворы легко приобретали текучую консистенцию после перемешивания вручную. После 5–10-минутного перемешивания при помощи лабораторной мешалки СНС практически не отличалось от такового до термостатирования ($\Theta_1 = 2,5\text{--}3,5 \text{ Па}$; $\Theta_{10} = 4\text{--}6 \text{ Па}$).

Приведенные результаты исследований показали, что критерии оценки свойств бурового раствора, которыми пользуются в процессе бурения скважины, неприменимы для оценки качества раствора с точки зрения обеспечения дохождения геофизических приборов до забоя в глубоких скважинах, заполненных раствором с высокой степенью объемного заполнения дисперсной фазой. В связи с необходимостью вскрытия зон АВПД на больших глубинах вопрос обеспечения проведения геофизических исследований приобретает большую актуальность, что требует прежде всего разработки соответствующей методики оценки качества бурового раствора.