

**БОРЬБА С ОСЛОЖНЕНИЯМИ
ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН**

7

110493

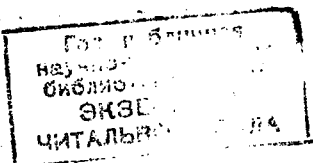


МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
ВСЕСОЮЗНЫЙ ОРДЕНА ТРУДОВОГО КРАСНОГО
ЗНАМЕНИ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ИНСТИТУТ БУРОВОЙ ТЕХНИКИ,
(ВНИИБТ)

Т Р У Д Ы

БОРЬБА С ОСЛОЖНЕНИЯМИ ПРИ БУРЕНИИ С К В А Ж И Н

М О С К В А
1 9 7 3



44-40493

44
42865

Сборник составлен по материалам Всесоюзного
научно-исследовательского института по креп-
лению скважин и буровым растворам
(ВНИИКРнефть)

Редакционная коллегия ВНИИКРнефти:

кандидат технических наук В.И.Крылов(председатель),
кандидаты технических наук А.Г.Аветисов, М.О.Ашра-
фьян, Н.Н.Кошелев, Н.А.Мариампольский, В.И.Рябчен-
ко, И.А.Сибирко (секретарь).

Б.Ф.Егоренко, Е.И.Сукурено ,
И.Н.Резниченко

ВЛИЯНИЕ ВЫБУРЕННОЙ ПОРОДЫ НА ИЗМЕНЕНИЕ УДЕЛЬНОГО ВЕСА ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ

При бурении скважин с высокой механической скоростью большой объем выбуренной породы поступает в промывочную жидкость, находящуюся в затрубном пространстве, что может привести к недопустимому увеличению удельного веса раствора и возникновению различного рода осложнений. Как правило, этот фактор не учитывается при регламентировании удельного веса промывочной жидкости.

Скважины Самотлорского месторождения глубиной 1900–2380 м по всему стратиграфическому разрезу представлены мощными пачками высококоллоидных глин с чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Естественный глинистый раствор нарабатывается в глинах сеномана (950–1200м) и в процессе бурения обрабатывается КМЦ, УЩР и водой.

Низкие пластовые давления, приближающиеся к гидростатическому, и наличие в разрезе высокопроницаемых песчаников создают опасность поглощений в процессе бурения и крепления скважин. В этих условиях особое значение имеет правильный выбор удельного веса промывочной жидкости, обеспечивающего минимальное противодействие на стенки скважины.

В работе применительно к скважинам Самотлорского месторождения сделан расчет фактического удельного веса промывочной жидкости в различных интервалах бурения.

Фактическая скорость поднимающихся частиц шлама в затрубном пространстве может быть определена по формуле

$$V = V_p - V_{ш}, \quad (1)$$

где V_p — скорость восходящего потока промывочной жидкости, $V_{ш}$ — скорость падения частиц шлама в потоке раствора.

При средней кривизне ствола скважины 10–12° для турбинного способа бурения (без учета вращения колонны бурильных труб) $V_{ш}$ определяется по следующей формуле [1]:

$$V_{ш} = \left[41,5 \left(1 - 2,8 \frac{d}{D_c - d_T} \right) + 29,5 \delta \right] \sqrt{d \frac{\gamma_1 - \gamma}{\gamma}}, \quad (2)$$

где D_c — диаметр ствола скважины, $D_c = 21,4$ см;

d_T — диаметр бурильных труб, $d_T = 12,7$ см; γ_1 — удельный вес выбуренной породы, равный 2,6 гс/см³;

γ — удельный вес закачиваемого в скважину глинистого раствора, d — средний диаметр частиц шлама, см.

По данным фракционного анализа шлама, отобранного в различных интервалах бурения, $d \leq 0,5$ см; δ — обобщенный параметр, характеризующий степень сплюснутости частиц и определяемый отношением $\delta = \frac{t}{d_c}$, где d_c — максимальный диаметр окружности, описанной около частицы; t — толщина частицы, замеряемая по нормали к плоскости этой окружности. Для большинства частиц шлама, отобранного при бурении скважин на Самотлорском месторождении, $t = 0,8$.

Скорость восходящего потока жидкости в затрубном пространстве определялась при двух расходах — 35 л/с и 17 л/с. Объем выбуренной породы в затрубном пространстве определяется в зависимости от скорости бурения

из выражения

$$V_{\text{ш}} = V_{\text{ш}_1} \cdot t, \quad (3)$$

где $V_{\text{ш}_1}$ - объем выбуренной породы в единицу времени, t - время выноса частиц на поверхность.

Действительный удельный вес бурового раствора в затрубном пространстве

$$\gamma_{\text{зп}} = \frac{V_{\text{ш}} (\gamma_1 - \gamma) + V_{\text{зп}} \gamma}{V_{\text{зп}}}, \quad (4)$$

где $V_{\text{зп}}$ - объем затрубного пространства.

Расчетные данные представлены в таблице, из которой следует, что увеличение удельного веса промывочной жидкости в затрубном пространстве составляет 0,03–0,05 гс/см³ при расходе промывочной жидкости 35 л/с и 0,09–0,13 гс/см³ при 17 л/с. Соответственно приращение гидростатического давления составляет 5–7 кгс/см² и 13–21 кгс/см².

Абсолютные величины приращения гидростатического давления свидетельствуют о том, что ими нельзя пренебрегать при расчете гидродинамической характеристики циркуляционной системы. Гидродинамические давления, возникающие при спуске бурильных труб и работе ствола скважины, имеют для приведенных в таблице глубин примерно тот же порядок [2]. В том случае, когда в процессе бурения поглощений не происходит, они могут возникнуть при цементировании как результат нарушения хорошо проницаемых пластов при неоднократном воздействии суммы гидродинамического давления при движении бурильного инструмента и повышенного давления промывочной жидкости в затрубном пространстве.

Глубина, м	Расход промывочной жидкости, л/с	Уд. вес раствора, закачиваемого в скважину, гс/см ³	Средняя скорость бурения, м/ч	Объем выбуренной породы в затруб- ном пространстве, м ³	Объем затрубного пространства, м ³	Содержание выбу- ренной породы в растворе, г/л	Фактический уд. вес глинистого раствора в затрубном прост- ранстве, гс/см ³	Приращение гидро- статического давле- ния в затрубном пространстве, кгс/см ²
1000	35	-	-	0,61	23	74	1,19	5
	17	1,14	60	2,23		212	1,27	13
1500	35	-	-	0,98	34,5	71	1,20	6
	17	1,16	45	3,63		212	1,29	19,5
2000	35	1,18	25	0,97	46,0	51	1,21	6
	17			3,44		162	1,28	20
2300	35	1,20	20	1,03	52,8	50,7	1,23	7
	17			3,66		181	1,29	21

ЛИТЕРАТУРА

1. Уханов Р.Ф. Методика определения величины оптимального расхода жидкости для обеспечения качественной промывки скважины. Грозный, 1968.

2. Сукурено Е.И., Сидоров Н.А., Бондарев В.И. Определение величины гидродинамического давления, возникающего при спуске колонны бурильных труб в скважину. НТС, серия "Бурение", 1968, № 3.

ВЛИЯНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ НА ПЛОТНОСТЬ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ, УТЯЖЕЛЕННЫХ ФЛОТАЦИОННЫМИ БАРИТОВЫМИ УТЯЖЕЛИТЕЛЯМИ

Явление аэрации буровых растворов при утяжелении флотационными баритовыми утяжелителями представляет собой сложный физико-химический процесс, связанный с образованием пен на поверхности раствора. При оценке устойчивости воздушных пузырьков, вовлекаемых в буровой раствор с плохо смачиваемыми из-за гидрофобной поверхности флотационными баритовыми утяжелителями, необходимо учитывать влияние высоких забойных температур. Однако вопрос влияния температуры на плотность аэрированного раствора, утяжеленного флотационными баритовыми утяжелителями, не исследовался, хотя он представляет практический интерес.

Нами проведены исследования буровых растворов с добавками гравитационного баритового утяжелителя и баритовых утяжелителей Салаирского рудоуправления. Гравитационный утяжелитель был обработан наиболее распространенными флотореагентами: жирнокислотной фракцией таллового масла (ЖКФТМ), окисленным рясайклом ОР-100, а также олеиновой кислотой и алкилсульфатной пастой. Физико-химические показатели утяжелителей указаны в табл. 1.

Обработка гравитационного утяжелителя флотореагентами заключалась во введении реагентов в флотационную камеру машины УФЛ-67, где находилась водная суспензия баритового утяжелителя. После флотации пробу

высушивали при температуре 100–105°C. Обработка флореагентов производилась с целью максимального приближения к производственным условиям получения баритовых утяжелителей и образования адсорбционных слоев на частицах барита. Обработанные пробы вводились в исходный глинистый раствор в количестве 300% по весу к объему раствора. Утяжеленные растворы термостатировались при температурах 25, 50, 75 и 100°C в течение 2 ч с постоянным перемешиванием. После термостатирования и охлаждения производился замер воздухомышечности и определялись показатели бурового раствора (табл. 2). Определение воздухомышечности проводилось на пневматическом приборе компрессионным методом [1].

Таблица 1

Наименование утяжелителя	Удельный вес, г/см ³	Содержание водорастворимых солей, %		Тонкость помола на сите 80 мк, %	Содержание фракций -5 мк %	Утяжеляющая способность, г/см ³
		общее	в т.ч. Ca ⁺⁺			
Гравитационный	4,36	0,30	0,052	1,7	2,1	2,30
Салаирский	4,09	0,25	0,059	10,6	11,8	2,17
Салаирский	4,02	0,33	0,065	10,26	8,73	2,12

Как следует из данных табл. 2, при нагревании происходит уменьшение воздухомышечности глинистого раствора и увеличение, соответственно, его плотности. Наиболее интенсивно уменьшается аэрированность и увеличивается плотность раствора при нагревании от 25 до 75°C. Дальнейшее повышение температуры уже в меньшей степени влияет на увеличение плотности раствора.

Таблица 2

Вид утяжелителя	Температура тер- мостатирования, °C	Содержание воздуха, %	Утяжеляющая способность, гс/см ³	Условная вязкость, с	Водоудача, см ³	Толщина корки, мм	СНС 1/10, мгс/см ²	Структурная вязкость, сНз
Гравитационный, обработанный олеиновой кисло- той	25	4,72	2,19	42	9	1,5	14/50	78
	50	4,20	2,20	37	8	2,0	11/35	71
	75	3,50	2,22	42	7	2,0	15/43	98
	100	2,60	2,24	43	7	2,0	24/62	79
Гравитационный, обработанный ЖКФТМ	25	6,25	2,16	47	8	2,0	12/59	83
	50	4,30	2,19	44	6	1,5	7/27	72
	75	3,50	2,22	44	6	2,0	17/87	102
Гравитационный, обработанный алкилсульфатной пастой	25	2,84	2,23	52	9,5	2,0	6/30	74
	50	2,10	2,25	49	8	1,5	1/14	104
	75	0,90	2,27	47	7	1,5	12/41	65
	100	0,32	2,29	49	6	2	12/73	95
Гравитационный, обработанный окисленным ри- сайклом	25	5,45	2,17	40	8	1	3/28	75
	50	4,89	2,19	43	7,7	1,5	12/28	73
	75	3,00	2,23	40	7,5	1,0	5/17	78
	100	2,20	2,24	40	7,0	2,0	26/67	91
Салаирский ба- ритовый утяже- литель $\gamma = 4,09$ гс/см ³	25	4,25	2,16	50	6,5	1,5	11/20	80
	50	2,84	2,19	50	4,5	2,0	9/17	93
	75	1,05	2,24	50	5,0	1,0	14/35	75
	100	0,32	2,25	50	5,0	1,5	12/27	78
Салаирский ба- ритовый утя- желитель $\gamma = 4,02$ гс/см ³	25	4,50	2,12	53	7	2,0	2/9	75
	50	2,84	2,18	50	8	1,5	9/27	78
	75	1,26	2,19	55	5,5	2,0	8/25	74
	100	0,63	2,21	53	8,5	2,0	17/48	81

Увеличение плотности утяжеленных растворов при прогреве связано с тем, что при повышении температуры раствора снижается прочность пленки укрупненных пузырьков за счет их расширения и ускоряется подъем пузырька на поверхность, где он разрушается под действием сил внутреннего давления [2].

Выявлено, что время прогрева не оказывает значительного влияния на степень десорбции воздуха из раствора и, следовательно, на плотность раствора.

Изменение плотности буровых растворов, утяжеленных флотационными баритовыми концентратами Салаирского рудоуправления, изучалось также на скважинах объединения "Краснодарнефтегаз" (табл. 3). При обработке растворов на этих скважинах использовались УЩР бихромат натрия, гипан, не способствующие вспениванию буровых растворов. При утяжелении флотационными баритовыми утяжелителями плотность выходящего из скважины раствора значительно возрастает по сравнению с величиной ее перед закачиванием в скважину.

Таким образом, при нагревании растворов, утяжеленных флотационными концентратами, происходит десорбция из них воздуха, вследствие чего плотность раствора резко увеличивается до величины, пропорциональной количеству утяжелителя.

Аэрация растворов при вводе флотационных баритовых концентратов зачастую наблюдается в промышленных условиях. При этом плотность раствора при замерах ниже расчетной. В этом случае, как правило, начинают увеличивать концентрацию утяжелителя с целью получения расчетной плотности бурового раствора. В результате десорбции воздуха после цикла промывки плотность утяжеленного раствора становится гораздо выше расчетной, что вызывает необходимость уменьшать ее, а это связано с излишним расходом утяжелителя и в ряде случаев приводит к различного типа осложнениям в стволе скважины.

Таблица 3

Глубина спуска колонны м	Температура, °C		Плотность раствора после утяже- ления перед закачкой в скважину, г/см ³	Плотность раствора на выходе из скважи- ны, г/см ³
	на глубине спуска	на устье		

Скв. 4 Ставропольская

938	48	33	1,57	1,62
1418	60	42	1,60	1,64
1542	63	43	1,62	1,66
1608	66	44	1,63	1,67
1686	67	45	1,62	1,68

Скв. 6 Ставропольская

2192	90	48	1,75	1,84
2192	—	—	2,00	2,06
3358	122	57	1,84	1,92
3667	129	58	1,86	1,95

Скв. 2 Беляевская

4452	146	75	1,42	1,48
4475	146	75	1,46	1,55
4472	146	75	1,42	1,52
4475	147	75	1,41	1,52

Следовательно, при утяжелении буровых растворов баритовыми утяжелителями необходимо учитывать десорбцию воздуха из раствора после прогрева, чтобы не допустить переутяжеления раствора. С этой целью необходимо перед закачиванием в скважину утяжеленного бурового раствора проводить определение его воздушно-насыщенности на приборе ВГ-1 .

ЛИТЕРАТУРА

1. Бережной А.И., Дегтев Н.И. Дегазация промысловых растворов в бурении. М., Гостоптехиздат, 1963.
2. Дуденков С.В. и др. Основы теории и практика применения флотационных реагентов. М., "Недра", 1969.

С.А.Рябоконь , А.И. Пеньков

О ФАКТОРАХ, ВЛИЯЮЩИХ НА СТЕПЕНЬ АЭРАЦИИ БУРОВОГО РАСТВОРА ПРИ УТЯЖЕЛЕНИИ

Явление аэрации раствора при утяжелении флотационными баритовыми утяжелителями зачастую не учитывается на буровых. Установив, что плотность раствора ниже расчетной, и не определив степень насыщенности его воздухом, как правило, увеличивают концентрацию утяжелителя. Происходит переутяжеление раствора, что приводит к серьезным осложнениям в скважине: поглощениям бурового раствора и различного вида проявлениям; повышенному содержанию твердой фазы и т.д.

Увеличение плотности утяжеленных растворов происходит после прогрева их в забойных условиях, так как стабилизации воздушных пузырьков способствует устойчивость пены, которая значительно снижается даже в присутствии пенообразователя при повышении температуры [1]. При попадании воздуха в буровой раствор пузырьки стремятся к укрупнению, подъему на поверхность раствора и разрушению.

На стабилизацию воздуха в растворе при его утяжелении влияет наличие поверхностно-активных веществ флотореагентов, адсорбированных на частицах барита, и структурно-механические свойства раствора.

В зависимости от этих факторов выделение пузырьков воздуха из утяжеленного раствора происходит как перед закачкой в скважину, так и после прогрева в забойных условиях на выходе из скважины.

Влияние флотореагентов заключается в уменьшении поверхностного натяжения на границе раздела жидкость-газ ($\sigma_{ж-г}$). Чем меньше поверхностное натяжение на границе раздела жидкость-газ, тем меньше радиус воздушного пузырька и больше пересыщенность раствора газами. В таблице показаны величины поверхностного натяжения растворов, обработанных различными флотореагентами на границе раздела жидкость-газ, и плотности растворов, утяжеленных баритом после обработки флотореагентами. Во всех случаях состав раствора одинаков, барит вводился в количестве 300% по весу к объему суспензии. Прослеживается зависимость плотности утяжеленного раствора от поверхностного натяжения на границе раздела жидкость-газ. В зависимости от величины поверхностного натяжения $\sigma_{ж-г}$ определяется начальная воздухомышенность раствора после утяжеления и остаточная воздухомышенность после прогрева в забойных условиях.

При выходе раствора из скважины количество устойчивых пузырьков, выделяющихся из единицы его объема за единицу времени, определяется выражением [2]

$$N = \left(\frac{P - P_1}{2\sigma_{ж-г}} \right)^4 8D \sqrt{\frac{8\pi \sigma_{ж-г}}{\kappa T}}, \quad (1)$$

где $P - P_1$ - снижение давления; δ - коэффициент; D - аналог коэффициента диффузии; κ - постоянная Больцмана; T - абсолютная температура жидкости, $^{\circ}K$.

Количество устойчивых пузырьков, выделяющихся из раствора, зависит от величины снижения давления на выходе из скважины, с уменьшением $\sigma_{ж-г}$ вспениваемость раствора возрастает, а с увеличением температуры устойчивость пены уменьшается. Это подтверждается и экспериментальными данными (рис. 1), согласно которым с увеличением $\sigma_{ж-г}$ возрастает и плотность раствора после прогрева.

Пузырьки воздуха поднимаются на поверхность вязкопластичной жидкости лишь в том случае, если они

имеют подъемную силу, достаточную для преодоления силы пластичности. Если размеры пузырька воздуха незначительные, то он не может подняться на поверхность раствора, несмотря на разность удельных весов раствора и газа.

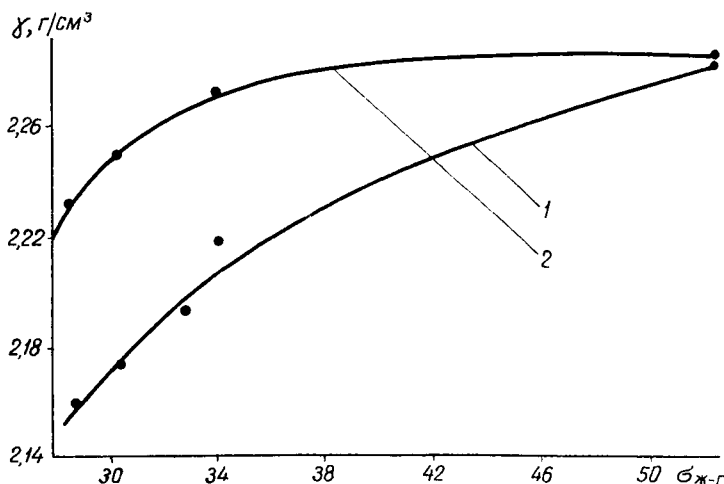


Рис. 1. Изменение плотности раствора в зависимости от $\sigma_{ж-г}$: 1 – до прогрева; 2 – после прогрева при $75^{\circ}C$.

Максимальное значение диаметра воздушного пузырька, удерживаемого глинистым раствором, определяется известной формулой

$$d_{\max} = \frac{6\theta}{\kappa(\gamma_p - \gamma_b)}, \quad (2)$$

где γ_p – плотность раствора, $г/см^3$; γ_b – плотность воздуха, $г/см^3$; θ – статическое напряжение сдвига, $мг/см^2$; κ – коэффициент пропорциональности.

Из формулы (2) следует, что с увеличением статического напряжения сдвига аэрированность раствора при утяжелении возрастает. Для определения степени влия-

	Пробы обработаны				
	ЖКФТМ	окислен- ным рисайклом ОР-100	олеиновой кислотой	алкилсуль- фатной пастой	гравитаци- онный концентрат без обработки

Поверхностное
натяжение на
границе разде-
ла жидкость -
газ,
дин / см

28,5

30,5

32,8

34,0

52,5

Плотность
утяжеленного
раствора,
г/см³

2,16

2,17

2,19

2,22

2,28

ния СНС были подготовлены пробы утяжеленного глинистого раствора с величиной θ через 1 мин 10, 30, 50, 70 и 90 мг/см². После ввода баритового утяжелителя в количестве 300% по весу к объему суспензии производился замер содержания воздуха в растворе компрессионным методом по известной методике [3]. Затем растворы термостатировались при температуре 100–125°C в течение 2 ч с последующим замером воздуха в растворе.

На основании многочисленных опытов построены зависимости воздухомасленности растворов после их утяжеления от статического напряжения сдвига (рис. 2). Аэрированность раствора резко возрастает при $\theta_1 > 20$ –30 мг/см², особенно высокая степень аэрации достигается при значении $\theta_1 = 70$ –90 мг/см². После термостатирования остаточная воздухомасленность сохраняется при 30 мг/см². Следовательно, при утяжелении буровых растворов с большими значениями θ_1 достигается высокая степень аэрации, которая сохраняется и после прогрева раствора в забойных условиях.

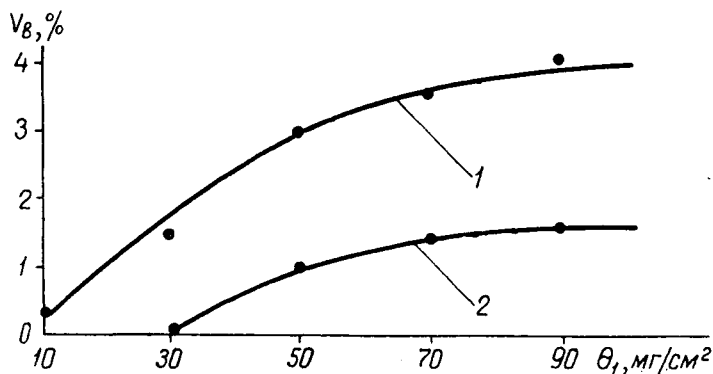


Рис. 2. Изменение воздухомасленности растворов в зависимости от статического напряжения сдвига: 1—до прогрева; 2—после прогрева.

При утяжелении необходимо поддерживать минимально допустимое напряжение сдвига бурового раствора. В случае повышенного напряжения сдвига следует произвести обработку бурового раствора для достижения θ , не более 20–30 мг/см² и затем утяжелять раствор. При невозможности этого следует утяжеленный раствор перед закачкой в скважину пропускать через вакуумный дегазатор.

Исследовалось также влияние pH раствора на его начальную воздухомышенность при утяжелении. С этой целью были подготовлены пробы глинистого раствора с pH от 7 до 11. Установлено, что при повышении щелочности растворов содержание воздуха после ввода утяжелятеля существенно уменьшается, особенно при pH > 8. Это объясняется, с одной стороны, увеличением поверхностного натяжения при добавке едкого натрия, а с другой – увеличением степени ионизации, возможной десорбцией непрочно закрепленных молекул флотореагентов с поверхности барита, что увеличивает его относительную гидрофильность. По этой причине при увеличении pH раствора вспенивание значительно уменьшается. Наиболее оптимальная величина pH при утяжелении бурового раствора находится в пределах 9–9,5. Дальнейшее увеличение pH в меньшей степени влияет на уменьшение аэрированности бурового раствора.

ЛИТЕРАТУРА

1. Бережной А.И., Дегтев Н.И. Дегазация промысловых растворов в бурении. М., Гостоптехиздат, 1963.
2. Зельдович Я.Б. К теории образования новой фазы. ЖЭТФ, вып. 11–12, 1942.
3. Яров А.Н. Простой способ определения содержания газа во вспененном глинистом растворе. "Нефтяная и газовая промышленность", 1965, № 2.

Б.И.Есьман, А.Т.Кошелев

ГРАФИЧЕСКИЙ СПОСОБ РЕШЕНИЯ УРАВНЕНИЯ ВОЛАРОВИЧА-ГУТКИНА ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ РАСХОДА В ТРУБАХ КОЛЬЦЕВОГО СЕЧЕНИЯ ПРИ СТРУКТУРНОМ РЕЖИМЕ

Ряд осложнений при бурении и цементировании скважин связан с перепадами давления в кольцевом пространстве скважин при различных (в том числе и структурном) режимах течения рабочих жидкостей. Проектирование оптимальных скоростей восходящего потока зависит от возможности точного определения параметров режима течения.

Методика определения расхода Q_k в кольцевом пространстве при структурном режиме течения, разработанная М.П. Воляровичем и А.М. Гуткиным [1], приводит к решению выражения, которое может быть представлено в следующем виде [2] :

$$Q_k = \frac{\pi P}{8\eta l} \left\{ b^4 - a^4 - 2a_1^2 (b^2 - a^2) - \beta [2a_1 (b^2 - a^2) + \right. \quad (1) \\ \left. + \frac{4}{3} (b^3 + a^3 - 2a_1^3)] + 4\beta^2 a_1^2 + 2\beta^3 a_1 + \frac{1}{3} \beta^4 \right\},$$

где P - перепад давления; η - структурная вязкость; l - длина трубы; b и a - наружный и внутренний радиусы кольцевого пространства; a_1 - внутренний радиус ядра потока; $\beta = 2\ell\tau_0 / P$; τ_0 - динамическое напряжение сдвига.

Однако решение уравнения (1) в значительной мере осложняется наличием в нем неизвестной величины a_1 .

Предполагается, что

$$a_1 = a + h - \frac{\tau_0 \ell}{p} + \delta, \quad (2)$$

где $h = \frac{b-a}{2}$; δ — поправка к величине h ,

имеющая порядок h и зависящая от неравенства длин окружностей с радиусами a и $a+2h$.

Подстановка значения a_1 в (1) приводит к трансцендентному уравнению, решение которого неизбежно связано с определенными допущениями, а значит, и погрешностями.

Ниже предлагается решение зависимости (1), при котором нет необходимости рассматривать трансцендентное уравнение, но следует проанализировать физическую сущность рассматриваемого в задаче явления. С этой целью прежде всего выразим (1) в безразмерных величинах:

$$a_1/b = x; \quad \beta/(1-\alpha) = \beta_K; \quad a/b = \alpha; \\ \pi p b^4 / 8 \eta \ell = Q_0; \quad Q_K / Q_0 = q.$$

Тогда

$$q = 1 - \alpha^4 - 2x^2(1-\alpha^2) - \beta_K(1-\alpha)[2x(1-\alpha^2) + \\ + 4/3(1+\alpha^3-2x^3)] + 4\beta_K^2(1-\alpha)^2x^2 + 2\beta_K^3(1-\alpha)^3x + \\ + 1/3\beta_K^4(1-\alpha)^4. \quad (3)$$

Для решения (3) надо знать α , β_K , x . Величины α и β_K можно задать. Для нахождения x надо знать величину a_1 . В общем случае она может быть найдена с помощью выражения (2), которое запишем в виде

$$a_1 = a + \frac{b-a}{2} - \frac{\tau_0 \ell}{p} + \delta = b \left[\frac{1+\alpha-\beta(1-\alpha)}{2} + \frac{\delta}{b} \right]. \quad (4)$$

Тогда

$$x = \frac{a_1}{b} = A + y, \quad (5)$$

где

$$A = \frac{1+\alpha-\beta_K(1-\alpha)}{2}; \quad y = \frac{\delta}{b}. \quad (6)$$

Как видно из (6), при заданных α и β_k значения

A могут быть вычислены совершенно точно, как и предельные значения x . В самом деле, в состоянии покоя, т.е. при неразрушенной структуре, когда $\beta_k = 1,0$, величина a_1 будет равна a и никогда не может быть меньше этой величины. В другом крайнем случае, когда структура полностью разрушается, т.е. при $\beta_k = 0$, величина a_1 стремится приобрести свое максимально возможное значение, равное радиусу максимальной скорости при ламинарном режиме z_m . Известно [3], что

$$z_m = \left(\frac{1 - \alpha^2}{2 \ell n \, 1/\alpha} \right)^{1/2} b = \rho b,$$

где

$$\rho = \left(\frac{1 - \alpha^2}{2 \ell n \, 1/\alpha} \right)^{1/2}.$$

Таким образом, можно утверждать, что при $\beta_k = 1,0$ $a_1 = a$ и поэтому $x_1 = a/b = \alpha$; при $\beta_k = 0$ $a_1 = z_m$ и $x_0 = z_m/b = \rho$.

С учетом найденных предельных значений x_0 и x_1 определим точные предельные значения для y . Так, исходя из (5), при $\beta_k = 0$

$$y_0 = x_0 - A_0 = \rho - \frac{1 + \alpha - \beta(1 - \alpha)}{2} = \rho - \frac{1 + \alpha}{2},$$

а при $\beta_k = 1$

$$y_1 = x_1 - A_1 = \alpha - \frac{1 + \alpha - 1 + \alpha}{2} = 0.$$

Следовательно, для любых значений α величина y при изменении β_k в интервале от 0 до 1 будет изменяться от $\rho - \frac{1 + \alpha}{2}$ до 0 соответственно.

Указанное обстоятельство позволяет утверждать, что при каждом заданном значении α и β_k значение y не может превысить свой предел, равный $\rho - \frac{1 + \alpha}{2}$.

а сравнивая это предельное значение с величиной A , можно назвать ту максимальную ошибку Δ_m , которая будет допущена, если значение x определять, пренебрегая величиной y . Говоря иначе, если пренебречь величиной δ в выражении (2), то при $\beta_k = 1$ эта ошибка при всех значениях будет равна нулю, а при $\beta_k = 0$ будет допускаться максимальная ошибка, значения которой могут быть подсчитаны по формуле

$$\Delta_m = \frac{x_0 - A_0}{x_0} = 1 - \frac{A_0}{x_0}. \quad (7)$$

В таблице приведены значения A_0 , y_0 , x_0 и Δ_m , подсчитанные по соответствующим зависимостям для всех значений α при $\beta_k = 0$.

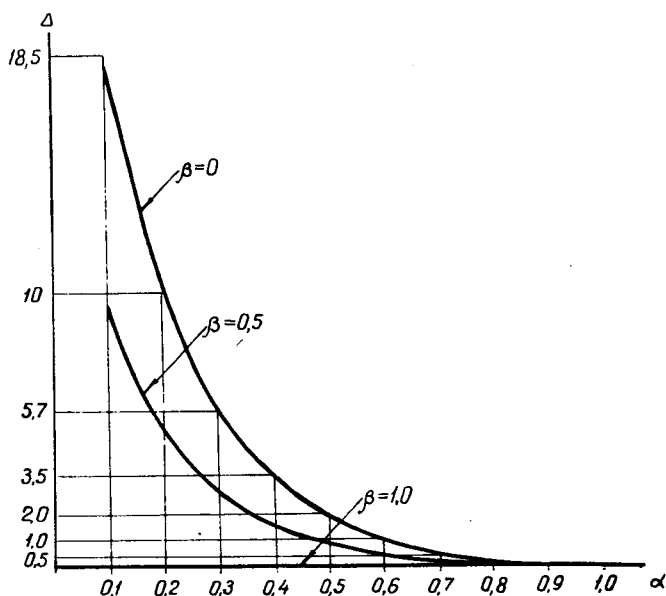
Вполне очевидно, что промежуточные значения погрешностей для остальных значений β_k будут находиться между крайними величинами $\Delta_{\max}$ и $\Delta_{\min} = 0$. Поэтому, если на графике $\Delta = f(\alpha)$ ординаты между этими величинами для каждого значения α разбить, например, на 10 равных частей и через полученные точки провести кривые (см. рис.), то по ним без труда можно найти погрешности для всех значений α и β . С другой стороны, из (7) вытекает, что в общем случае

$$x = \frac{A}{1 - \Delta}. \quad (8)$$

Значения x , подсчитанные по этой формуле, могут лечь в основу построения графика $x = f(\Delta)$, по которому эта величина может быть определена для любых значений α и β_k . Подставляя найденное таким образом значение x в исходное выражение (3) и вычислив значение Q_0 , определяем искомую величину Q_k из выражения

$$Q_k = q \cdot Q_0.$$

α	$x_0 = \rho$	A_0	$y_0 = x_0 - A_0$	A_0 / x_0	$\Delta_M, \%$
0,0	0,00	0,50	-0,50	∞	
0,1	0,4637	0,55	-0,0863	1,185	-18,5
0,2	0,5461	0,60	-0,0539	1,100	-10,0
0,3	0,6170	0,65	-0,0353	1,057	-5,7
0,4	0,6770	0,70	-0,0230	1,035	-3,5
0,5	0,7355	0,75	-0,0145	1,020	-2,0
0,6	0,7915	0,80	-0,0085	1,010	-1,0
0,7	0,8455	0,85	-0,0045	1,005	-0,5
0,8	0,8981	0,90	-0,0019	1,003	-0,3
0,9	0,9496	0,95	-0,0004	1,001	-0,1
1,0	1,00	1,00	0,00	1,00	0,00



ЛИТЕРАТУРА

1. Воларович М.П., Гуткин А.М. Течение вязкопластичного тела между двумя параллельными стенками и в кольцевом пространстве между двумя коаксиальными трубами. ЖТФ, т. 16, № 3, 1946.

2. Голубев Д.А. О течении вязкопластичных сред в кольцевом пространстве. "Нефт. хоз.", 1971, № 8.

3. Лейбензон Л.С. Собрание трудов, т. 3. Изд-во АН СССР, 1955.

Л.Б. Измайлов, В.Н. Кокаев ,
Л.И.Быков

ЗАВИСИМОСТЬ ИЗНОСА ПРОМЕЖУТОЧНОЙ КОЛОННЫ ОТ ИСКРИВЛЕНИЯ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

Опыт глубокого бурения показывает, что в большинстве случаев повреждения промежуточных колонн происходят вследствие их износа бурильным инструментом. Наиболее интенсивный износ колонны наблюдается в скважинах, имеющих участки ствола с резкими перегибами [1] .

Такой вывод подтверждается сопоставлением данных по скважинам, пробуренным на одних и тех же площадях в идентичных условиях, но с различной степенью искривления. В скважинах с малой величиной искривления выполнен значительный объем буровых работ без всяких осложнений. В то же время в скважинах, имеющих участки ствола с большим искривлением, промежуточные колонны оказались поврежденными при сравнительно небольшом объеме работ.

До настоящего времени не выработаны достаточно надежные методы количественной оценки износа обсадных колонн бурильным инструментом. Обсадные колонны проектируют без учета степени искривления скважины, что приводит не только к авариям с колоннами, но и к неоправданно большому расходу металла вследствие применения толстостенных труб.

В статье на основе анализа промыслового материала и обработки полученных данных методом математической статистики делается попытка количественной

оценки влияния искривления скважин на износ обсадной колонны бурильным инструментом.

Рассмотренный промысловый материал охватывает месторождения Северного Кавказа и Белоруссии (табл.1). Для анализа выбраны только скважины, в которых отмечены разрывы обсадных колонн от действия внутреннего избыточного давления. Такой выбор объясняется возможностью определения нагрузок, действующих на обсадную колонну в момент ее повреждения. В случаях смятия нельзя с достаточной степенью точности определить величину внешнего давления. Знание критического давления в момент повреждения колонн позволяет определять остаточную толщину стенки аварийной трубы.

Величину линейного износа для поврежденных участков обсадных колонн определяли как разность между номинальной и остаточной толщиной стенки поврежденной трубы в момент аварии

$$\delta' = \delta - \delta_{\text{ост}}, \quad (1)$$

где δ' — линейный износ, мм; δ — номинальная толщина стенки трубы, мм; $\delta_{\text{ост}}$ — остаточная толщина стенки в зоне повреждения трубы, мм.

Остаточную толщину определяли по формуле

$$\delta_{\text{ост}} = \frac{P_r D}{2 \sigma_T}, \quad (2)$$

где P_r — избыточное внутреннее давление, кгс/см²;

D — наружный диаметр поврежденной трубы, см; σ_T — предел текучести материала поврежденной трубы, кгс/см²

Избыточное внутреннее давление представляет собой

$$P_r = P_{\text{вн}} - P_n + P_y \quad \text{или} \quad P_r = \frac{(\gamma_1 - \gamma_2) H}{10} + P_y, \quad (3)$$

где P_y — избыточное давление на устье скважины в момент аварии, кгс/см²; P_n и $P_{\text{вн}}$ — соответственно наружное и внутреннее гидростатические давления, кгс/см²;

γ_1 и γ_2 — удельный вес промывочного раствора соответственно в колонне и за колонной, гс/см³; H — глубина повреждения обсадной колонны, м.

Таблица 1

Скважины	Глубина спуска колонны, м	Глубина разрыва колонны, м	Группа прочности и толщина стенки трубы, мм	Удельный вес промывочного раствора, гс/см ³		Внутреннее давление *, кгс/см ²	Избыточное давление в зоне повреждения в момент аварии, кгс/см ²
				в колонне	за колонной		
Диаметр колонны 324 мм							
122 Ачи-Су	1500	750	Д-11	1,94	1,28	260	50
125 Ачи-Су	1716	600	Д-11	1,80	1,3	260	30
2 Балхас -Хунук	917	470	Д-10	1,35	1,9	235	28
189 Гудермес	3037	2200	Д-12	2,05	1,5	280	120
219 Октябрьская	2051	1650	Д-12	2,26	1,56	280	115
223 Октябрьская	2160	1200	Д-12	2,29	1,43	280	103
25 Самурская	2026	660	Д-9	2,0	2,0	210	0
1 Кукуловская	2054	700	Д-9	2,0	2,0	210	0
Диаметр колонны 299 мм							
128 Ачи-Су	1548	804	Д-10	1,96	1,30	255	53
130 Ачи-Су	1915	250	Д-11	2,0	1,46	260	14
132 Ачи-Су	1542	628	Д-11	2,20	1,34	260	54
136 Ачи-Су	1970	700	Д-11	1,94	1,4	260	38
140 Ачи-Су	2089	1500	Д-11	1,77	1,38	260	60
242 Избербаш	2166	400	Д-11	2,08	1,36	260	29
243 Избербаш	2233	1200	Д-11	2,10	1,40	260	84
Диаметр колонны 168 мм							
278 Малгобек	3066	1300	Е-11	1,3	2,1	655	185
794 Малгобек	3050	975	Д-10	1,3	1,9	450	62
830 Малгобек	2553	1876	К-10	2,05	2,20	595	370
720 Осташковская	3067	1108	Д-8	1,5	1,5	360	0

* Имеется в виду внутреннее давление, при котором напряжение в теле трубы достигает предела текучести.

После подстановки в формулу (1) значения $\delta_{\text{ост}}$ и соответствующих преобразований получим

$$\delta' = \delta - \frac{HD(\gamma_1 - \gamma_2) + 10 P_y D}{20 \alpha_T} . \quad (4)$$

В случае отсутствия давления на устье скважины в момент повреждения формула (4) примет вид

$$\delta' = \delta - \frac{HD(\gamma_1 - \gamma_2)}{20 \alpha_T} . \quad (5)$$

При выводе формул (4) и (5) приняты некоторые допущения:

- 1) влиянием скорости перемещения бурильного инструмента при спуско-подъемных операциях пренебрегали, так как оно сравнительно невелико;
- 2) состав среды, в которой происходило трение, принят постоянным;
- 3) повреждение обсадной колонны произошло при достижении в теле трубы предела текучести.

По полученным формулам были подсчитаны величины линейного износа для аварийных труб в момент повреждения. В качестве критерия оценки интенсивности износа примем отношение суммарного пути трения к величине линейного износа. Физический смысл его — число метров перемещения бурильного инструмента относительно обсадной колонны, при котором радиальный износ ее составит 1 мм. Суммарный путь трения определяли по формулам б. бюро труб АЗИНмаш

$$L = \frac{2ch}{\ell} \left[S + H_0 \left(\frac{\ell}{h} - 1 \right) + \pi d \left(\frac{nt}{2c} + \frac{5S}{ah} \right) \right] \quad (6)$$

для роторного бурения и

$$L = \frac{2ch}{\ell} \left[S + H_0 \left(\frac{\ell}{h} - 1 \right) + \pi d \frac{5S}{ah} \right] \quad (7)$$

для турбинного бурения,

где c - число рейсов бурильного инструмента; h - длина бурильного замка, м; a - число труб в одной свече; d - диаметр замка, м; t - время вращения бурильного инструмента в колонне, мин; l - средняя длина бурильной трубы, м; n - число оборотов ротора, об/мин; S - средняя длина бурильной колонны, м,

$$S = H_1 + \frac{H_2 - H_1}{c} \cdot \frac{c + 1}{2}, \quad (8)$$

где H_1 , H_2 - соответственно начальная и конечная глубины бурения из-под колонны, м.

В работе [2] для оценки интенсивности износа предлагается отношение условного суммарного пути трения к объему изношенного металла, названное условным объемным удельным износом. Однако практически удобнее пользоваться отношением условного суммарного пути трения к величине радиального износа. Назовем это отношение условным линейным удельным путем трения и обозначим λ , тогда

$$\lambda = \frac{L}{\delta}, \quad (9)$$

В качестве критерия оценки кривизны ствола скважины примем интенсивность пространственного искривления β в градусах на 10 м. Величина β является функцией угла отклонения оси скважины от вертикали α и азимутального отклонения φ . Для определения этой зависимости в отечественной и зарубежной литературе предложено несколько методов, основные из которых проанализированы в работе [3]. Установлено, что метод А. Лубинского отличается большой простотой и относительно меньшей величиной ошибки определения. Нами для определения интенсивности искривления по фактическим данным измерения α и φ использована номограмма А. Лубинского [4].

Рассчитанные по приведенным формулам значения условного удельного пути трения λ и интенсивности пространственного искривления ствола скважин β были

обработаны методами математической статистики (см. рис.). При этом предварительный корреляционный анализ полученных данных показал наличие статистической связи между рассматриваемыми параметрами.

В области малых величин интенсивности искривления (0,4-0,7 град./10 м) с уменьшением диаметра темп износа колонны снижается. Как и всякие статистические зависимости, полученные модели будут уточняться по мере накопления фактического материала. Однако изменение темпа износа в зависимости от диаметра колонны представляется логичным. По-видимому, на скорость изнашивания обсадных труб оказывают влияние не только прижимающие усилия, являющиеся функцией интенсивности искривления, но и величина изгибающих напряжений, которая при данной интенсивности искривления увеличивается с ростом диаметра колонны.

Установлена возможность представления искомой зависимости уравнениями регрессии вида

$$\lg \beta = \lg \alpha + \beta \lg \lambda, \quad (10)$$

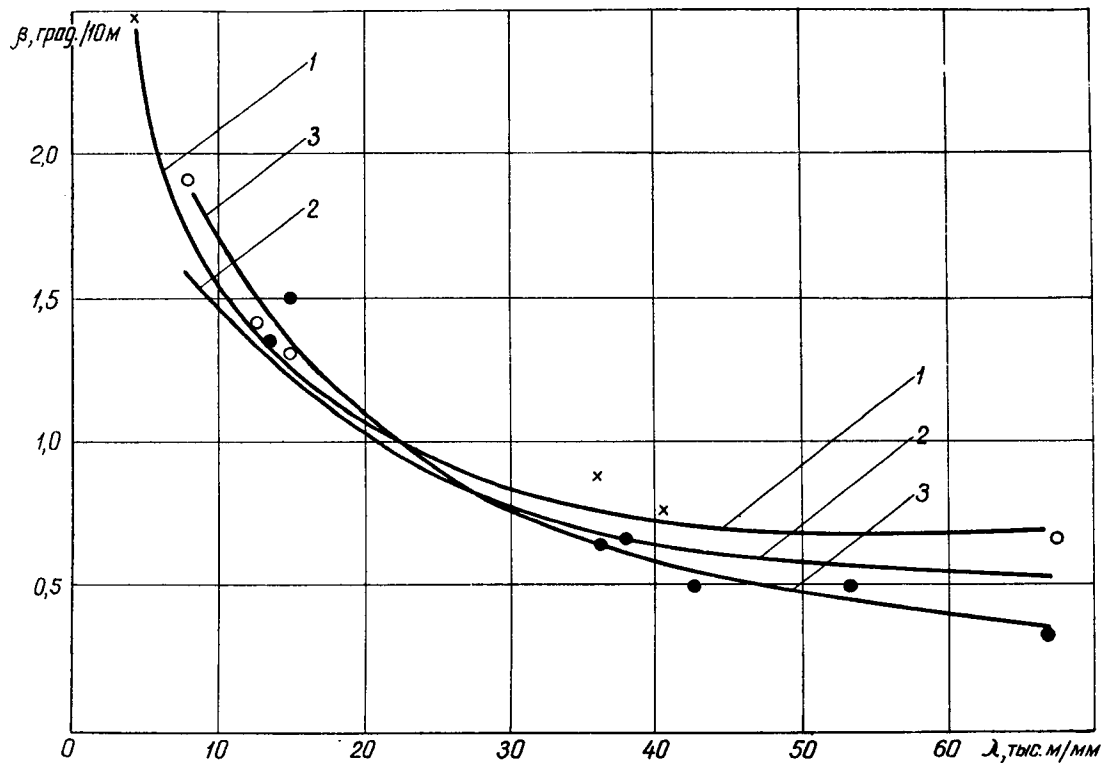
где α и β — параметры, зависящие от диаметра обсадной колонны.

В самом деле, значения коэффициентов корреляции r_{xy} величин $x = \lg \lambda$ и $y = \lg \beta$ указывают на наличие достаточно тесной линейной статистической связи между ними, поэтому представляется естественным искать уравнение регрессии для различных значений диаметров

D в виде

$$y = \lg \alpha + \beta x. \quad (11)$$

Вычисление коэффициентов корреляции r_{xy} параметров α и β и оценка эмпирических формул производились на ЭЦВМ "Проминь-2" по методике [5]. Результаты вычислений, математические модели и их меры идентичности, являющиеся показателями соответствия найденных моделей исходным данным, приведены в табл. 2. Из таблицы видно, что модели довольно хорошо согласуются с исходными данными.



Зависимость условного удельного пути трения от интенсивности искривления ствола скважины для колонн диаметром: 1-168 мм; 2-299 мм; 3- 324 мм.

Таблица 2

Данные регрессионного анализа
зависимости линейного износа обсадных
колонн от интенсивности искривления
ствола скважин

Условный удельный путь трения, м	Интенсивность ис- кривления, град./10м		Вид модели	Мера идентич- ности формулы Q
	опытное значение	расчетное значение		

Диаметр колонны 324 мм, $z_{xy} = 0,84$

7800	1,90	1,58	$\lambda = \frac{20040}{\beta 2,058}$	0,71
12400	1,40	1,26		
13000	1,00	1,23		
15000	1,30	1,15		
22200	0,66	0,95		
66800	0,66	0,56		

Диаметр колонны 299 мм, $z_{xy} = 0,98$

13600	1,32	1,46	$\lambda = \frac{21630}{\beta 1,215}$	0,96
15200	1,50	1,34		
35500	0,66	0,66		
36800	0,70	0,64		
43000	0,50	0,57		
53000	0,50	0,48		
66500	0,36	0,35		

Диаметр колонны 168 мм, $z_{xy} = 0,94$

4700	2,60	2,35	$\lambda = \frac{22200}{\beta 1,815}$	0,89
17500	0,86	1,14		
36000	0,90	0,77		
40500	0,74	0,72		

Полученные формулы позволяют по фактическим данным интенсивности искривления ствола скважины рассчитать условный удельный путь трения, а исходя из этого и пользуясь проектными данными, можно прогнозировать объем безаварийной работы в проектируемой обсадной колонне, а также определить необходимость применения мероприятий по повышению долговечности промежуточной колонны.

ЛИТЕРАТУРА

1. Измайлов Л.Б., Латко Т.Д., Матаев Г.А. Предотвращение осложнений, связанных с нарушениями технических колонн. ННТ, сер. "Нефтепромысловое дело", 1960 № 11.

2. Эрлих Г.М., Вартанова Н.А., Ревницкий Э.И. Новая методика расчета обсадных колонн на износ от трения. "Нефт. хоз.", 1962, № 7.

3. Васильев Ю.С., Сивохина Н.Б., Бронзов А.С. Допустимые отклонения ствола скважин от проекта. М., Гостоптехиздат, 1963.

4. Вудс Г., Лубинский А. Искривление скважин при бурении. М., Гостоптехиздат, 1960.

5. Аветисов А.Г. и др. Методическое руководство по применению статистических методов при проведении лабораторных исследований с буровыми растворами и тампонажными системами. Краснодар, 1971.

А.К.Самоной, О.В.Воротнюк

АНАЛИЗ АПРИОРНЫХ ДАННЫХ О ФАКТОРАХ, ДЕЙСТВУЮЩИХ ПРИ ПРИХВАТЕ КОЛОННЫ ТРУБ

Возникновение прихватов в скважине обусловлено совместным действием факторов, имеющих различную физико-механическую и химическую природу. Исследование такого сложного процесса, каким является прихват колонны труб, невозможно без определения факторов или их сочетаний, оказывающих первоочередное и существенное воздействие на возникновение аварийной ситуации.

Решение этой задачи может быть найдено лишь с привлечением методов планирования экспериментов, которые рекомендуют на первой стадии использовать априорную информацию с целью выявления определяющих и отсеивания несущественных факторов.

Степень влияния различных факторов при прихвате изучена недостаточно, и мнения специалистов, занимающихся этой проблемой, весьма субъективны, как выяснилось при обработке данных опроса ряда специалистов.

Для проведения опроса ведущим специалистам страны были разосланы опросные листы (стр.36) с перечислением 18 факторов, которые, по нашему мнению, оказывают влияние на возникновение прихватов.

Нумерация факторов в опросном листе не определяет степень их влияния на прихват, поэтому расположение факторов следует считать стохастичным. Все известные разновидности прихватов объединены по физической однородности вероятных причин и обстоятельств возникновения в три категории:

- I - прихват под действием перепада давления;
- II - заклинивание инструмента при его движении в скважине;

III — прихват вследствие сужения сечения ствола скважины при оседании шлама, утяжелителя, обваливании пород, сальникообразовании.

К обработке приняты 27 опросных листов, в которых факторы были пронумерованы в порядке убывания степени их влияния на возникновение прихватов каждой категории. Обработка априорной информации осуществлялась по методике [1], сущность которой заключается в проверке определенных гипотез, расположенных в порядке убывания их мощности и построенных так, что отрицательный ответ означает продолжение исследования, а положительный — окончание.

Опросный лист

Факторы	Единица измерения
1. Искривление ствола скважины	град.
2. Вид смазочной добавки	
3. Тип промывочной жидкости	
4. Соблюдение технических правил и норм	
5. Жесткость низа буровой колонны	кгс/см^2
6. Площадь контакта	см^2
7. Коэффициент трения в контактной зоне	
8. Время неподвижного контакта инструмента со стенкой скважины	мин
9. Величина перепада давления	кгс/см^2
10. Физико-механические свойства промывочной жидкости	
11. Температура в стволе скважины в момент прихвата	$^{\circ}\text{C}$
12. Абсолютная величина гидростатического давления	кгс/см^2
13. Проницаемость породы в зоне прихвата	
14. Тип пластового флюида	
15. Физико-механические свойства фильтрационных корок	
16. Пористость породы	%
17. Скорость восходящего потока	м/с
18. Количество смазочной добавки	%

Первая гипотеза проверена по ρ -критерию Спирмена, и так как $\rho = 0,99$, т.е. незначительно отличается от единицы, эта гипотеза отвергается. При проверке второй гипотезы коэффициент конкордации оказался равным $W = 0,34$, значимость его отличия от нуля проверялась по Z -критерию Фишера [2], расчетное значение которого больше табличного, что отвергает и вторую гипотезу. Опровержение третьей гипотезы очевидно, так как средняя сумма квадратов отклонений между мнениями специалистов равна нулю. В результате дисперсионного анализа по F -критерию Фишера [3] отвергнута четвертая гипотеза. Проверкой пятой гипотезы по t -критерию Стьюдента [4] с вероятностью 0,95 установлено наличие структуры факторов. Проверка шестой гипотезы показала, что все факторы, выделенные при проверке пятой гипотезы, подчиняются неравномерному распределению (по критерию Пирсона [4]).

В результате проверки гипотез по каждой категории прихватов все перечисленные факторы разбиты на группы по степени влияния (см. таблицу).

Группы факторов	Категории прихватов		
	I	II	III
I	X_9	X_1, X_4, X_{15}	X_{10}, X_3, X_{17}, X_4
II	X_8, X_6	$X_6, X_7, X_3, X_{18}, X_2, X_{10}, X_{15}$	$X_{18}, X_{15}, X_2, X_{13}, X_1, X_{12}, X_7, X_9, X_6$
III	$X_{13}, X_{15}, X_4, X_{12}, X_1, X_{18}, X_7, X_3, X_{10}, X_5$	$X_8, X_{13}, X_9, X_{12}, X_{17}, X_{11}, X_{16}, X_{14}$	$X_8, X_{11}, X_5, X_{16}, X_{14}$
IV	$X_2, X_{17}, X_{16}, X_{14}, X_{11}$	-	-

Нетрудно убедиться, что в первые группы попали факторы, оказывающие наиболее существенное влияние на возникновение прихватов.

В самом деле, на возникновение прихватов, вызванных действием перепада давления, в первую очередь оказывают влияние величина перепада давления, время неподвижного контакта, проницаемость породы, физико-механические свойства фильтрационных корок, соблюдение технических правил и норм, абсолютная величина гидростатического давления, количество смазочной добавки и др. При возникновении прихватов, вызванных заклиниванием инструмента при его движении, оказывают воздействие, в первую очередь, искривление ствола, соблюдение технических правил и норм, жесткость низа колонны, площадь контакта, коэффициент трения, тип промывочной жидкости, вид смазочной добавки, свойства промывочной жидкости и фильтрационных корок и т.д. На прихваты III категории существенно влияют свойства и тип промывочной жидкости, скорость восходящего потока, соблюдение технических правил и норм, количество и качество смазочной добавки и свойства фильтрационных корок, проницаемость породы и др.

С изучения количественного и качественного влияния существенных факторов и необходимо начинать исследования, в ходе которых, по мере накопления данных, влияние несущественных факторов должно быть отсеяно. В нашем случае одним из факторов, существенно влияющих на возникновение прихватов разного вида, является соблюдение технических правил и норм (фактор X_4 в таблице). Поэтому повышению технического уровня знаний исполнителей необходимо уделять самое серьезное внимание.

ЛИТЕРАТУРА

1. Адлер Ю.П. Введение в планирование экспериментов. М., "Металлургия", 1969.

2. Розанов Г.В., Френкель А.А. Об одной многоэтапной процедуре формализации априорной информации. "Заводская лаборатория", 1970, т. 36, № 3.

3. Фишер Р.А. Статистические методы исследований. М., Госстатиздат, 1958.

4. Митропольский А.К. Техника статистических вычислений. М., "Наука", 1971.

А.Г.Аветисов, Н.Н.Кошелев ,
В.Н.Панов, А.К.Самотой

РАСЧЕТ ДИНАМИЧЕСКИХ НАГРУЗОК, СООБЩАЕМЫХ ПРИХВАЧЕННОЙ КОЛОННЕ ТРУБ ПРИ РАБОТЕ УСТРОЙСТВ УДАРНОГО ДЕЙСТВИЯ

Несмотря на то, что в отечественной и особенно в зарубежной практике нашли широкое применение устройства ударного действия для освобождения прихваченных колонн, до сих пор не решена задача о расчете динамических нагрузок, действующих на прихваченную часть колонны. Установлено, что результативность применения такого рода устройств зависит от развиваемых сил и места их приложения. Наибольший эффект получается при действии нагрузок в непосредственной близости от зоны прихвата. Для этого (после определения верхней границы прихвата) производят отворот и извлекают свободную часть колонны, а на прихваченную часть наворачивают ударное устройство .

На рис. 1 изображено расположение свободного инструмента, ударного устройства и прихваченных труб. Для простоты изложения ударный элемент устройства назван "молотом", а элемент, которому передается удар и который соединен с прихваченными трубами, — "наковальней". Обычно перед нанесением удара "молот" вводится в зацепление (заряжается), затем при создании осевой нагрузки и проворачивании происходит его срыв и удар по "наковальне", при этом свободная часть прихваченных труб растягивается.

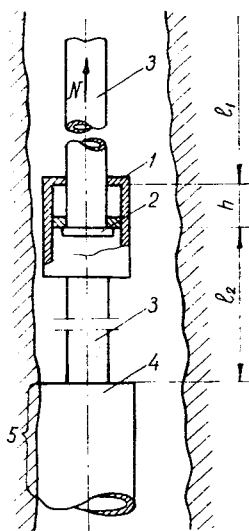


Рис.1.

- 1- наковальня ;
2 - молот; 3- бу-
рильные трубы ;
4- УБТ; 5 - зона
прихвата.

При расчете растягивающих усилий во время удара "молота" по "наковальне" возникает известная задача о динамическом нагружении стержня [1]. В расчетной схеме h - свободный ход "молота"; l_2 - длина свободной части труб от места прихвата до элемента зацепления "молота"; l_1 - расстояние от устья скважины до "наковальни". Считается, что скважина вертикальна, и в связи с малой величиной свободного хода можно пренебречь силами сопротивления при движении колонны труб при срыве "молота" с зацепления устройства. Элементы верхней части колонны и свободной части прихваченных труб являются упругими. Обычно $l_1 \gg l_2$ (так как отворот и извлечение свободной части труб осуществляют вблизи места прихвата), и в первом приближении диаграмму усилие-удлинение при "зарядке" устройства можно представить в виде, показанном на рис. 2, где N - усилие натяжения при "зарядке" устройства. Сог-

ласно этой диаграмме, упругая энергия деформации свободной части прихваченной колонны длиной l_2 будет равна

$$\frac{1}{2} \frac{E_2 F_2}{l_2} \Delta l_2^2 = \frac{1}{2} \frac{E_1 F_1}{l_1} (\Delta l_1 + \Delta l_1 - h - \Delta l_2)(h + \Delta l_2).$$

Считая, что $E_1 = E_2 = E$, имеем

$$\Delta \ell_2^2 \left(1 + \frac{E_2 \ell_1}{F_1 \ell_2} \right) - 2(\Delta \ell_1 - h) \Delta \ell_2 - h(2\Delta \ell_1 - h) = 0$$

Исходя из этого уравнения, определяем удлинение свободной части прихваченной колонны, т.е.

$$\Delta \ell_2 = \frac{\Delta \ell_1 - h}{1 + \frac{F_2 \ell_1}{F_1 \ell_2}} + \frac{\Delta \ell_1 - h}{1 + \frac{F_2 \ell_1}{F_1 \ell_2}} \sqrt{1 + \frac{2h}{\Delta \ell_1 - h} \left(1 + \frac{F_2 \ell_1}{F_1 \ell_2} \right) + \frac{h^2}{(\Delta \ell_1 - h)^2} \left(1 + \frac{F_2 \ell_1}{F_1 \ell_2} \right)}. \quad (1)$$

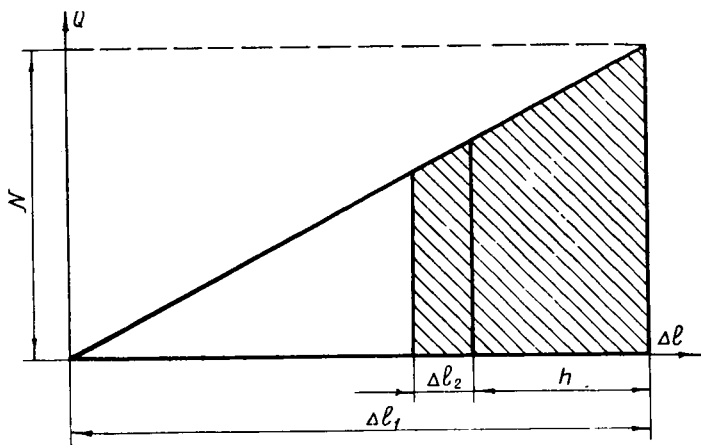


Рис. 2.

Принимая во внимание, что динамическое усилие Q_d определяется из выражения $Q_d = \frac{EF_2}{\ell_2} \Delta \ell_2$, а статическое усилие, действующее на прихваченную колонну после удара и успокоения, имеет вид

$$Q_{ст} = \frac{EF_1}{\ell_1} (\Delta \ell_1 - h),$$

получаем после преобразований

$$Q_d = \frac{Q_{ст}}{1 + \frac{F_1 \ell_2}{F_2 \ell_1}} \left[1 + \sqrt{1 + \frac{\left(\frac{2\Delta \ell_1}{h} - 1 \right)}{\left(\frac{\Delta \ell_1}{h} - 1 \right)^2} \left(1 + \frac{F_2 \ell_1}{F_1 \ell_2} \right)} \right]. \quad (2)$$

Любопытно, что даже при нулевом ходе ($h=0$) имеем

$$Q_g = \frac{2Q_{cm}}{1 + \frac{F_1 \ell_2}{F_2 \ell_1}}, \quad (3)$$

т.е. возможны устройства ударного типа с очень малыми ходами, но тем не менее с высокими динамическими нагрузками в момент удара.

Рассмотрим выражение (1), которое после преобразований можно представить в виде

$$\Delta \ell_2 = \frac{\Delta \ell_1 - h}{1 + \frac{F_2 \ell_1}{F_1 \ell_2}} + \sqrt{\left(\frac{\Delta \ell_1 - h}{1 + \frac{F_2 \ell_1}{F_1 \ell_2}} \right)^2 + \frac{2h(\Delta \ell_1 - h)}{1 + \frac{F_2 \ell_1}{F_1 \ell_2}} + \frac{h^2}{1 + \frac{F_2 \ell_1}{F_1 \ell_2}}}.$$

Если здесь положить $\Delta \ell_1 = h$, то

$$\Delta \ell_2 = \frac{h}{\sqrt{1 + \frac{F_2 \ell_1}{F_1 \ell_2}}}.$$

Принимая во внимание, что $\frac{\Delta \ell_1 E F_1}{\ell_1} = N$, где N — усилие натяжения, легко получить соотношение

$$Q_g = \frac{N F \ell_1}{\sqrt{F_1^2 \ell_2^2 + F_1 F_2 \ell_1 \ell_2}}.$$

В практике обычно $F_1 \approx F_2$, и тогда

$$Q_g = \frac{N \ell_1}{\sqrt{\ell_2 (\ell_1 + \ell_2)}}. \quad (4a)$$

Если учесть, что $\ell_1 \gg \ell_2$, то получаем простое выражение для определения динамической нагрузки в случае $h = \Delta \ell_1$ ($Q_{cm} = 0$)

$$Q_g = N \sqrt{\frac{\ell_1}{\ell_2}}. \quad (4б)$$

В качестве примера рассмотрим случай:

$h = \Delta \ell_1 = 20 \text{ см}, \quad F_1 = F_2 = F = 40 \text{ см}^2,$
 $E = 2 \cdot 10^6 \text{ кгс/см}^2, \quad \ell_1 = 1000 \text{ м}, \quad \ell_2 = 10 \text{ м.}$ При этих
 данных

$$N = \frac{EF \Delta \ell_1}{\ell} = \frac{2 \cdot 10^6 \cdot 40 \cdot 20}{100000} = 16 \cdot 10^3 \text{ кгс},$$

тогда $Q_g = 16 \cdot 10^3 \cdot \sqrt{\frac{1000}{10}} = 16 \cdot 10^4 \text{ кгс}.$

В качестве расчетной формулы можно использовать выражение (2) при определении Q_g в общем случае, а для частных задач, когда $h = 0$ или $h = \Delta \ell_1$, соответственно выражения (3), (4а), (4б).

Пользуясь полученными выражениями, можно оценивать величины нагрузок, действующих на прихваченную колонну труб в момент удара, что позволит предотвратить возможные порывы труб при ликвидации аварии и правильно рассчитывать элементы конструкции ударных устройств.

Поскольку при расчете не были учтены упругие связи для колонны прихваченных труб и силы сопротивления при движении верхней части труб, полученные зависимости следует рассматривать в качестве верхней оценки, что является вполне удовлетворительным при расчетах на прочность.

ЛИТЕРАТУРА

1. Тимошенко С.П. Сопротивление материалов, т. 1. М., "Наука", 1965.

Л.Б.Измайлов, А.А.Нежельский

ИССЛЕДОВАНИЕ РАБОТЫ СЪЕМНОГО САМОЗАКЛИНИВАЮЩЕГОСЯ ПРОТЕКТОРА (ПС1-140)

Наиболее рациональным методом защиты обсадных и бурильных труб от взаимного износа является установка на бурильной колонне резиновых предохранительных колец [1, 2] .

Стандартные предохранительные кольца имеют малую жесткость и прочность, что не обеспечивает надежного крепления их на бурильных трубах. Эти недостатки обусловлены условиями установки и удержания колец на бурильных трубах и сводят на нет эффективность указанных колец [1, 2, 3] .

Более эффективными являются съемные протекторы, разработанные в США, Англии и ФРГ [2] . Они получили широкое применение в зарубежной практике проводки скважин.

Однако и лучшие зарубежные конструкции не лишены недостатков, а именно: крепление протекторов ненадежно и зависит от колебаний размеров сопрягаемых поверхностей протектора и бурильной трубы; усилия стягивания оболочек значительны, что увеличивает трудоемкость монтажа.

Сотрудниками ВНИИКРнефти разработана конструкция съемного самозаклинивающегося протектора ПС1-140 [4] , которая не имеет отмеченных выше недостатков . Протектор ПС1-140 (рис. 1) состоит из двух взаимозаменяемых разъемных оболочек, выполненных из износостойкой резины. Каждая оболочка армирована металли-

ческим каркасом. Они соединяются друг с другом при помощи клинового штыря. Каркас выполнен с внутренней конусной поверхностью, образующей с поверхностью бурильной трубы клиновой зазор. Внутри каркаса, по меньшему основанию конуса, приклеена прокладка, края которой (язычок) завернуты внутри клинового зазора.

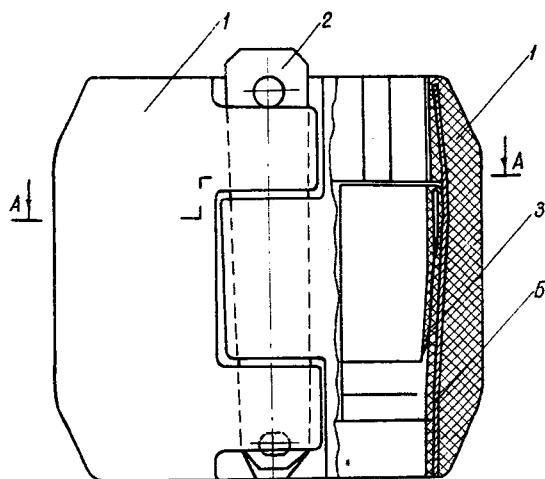
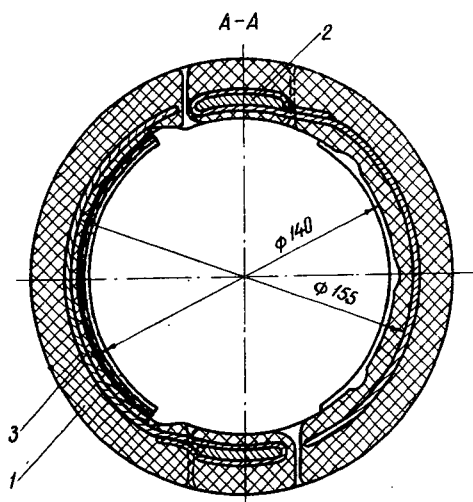


Рис. 1.
Протектор ПС1-140
(общий вид):
1- оболочка ;
2-соединительный
штырь;
3-прокладка .



Такое исполнение каркаса и прокладки обеспечивает самозаклинивание протектора на бурильной трубе при небольшом начальном усилии стягивания концов оболочек при монтаже. Подбором материала гибкой прокладки можно обеспечить силу сцепления, соответствующую наибольшему разрывному усилию для каркаса.

Фиксация протектора на бурильной трубе обеспечивается за счет заклинивания гибкой и упругой прокладки в клиновом зазоре между поверхностью бурильной трубы и конусной поверхностью каркаса при малейшем смещении их относительно друг друга. При этом исключается перемещение протектора между замками бурильной трубы и вращение его на ней.

Поскольку протектор ПС1-140 разъемный, его можно выполнить достаточно жестким и прочным.

При наружном диаметре протектора, установленном на бурильной трубе, 191 мм его опорная поверхность выступает над замком бурильной трубы на 6,5 мм, благодаря этому исключается контакт замка с обсадной трубой при бурении скважин. Наружный диаметр каркаса равен 161 мм, поэтому исключается соприкосновение его с телом обсадных труб, если оборвется резиновая оболочка. Это значительно снижает вероятность оставления протектора в скважине. На это указывают и результаты испытания протекторов ПС1-140 в скважине.

Авторами проведены лабораторные испытания образцов протектора, изготовленных на краснодарском заводе "Нефтемашремонт". Исследовали деформационную способность протектора в условиях, близких к условиям скважины, надежность заклинивания его на бурильной трубе и наибольшую несущую способность.

Испытания проводили на установке, сходной по конструкции с описанной в работе [3]. Начальная температура испытаний -20°C . Домкратом прижимали элемент обсадной колонны к протектору, регистрируя по показаниям индикаторов его деформацию. Неоднократно увеличивали нагрузку на 500 кг и доводили ее до 6 т. Затем

протектор разгружали, и после 5–10 минутного перерыва (для восстановления его первоначальной формы) испытания повторяли еще дважды.

После поворота на 90° и 180° испытывали другие участки протекторов. Выяснилось, что при повороте на 180° отличий в величинах деформаций практически не наблюдается, поэтому, кроме первого протектора, остальные 4 поворачивали только на 90° . Нагрузку прикладывали в зоне соединительных штырей и под углом 90° к ним.

Включая систему обогрева установки, доводили температуру жидкости до заданных значений 30, 50, 80 и 100°C . Указанные температуры в интервале спуска промежуточных колонн отмечаются на многих месторождениях СССР при глубине скважин 3500–4500 м. После того как вся система (элемент обсадной трубы, патрубков бурильной трубы и протектор) достигала заданной температуры, создавали прижимающую нагрузку и записывали значение деформации в зависимости от величины нагрузки.

Зависимость радиальной деформации протекторов от прижимающей нагрузки и температуры представлена на рис. 2. Кривые построены по результатам 9 испытаний трех протекторов. Испытания проводили в зоне соединительных штырей. При приложении нагрузки в зоне штырей, начиная с 500 кг, суммарная деформация увеличивается. Это объясняется тем, что штыри установлены с радиальным зазором в пазах ушек оболочек и к деформации резины добавляется деформация каркаса протектора на величину суммарного зазора (в среднем 0,6 мм). Очевидно, при более точном изготовлении протектора деформация не будет зависеть от места приложения нагрузки.

При радиальной нагрузке до 1 т наблюдается почти прямая зависимость между деформацией и нагрузкой. При этом величина деформации резины протектора ПС1–140 не превышает 1 мм, в то время как стандартные протекторы деформируются на 2,5–3,3 мм.

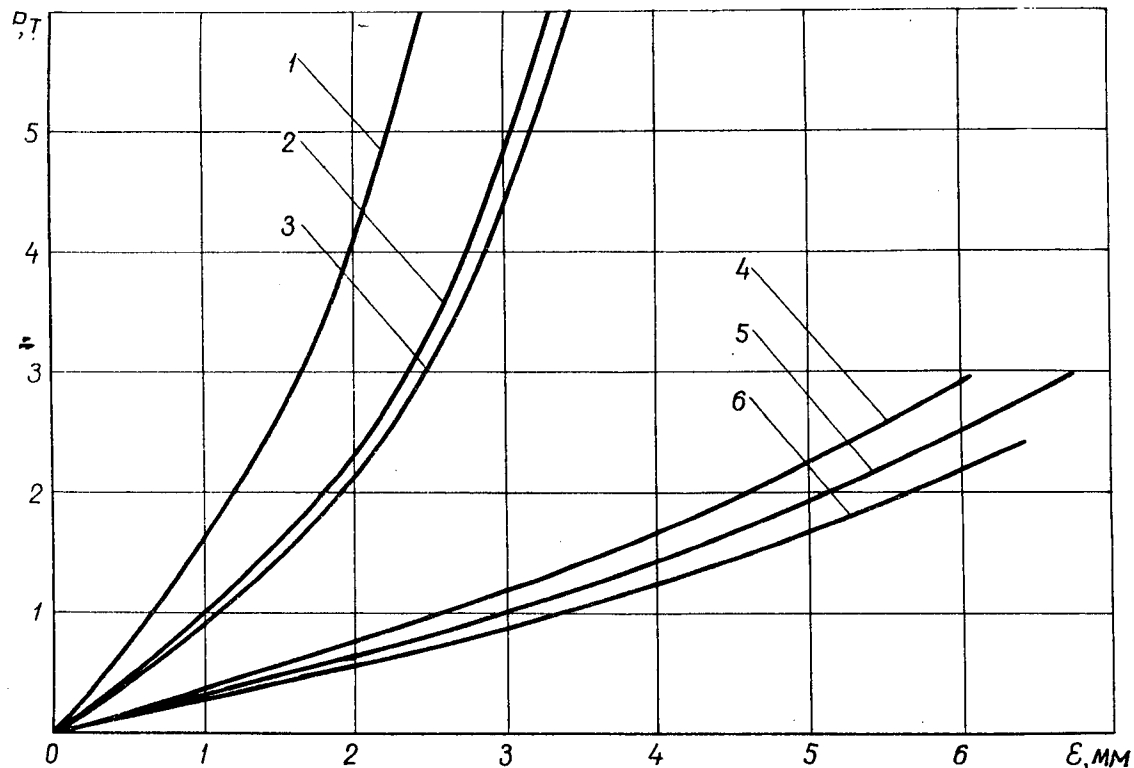


Рис.2. Зависимость радиальной деформации протекторов от прижимающих нагрузок: 1-при 20°C; 2-при 50°C; 3-при 80°C (для протектора ПС1-140); 4-при 22°C; 5-при 50°C; 6-при 100°C (для стандартных колес).

Как видно из рис. 2, протекторы ПС1-140 предохраняют бурильные трубы от взаимного износа при прижимающих нагрузках 6 т и более. За редким исключением прижимающие нагрузки в скважинах глубиной до 5000 м не превышают 6 т. При такой нагрузке и температуре 80°C радиальная деформация протектора составляет 3,4 мм. В этих условиях даже при износе протектора на 3 мм замок бурильной трубы не будет соприкасаться с обсадной колонной.

Стандартные протекторы при температуре окружающей среды 60°C деформируются на 6,5 мм, даже если прижимающая нагрузка составляет около 3 т. В случае износа такого протектора на 3 мм он перестает выполнять свою защитную роль даже при прижимающей нагрузке 1,0 - 1,5 т.

Существенным преимуществом протекторов типа ПС1 является наличие пологих фасок. В результате этого и из-за малой деформативной способности протектора уменьшается затекание резины и зазор между торцами обсадных труб и срез ее обсадной колонной [1, 3]. Это подтверждается результатами испытаний протекторов ПС1-140 в скважине 120 Левкинской объединения "Краснодарнефтегаз".

Стандартные отечественные протекторы после сравнительно небольшого объема работы перемешаются вдоль бурильной колонны, надвигаются друг на друга и на замки, рвутся. Осевое перемещение протекторов снижает эффективность их работы.

Надежность заклинивания протектора ПС1-140 определялась по наибольшей его несущей способности при действии осевой сдвигающей нагрузки. Испытания проводили на несложной установке: на патрубок бурильной трубы надевали испытываемый протектор и нажимную втулку, торец которой упирал в нижний торец протектора. Устанавливали систему на стол гидравлического пресса ПСУ-10 и проводили нагружение до 2,5 т при температуре 20°C. Эту нагрузку выдерживали в течение

3 мин. Нагружали каждый протектор 6 раз. Уже после второго нагружения смещения протектора не наблюдалось, что свидетельствовало о надежности заклинивания протектора на трубе.

В связи с тем, что заклинивание протектора на колонне происходит за счет попадания резиновой прокладки в конический зазор между трубой и корпусом, возникает внутреннее давление, направленное на разрыв протектора. Поэтому определяли наружный диаметр протектора после снятия нагрузки. Затем нагрузку увеличивали на следующую ступень (на 500 кг). На каждой ступени нагрузку выдерживали 1 мин и измеряли смещение протектора от предыдущего положения. Испытания проводили до максимального смещения от начального положения 80 мм.

Таким образом испытали три протектора при наибольшем натяге концов оболочек в процессе надевания на трубу (4–5 мм), а два – при натяге 1–2 мм, что соответствует уменьшению диаметра трубы на 1,5–2 мм.

На графике (рис. 3) явно выражен участок начального заклинивания до нагрузки соответственно 3,5–2 т. Внешний диаметр протектора при этом увеличивается на 1–2 мм, что свидетельствует о вклинивании прокладки в зазор.

Затем наблюдается резкое уменьшение смещения от нагрузки. Это соответствует смещению 45 и 77 мм соответственно, причем более резкое изменение смещения от нагрузки имеет место у протекторов с увеличенным натягом (ему соответствует перегиб кривой 1). Диаметр протектора в нижней части при этом увеличивается на 3–5 мм, и язычок прокладки вылезает из-под нижнего торца протектора.

Анализ полученных данных показывает, что протектор самозаклинивается на бурильной трубе при его смещении под нагрузкой. Некоторое увеличение смещения по сравнению с ожидаемым объясняется недостаточной

жесткостью каркаса протектора и прокладки, поэтому предстоит провести поисковые работы по подбору материала и конфигурации заклинивающей прокладки.

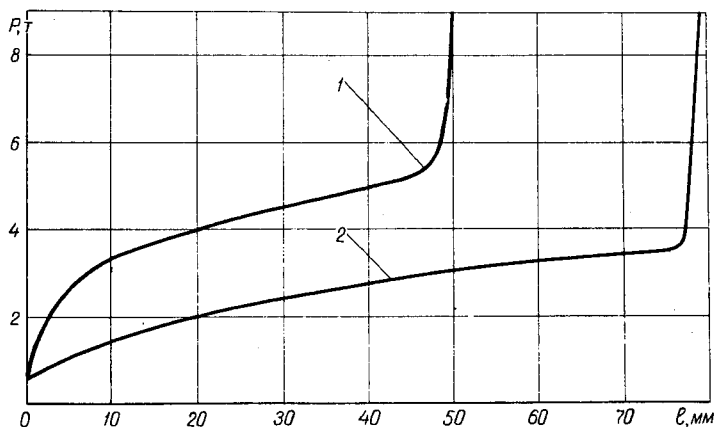


Рис. 3. Зависимость осевого смещения протектора от сдвигающей нагрузки: 1 — при наибольшем натяге; 2 — при наименьшем натяге.

В проведенных испытаниях условия нагружения протектора были хуже, чем возможные в скважинах, так как вероятность нагрузки на торец исключается установкой протектора над замком и наличием пологих фасок на нем. В условиях скважины почти всегда будет действовать радиальная прижимающая нагрузка, которая препятствует раздутию каркаса протектора, а следовательно, уменьшает его ход до заклинивания.

Применение протекторов типа ПС1-140 позволит уменьшить износ обсадных труб; устранить износ бурильных труб; уменьшить износ тела бурильных труб при установке промежуточного протектора; вести бурение при больших значениях осевой нагрузки и чисел оборотов [2, 5] .

ЛИТЕРАТУРА

1. Кисельман М.Л. Износ и защита обсадных колонн при глубоком бурении. М., "Недра", 1971.

2. Бакулин В.М. Протекторная защита труб при бурении глубоких скважин в США. Обзор зарубежной литературы. М., ВНИИОЭНГ, 1972 .

3. Измайлзв Л.Б., Карнаухов Л.А., Кисельман М.Л. Эффективность защиты стандартными резиновыми предохранительными кольцами обсадных колонн при глубоком бурении. "Нефт. хоз.", 1966, № 10.

4. Протектор для бурильных труб. Авт. свид. № 370335, кл. Е 21в. "Открытия, изобретения, пром. образцы, товарные знаки", 1973, № 11.

5. Haning Waltez. How a thizd tool point cuzbs dzill pipe weaz. „Dzilling”, 1972, 33, №7.

Д.Х.Динмухаметов

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА Ю. Г. ГРИГОРЬЯНА ДЛЯ ВЫБОРА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН

Метод Григорьяна, созданный для распознавания рукописных цифр на электронно-вычислительных машинах [1], нашел широкое применение в геологии для выделения нефтегазонасыщенных пластов [2, 3] и др. В данной работе метод Григорьяна используется для определения класса (образа), которому вероятнее всего будет принадлежать та или иная скважина после цементирования. Все скважины по результатам цементирования делим на два класса: с затрубными проявлениями и без проявлений.

Для рассматриваемого алгоритма предварительно необходимо подобрать "обучающую" последовательность, состоящую из некоторого количества объектов, заведомо принадлежащих к образам, которые в дальнейшем придется распознавать. В нашем случае такая последовательность будет состоять из групп скважин с затрубными проявлениями и группы скважин без проявлений.

Каждая скважина, как известно, характеризуется каким-то набором технико-технологических и геолого-геофизических параметров. Рассматривая эти параметры как координаты, можно каждую скважину представить в виде точки в некотором n -мерном пространстве. Такая форма является наиболее удобной для использования в ЭЦВМ. Координаты-параметры каждого объекта-сква-

жины необходимо закодировать для ввода в ЭЦВМ. Для этого весь диапазон изменений значений каждого параметра делится на интервалы. Число и длины интервалов определяются по результатам анализа кривых распределения данных параметров. После этого каждый объект можно представить в виде двоичного числа, т.е. совокупности нулей и единиц. Каждый разряд этого двоичного числа соответствует определенному интервалу того или иного параметра. Единица в каком-нибудь разряде означает, что значение параметра лежит в данном интервале.

В n -мерном пространстве, в котором заданы изображения наших объектов, вводятся понятия расстояния между объектами. Различаются расстояния по фону и по рисунку, которые вычисляются соответственно по формулам

$$z^{(0)} = \frac{a_{01}}{a_{00} + a_{01}}, \quad (1)$$

$$z^{(1)} = \frac{a_{01}}{a_{11} + a_{01}}, \quad (2)$$

где a_{11} , a_{00} , a_{01} - число пар соответственно вида $\begin{pmatrix} 1 \\ 1 \end{pmatrix}$, $\begin{pmatrix} 0 \\ 0 \end{pmatrix}$, $\begin{pmatrix} 0 \\ 1 \end{pmatrix}$ и $\begin{pmatrix} 1 \\ 0 \end{pmatrix}$ в изображениях рассматриваемых объектов.

По заданной "обучающей" последовательности скважин строятся две характеристические матрицы: $R^{(0)}$ -матрица фона и $R^{(1)}$ - матрица рисунка

$$R^{(\alpha)} = \begin{pmatrix} z_{11}^{(\alpha)} & z_{12}^{(\alpha)} \\ z_{21}^{(\alpha)} & z_{22}^{(\alpha)} \end{pmatrix}, \quad \alpha = 0; 1, \quad (3)$$

где $z_{ii}^{(\alpha)}$ - среднеарифметические расстояния между объектами i -го образа,

$z_{i2}^{(\alpha)} = z_{21}^{(\alpha)}$ – среднеарифметическое расстояние между объектами первого и второго образов.

С помощью этих матриц и происходит распознавание неизвестных объектов. Пусть $X = X(x_1, x_2, \dots, x_n)$ – изображение того объекта, который должен быть распознан. Для распознавания используются три различных критерия. Первый и второй критерии связаны с нахождением минимумов по j выражений

$$S^{(\alpha)}(j) = \sqrt{0,5 \sum_{i=1}^2 (z_{ij}^{(\alpha)} - z_{ix}^{(\alpha)})^2}, \quad (\alpha = 0; 1), \quad (4)$$

где $z_{ij}^{(\alpha)}$ – элементы матриц $R^{(\alpha)}$, $z_{ix}^{(\alpha)}$ – среднеарифметические расстояния между экзаменуемым объектом и всеми объектами i – го образа.

В качестве третьего критерия используется минимум по j выражения

$$K(j) = \sqrt{0,5 [(p_{jx}^{(0)} \cdot S^{(0)}(j))^2 + (p_{jx}^{(1)} \cdot S^{(1)}(j))^2]}, \quad (5)$$

где $p_{jx}^{(\alpha)}$ – среднеарифметические величины пяти минимальных расстояний между объектом x и объектами j – го образа.

Значение j , при котором большинство из приведенных выше критериев достигают минимума, будет соответствовать распознаваемому образу. Значение $j = 1$ в нашем случае соответствует классу скважин с затрубными проявлениями, а $j = 2$ – классу скважин без проявлений.

Эта методика была применена для разделения и распознавания скважин на месторождениях Майкопском Краснодарского края и Самотлорском Тюменской области.

По Майкопскому месторождению в качестве "обучающей" последовательности было взято 36 скважин, по 18 скважин каждого класса. Каждая скважина описывалась 16 различными технико-технологическими параметрами.

рами. Были получены следующие характеристические матрицы

$$R^{(0)} = \begin{pmatrix} 0,300 & 0,312 \\ 0,312 & 0,265 \end{pmatrix}; \quad R^{(1)} = \begin{pmatrix} 0,502 & 0,508 \\ 0,508 & 0,449 \end{pmatrix}. \quad (6)$$

В матрицах элементы по главной диагонали (среднеарифметические значения расстояний отдельно среди точек, изображающих скважины с газопроявлениями и без газопоявлений) минимальны, что подтверждает справедливость гипотезы компактности [4].

Для опознания были предъявлены 18 скважин с газопоявлениями и 54 скважины без проявлений, правильно были отнесены к своим классам соответственно 17 и 38 скважин (73%).

Для скважин Самотлорской площади количество рассматриваемых технико-технологических параметров цементирования было доведено до 26. "Обучающая" последовательность состояла из 52 скважин. Матрицы обучения получились такими:

$$R^{(0)} = \begin{pmatrix} 0,832 & 0,843 \\ 0,843 & 0,822 \end{pmatrix}; \quad R^{(1)} = \begin{pmatrix} 0,230 & 0,237 \\ 0,237 & 0,244 \end{pmatrix}. \quad (7)$$

Распознавались 80 скважин, из них 54 с газопоявлениями. Правильно были определены все скважины с газопоявлениями и 17 скважин без проявлений, т.е. 88% скважин были опознаны правильно. Улучшение результатов для площади Самотлор, очевидно, связано с расширением данных, описывающих процесс цементирования скважин, и с увеличением объема "обучающей" последовательности.

Проведенные исследования показывают возможность применения данного метода для выбора технико-технологических параметров цементирования скважин, уменьшающих вероятность возникновения затрубных проявлений.

Методика выбора будет состоять из следующих этапов.

1. Подбор наиболее полной "обучающей" последовательности из ранее зацементированных скважин.

2. Вычисление характеристических матриц $R^{(a)}$.

3. Выбор начальных значений искомых технико-технологических параметров цементирования для вновь пробуренной скважины; эти значения могут быть выбраны, например, исходя из сложившихся представлений о процессе цементирования и имеющихся технических возможностей.

4. Определение класса, которому будет вероятнее всего принадлежать данная скважина.

5. Корректировка параметров, если данная скважина оказалась отнесенной к классу скважин с затрубными проявлениями, и переход к этапу 4.

ЛИТЕРАТУРА

1. Григорьян Ю.Г. Эксперименты на цифровой машине по распознаванию зрительных образов. Изв. АН СССР "Техническая кибернетика", 1984, № 2.

2. Брагин Г.Б., Валуйский А.А., Динмухаметов Д.Х. Некоторые вопросы интерпретации материалов промыслово-геофизических исследований с помощью ЭЦВМ. В сб.: "Применение математических методов и ЭЦВМ в исследованиях по добыче нефти и газа", М, "Недра", 1971.

3. Валуйский А.А., Динмухаметов Д.Х., Жабров И.П. Комплексная интерпретация геологических и геофизических данных на электронно-вычислительных машинах. В кн.: "Разработка и эксплуатация нефтяных и газоконденсатных месторождений Кубани", Краснодар, 1966.

4. Аркадьев А.Г., Браверман Э.М. Обучение машины распознаванию образов. М, "Наука", 1984.

О.Н.Обозин, В.И.Бондарев ,
В.А.Романенко, И.А. Сибирко

ВЛИЯНИЕ НЕКОТОРЫХ СВОЙСТВ ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРОВ НА ГИДРАВЛИКУ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ

Основными признаками возможных осложнений в процессе цементирования являются отклонения от предусмотренных величин давления на цементировочной головке и секундного расхода жидкости на выходе из законного пространства скважин.

Среди наиболее вероятных причин непредусмотренного новышения гидравлических сопротивлений можно отметить следующие.

1. Преждевременное загустевание тампонажных растворов вследствие нарушений рецептурного соотношения компонентов раствора при затворении, закачке, продавке; ухудшения свойств реагентов-замедлителей (пластификаторов) в условиях скважины; низкого качества исходного вяжущего (например, лежалость); чрезмерной потери жидкости затворения тампонажными растворами в результате фильтрации в пласты; интенсивного выпадения твердой составляющей в результате замедления или прекращения движения раствора при осуществлении предусмотренных технологией операций, в случае аварийной ситуации.

2. Интенсивное обваливание пород стенок ствола скважины и др.

Рассмотрим фактор выпадения твердой составляющей в неустойчивых тампонажных растворах.

В результате седиментации твердая составляющая таких растворов стремится к выпадению на горизонтальные и наклонные элементы поверхности вмещающей среды, где образуются зоны высокой концентрации твердой составляющей.

При интенсивном движении растворов (в турбулентном режиме) седиментации в них практически не происходит. Однако в процессе осуществления операций закачки и продавки тампонажных растворов технологией часто допускаются остановки или существенные снижения скорости движения растворов. Эти обстоятельства оказываются благоприятными для развития процесса седиментации.

В период временного прекращения движения низкоустойчивых тампонажных растворов на участках, где установлены стоп-кольцо, обратный клапан, направляющая пробка (в колонне), а также скребки, центраторы, муфты (за колонной), происходит формирование зон уплотнений. Величина их (мощность по высоте ствола скважин) зависит от продолжительности периода неподвижности раствора и его седиментационной устойчивости.

Явление седиментации не зависит от высоты пьезометрического столба тампонажного раствора за пределами зоны уплотнения [3], что позволяет достаточно точно оценить количественно величину зон уплотнений экспериментальным путем.

Если количество и особенно суммарная мощность по высоте зон уплотнения, сформировавшихся в колонне и заколонном пространстве скважин, окажутся достаточно велики, то гидравлические сопротивления при возобновлении циркуляции могут превысить предельно допустимые значения. Если в заколонном пространстве при возобновлении движения зоны уплотнений, страгиваясь с мест выпадения твердой составляющей, движутся вверх с возможным смыканием отдельных пачек, то в колонне поток прижимает участки уплотнений к местам выпадений, приводя к резкому возрастанию пе-

перепада давления на них. Это вызывает фильтрацию сквозь участки уплотнений жидкости затворения из вышележащих участков и отдачи собственной дисперсионной среды раствора в направлении действия перепада. Тем самым обуславливается наращивание мощности зон уплотнений сверху и еще большее их уплотнение в нижней части.

В практике цементирования уплотненные участки (в том числе и внутриколонные) часто удается стронуть и под действием высокого перепада давления привести весь раствор в движение. Процесс продавки продолжают и завершают, поддерживая (в аварийной ситуации) предельно высокое давление на цементировочной головке. При таких режимах нередко имеют место частичные поглощения тампонажного раствора слабыми пластами. Как правило, оставление раствора в эксплуатационных колоннах выше стоп-кольца возможно лишь в результате выхода из строя цементировочного оборудования. В случае подобных осложнений раствор стремятся продавить практически любой ценой. Если же подобные ситуации складываются при цементировании технических колонн, то при чрезмерном повышении давления на цементировочной головке продавку обычно прекращают.

В результате цементирования с подобными осложнениями часто имеет место если не оставление тампонажного раствора в колонне, то недоподъем его за колонной. Приведем примеры.

Скв. № 674 Хаян-Корт объединения "Грознефть".

Глубина скважины при цементировании 4210 м, забойная статическая температура 153°C, пластовое давление 700 кгс/см². Цементирование первой секции обсадной 219-мм колонны выполнялось шлаковым тампонажным раствором, утяжеленным магнетитовым песком при соотношении 2:1 с добавкой ВКК, 0,1%, при водосмесевом соотношении 0,33 и растекаемости 21,5 см. Удельный вес смеси составил 2,05 гс/см³. Время начала схватывания раствора более чем в три раза превосходит достаточ -

ное для осуществления первого этапа цементирования. Продавку производили четырьмя агрегатами, со средней производительностью 30 л/с. После продавки 25,4 м³ из расчетных 54,5 м³ продавочной жидкости для фиксации момента среза шпилек на подвесной пробке перешли на работу одним агрегатом с производительностью примерно 5 л/с. При этом скорость движения потока тампонажного раствора, соответственно, составила: в бурильных трубах – 0,41 м/с; в обсадной колонне – 0,12 м/с и в заколонном пространстве – 0,15 м/с. В этих условиях не исключено расслоение тампонажного раствора и скопление (выпадение) твердой его составляющей в сужениях канала в колонне и заколонном пространстве. По-видимому, по этой причине в период уменьшения скорости прокачки давление на цементировочной головке возросло с 200 кгс/см² до 300 кгс/см² и циркуляция прекратилась. Дальнейшую продавку вынуждены были прекратить. К моменту прекращения продавки в бурильных трубах осталось 4,5 м³ тампонажного раствора, им был заполнен и весь хвостовик (15 м³); в заколонное пространство вытеснено всего 25 м³ раствора.

Скважина 22 Юбилейная (май 1972 г.) Краснодарского УБР. Цементировалась эксплуатационная колонна диаметром 140 мм и длиной 4402 м. Диаметр предыдущей колонны 273 мм, глубина спуска – 2501 м. Диаметр долота 214 мм. Стоп-кольцо установлено на глубине 4360 м. Разделительная пробка – одна (верхняя). Центраторы – 10 штук наружным диаметром 214 мм. Проектная высота подъема тампонажного раствора за колонной 2000 м. Температура (статическая) 150°С, давление забойное 600 кгс/см². Для цементирования был использован тампонажный раствор на основе доменного шлака с водоцементным отношением 0,5 и обработкой ССБ = 0,5 % и хромпиком – 0,5%, при растекаемости более 25 см и удельном весе 1,79 гс/см³. При T = 150°С и P = 600 кгс/см² начало схватывания

6 ч и конец 7 ч, а при $T = (70 \rightarrow 150 \rightarrow 70)^\circ\text{C}$ и $P = (300 \rightarrow 600 \rightarrow 300) \text{ кгс/см}^2$, соответственно, начало — 11 ч, конец — 17 ч. Следует отметить, что при испытаниях была принята температура, близкая к статической на забое скважины, в то время, как установлено [1], динамическая температура скважины на Юбшнейной площади составляет 70–75% от статического ее значения. Следовательно, фактические сроки схватывания раствора еще более продолжительны, чем установлено в лабораторных условиях.

По аналогии с другими скважинами такой же глубины время, необходимое для проведения операций закачки и продавки, составляет не более 1,5 ч, что в 8 раз меньше сроков начала схватывания раствора, использовавшегося при цементировании эксплуатационной колонны.

Между тем, использовавшийся тампонажный раствор характерен исключительно низкой седиментационной устойчивостью. В каждой единице объема исходного раствора содержалось 62% жидкости затворения. Из них связанная (физически и химически) вода в этот период составляет не более 8–10%, т.е. потенциальный седиментационный объем рассматриваемого раствора составит не менее 50% [9].

Для цементирования колонны в этой скважине были использованы два цементировочных агрегата ЦА-400, 12-ЦА-320, семь СМН-20 и СКЦ (БМ-700). В скважину за 40 мин было закачено 107 м^3 тампонажного раствора. В начале закачивания давление поднялось до 60 кгс/см^2 , в конце — упало до нуля. Практикой отмечено, что в период завершения затворения и временно-го прекращения работы агрегатов для промывки мани-фольда и цементировочной головки и продавки верхней пробки уровень тампонажного раствора в колонне снижается, приближаясь к положению гидростатического равновесия столбов жидкости в колонне и за колонной.

Расчетным путем установлено, что снижение уровня в колонне в рассматриваемом случае (без поправки на структурные свойства растворов) составляет около 400 м, что соответствует объему опорожнения колонны 4,7 м³.

Перед продавкой пробки в колонну закачали 10 м³ воды одним агрегатом ЦА-320 при производительности не более 5 л/с, на заполнение колонны до устья затрачено примерно 16 мин.

В процессе заполнения водой колонны выхода раствора из заколонного пространства отмечено не было. При нагнетании оставшихся 5,3 м³ воды в колонну отмечен рост давления на цементировочной головке, но выхода раствора из заколонного пространства практически не было.

Следует отметить, что работа одного агрегата при закачке воды могла вызвать лишь очень медленное движение потока тампонажного раствора в колонне (0,42 м/с) и особенно в заколонном пространстве (0,24 м/с). В общей сложности, практически, без движения раствор находился не менее 20 мин. В течение этого периода происходило седиментационное выпадение его твердой составляющей и образование зон уплотнения.

При возобновлении работы агрегатов было закачено примерно 6 м³ глинистого раствора практически без выхода раствора из-за колонны на устье. В этот период давление на головке было 200–300 кгс/см². Нарушилась герметичность манифольда, на ликвидацию аварии ушло еще 6 мин. После возобновления работы агрегатов давление возросло до 400 кгс/см² – сработало предохранительное устройство агрегатов ЦА-320. Попытка продавить раствор при $P = 400$ кгс/см² привела к выходу из строя агрегатов ЦА-400. Дальнейших попыток продавить раствор не велось.

Были проведены лабораторные испытания раствора, применявшегося на скв. 22 Юбилейной. Исследования велись в нормальных условиях окружающей среды. Пе-

ред испытанием раствор интенсивно перемешивался в течение 40 мин — времени равного периода закачки его в скважину. Затем этим раствором был заполнен металлический цилиндр высотой 1,5 м и диаметром 123 мм. В этих условиях раствор был выдержан без движения в течение 20 мин. При этом в результате седиментационного оседания твердой составляющей тампонажного раствора на его поверхности появился слой отстоявшейся воды высотой 18,5 см.

Высота зон уплотнения при водоцементном отношении в них 0,25 и средней плотности сухого вяжущего 3,10 г/см³ составляет примерно 43 см. Если учесть, что повышение температуры и давления среды приводит к значительной интенсификации процесса выпадения [3], то можно сделать вывод, что в реальных условиях рассматриваемой скважины величина зон уплотнения была по крайней мере не менее установленной. Отклонение от вертикали (в 22 Юбилейной от 0°30' до 1°45') также способствует увеличению седиментации в растворах [4]. Если в качестве мест вероятного образования зон уплотнений принять лишь стоп-кольцо, обратный клапан, направляющую коническую пробку со шелевыми промывочными отверстиями и 10 центраторов за колонной, то общая протяженность уплотненных участков тампонажного раствора в скважине составит уже более 5,5 м.

Исследованиями установлено [5], что колебание плотности шлаковых тампонажных растворов допустимо в очень узких пределах $\pm 0,06$ г/см³. В противном случае происходит чрезмерное разжижение и увеличение продолжительности загустевания или резкое загустевание и схватывание тампонажного раствора.

При закачке в скважину воды в качестве буферной жидкости значительная часть ее смешивается с тампонажным раствором [6], приводя к резкому снижению его седиментационной устойчивости. Кроме того, в разбавленной части тампонажного раствора резко снижается концентрация реагентов — замедлителей сроков схватывания.

Описанные обстоятельства выявляют еще один важный фактор, приводящий к преждевременному загустеванию и схватыванию отдельных участков раствора в процессе цементирования. Участок смещения буферной воды с тампонажным раствором представляет собой зону постоянного перехода от "чистой" воды к раствору исходной консистенции с переменным содержанием твердой составляющей и концентрацией реагентов в дисперсионной среде. Исследования показали, что плотность смеси в участках выпадения при седиментации мало зависит от исходной концентрации твердой составляющей. В растворах, аналогичных применяемым на скважинах 22 Юбилейная и 674 Хаян-Корт, плотности этих зон составили соответственно $2,2 \text{ г/см}^3$ и 24 г/см^3 , что значительно больше допустимых пределов отклонений [5].

Однако концентрация реагентов — замедлителей в этих участках изменяется существенно: от незначительной до исходной, в зависимости от степени разбавления исходного раствора буферной водой. Некоторые реагенты (СВК, ВКК и др.) при очень низких концентрациях оказывают обратное действие. Нетрудно представить, что такой участок раствора, оказавшись в зоне высоких температур и давлений, загустеет и может схватиться значительно быстрее предусмотренного времени.

Описанные обстоятельства позволяют сделать вывод о том, что одной из наиболее вероятных причин чрезмерного и преждевременного увеличения гидравлических сопротивлений на многих скважинах при попытке восстановить циркуляцию после кратковременной остановки является седиментационная неустойчивость растворов, а также частичная потеря реагентов — замедлителей в результате смещения с буферной водой.

В качестве профилактических мер необходимо проведение организационно-технических мероприятий в двух основных направлениях.

1. Усовершенствование технологического процесса закачки и продавки.

2. Повышение седиментационной устойчивости тампонажных растворов.

Переход от закачки к продавке тампонажных растворов следует осуществлять без нарушения циркуляции, а также существенных снижений скорости движения потока в колонне и в заколонном пространстве.

Желательно применение нижних разделительных пробок эффективной конструкции. Можно рекомендовать также обработку буферной жидкости (воды) теми же реагентами, что и жидкость затворения тампонажного раствора (в той же пропорции).

Для повышения седиментационной устойчивости тампонажных растворов рекомендуется применять комплекс известных мероприятий [5] .

ЛИТЕРАТУРА

1. Проселков ЮМ Замеры температуры циркулирующего бурового раствора в промысловых условиях. "Бурение", 1970, № 7.

2. Пауэрс Т. Физические свойства цементного теста и камня. Четвертый международный конгресс по химии цемента. М, Стройиздат, 1964.

3. Булатов А.И., Обозин О.Н. К вопросу седиментационной неустойчивости тампонажных растворов. Труды КФВНИИнефти, вып. 20, М, "Недра", 1970.

4. Булатов А.И., Обозин О.Н. О пристенном каналообразовании в скважине после цементирования. В кн.: "Буровые растворы и крепление скважин". Краснодар, 1971.

5. Булатов А.И. Технология цементирования нефтяных и газовых скважин. М, "Недра", 1973.

6. Булатов А.И. и др. Нормирование удельного веса тампонажных растворов. НТС, сер. "Бурение", 1968, № 6.

Р.Р. Алишанян, В.В. Гольдштейн,
Л.В. Деревянкина, И.А. Сибирко,
В.И. Федоренко

НОВАЯ ТАМПОНАЖНАЯ КОМПОЗИЦИЯ

Большинство тампонажных растворов на основе портландцемента и шлака, а также фенолоформальдегидных поликонденсатов [1,2] не удовлетворяет требованиям качественного цементирования, поскольку тампонажным материалам присущи недостатки технологического характера, удорожающие изоляционные работы.

С целью создания тампонажного материала, имеющего высокую механическую прочность, низкую проницаемость, высокую адгезию к металлу труб и горным породам, покрытым глинистым раствором, проведена серия экспериментов по превращению смеси фенола и формалина с различными наполнителями в твердый термоактивный продукт в условиях повышенных температур и давлений [3]. В качестве катализатора выбрана окись кальция, которая не только ускоряет реакцию поликонденсации, но и увеличивает механическую прочность получаемой органо-минеральной композиции (ОМК) [4].

В качестве наполнителей испытывали бентонит, шлак, цемент, глинистый раствор, которые обладают высокой поверхностной энергией, а также взаимодействуют с функциональными группами молекул моноконденсатов и форполиконденсатов. Наиболее приемлемым наполнителем является доменный основной шлак, при вводе которого в композицию образуется однородная нераслаивающаяся система с удовлетворительными сроками загустевания при температуре 70–120°C.

В процессе поликонденсации фенола с формалином шлак действует двояко: создает щелочную среду, в результате чего реакция ускоряется, реагирует с водой, содержащейся в системе, что благоприятно сказывается на прочности получаемой композиции. Поэтому при использовании шлака применять катализаторы не обязательно.

Для полного учета влияния основных факторов на свойства композиции использовали матричное планирование. Исходными данными являлись: температура (X_1), содержание фенола (X_2), отношение формалина к фенолу (X_3) и отношение жидкости к шлаку (X_4).

Измерялись следующие выходные параметры: удельный вес, растекаемость, механическая прочность, проницаемость, начало загустевания, абсолютная пористость, пористость насыщения и коррозионная стойкость.

Математическая обработка результатов показала, что с ростом содержания фенола от 8 до 16% при температурах 70, 80, 90, 100 и 120°C наблюдается почти прямолинейное увеличение механической прочности при постоянном времени нагревания 7 ч. С ростом температуры увеличивается предел прочности при изгибе, приближаясь к максимальному значению при 120°C. Оптимальное отношение формалина к фенолу составляет 1,2.

Пределы прочности при изгибе описываются следующим уравнением

$$\sigma_{\text{изг}} = \left(\frac{X_1 - 65}{0,0065X_1 - 0,224} \right) \cdot \left(\frac{X_2 - 7}{0,22X_2 + 2,074} \right) \cdot \left[-14,025(X_3 - 1,175)^2 + 1,18 \right].$$

Газопроницаемость образцов композиции колеблется в пределах 0,1–1 мд. Чем меньше отношение жидкости к шлаку, тем менее проницаем образец.

Зависимость газопроницаемости и пористости насыщения от состава композиции проследить не удалось.

Обработка результатов исследований на ЭВМ показала, что сроки начала загустевания описываются уравнением

$$\tau_n = \left(-3,184 + \frac{5041}{X_1^2} \right) \times (0,0104 X_2^2 - 0,273 X_2 + 2,695) \times \\ \times \left(-16,534 + \frac{41,88}{X_3} - \frac{24,85}{X_3^2} \right) \times (4,609 X_4^2 - 3,764 X_4 + 1,813),$$

где τ_n — начало загустевания в мин.

Из уравнения следует, что сроки загустевания незначительно зависят от состава композиции. Основным фактором, влияющим на начало загустевания, является температура.

Промысловое испытание разработанного состава проведено в скважине 358 Новокубанская объединения "Краснодарнефтегаз". После успешного завершения строительства скважины и опробования горизонтов эксплуатационная колонна торпедирована на глубине 2050 м и извлечена на поверхность.

Для ликвидации скважины было решено в интервале 1950–2050 м установить мост из фенолоформальдегид — шлаковой композиции (ФФШК). С учетом статической температуры в интервале установки моста, равной 100°C, была приготовлена и закачана в скважину по насосно-компрессорным трубам композиция, включающая 350 кг фенола, 400 кг формалина, 350 кг воды и 2270 кг молотого доменного шлака ильского завода "Утяжелитель".

Жидкая фаза композиции приготовлена на экспериментальной базе ВНИИКРнефти и доставлена в автоцистерне на скважину. При температуре 20–30°C смесь фенола, воды и формалина не поликонденсируется длительное время, поэтому может быть приготовлена заранее, что существенно упрощает процесс приготовления ФФШК на буровой.

Приготовление и закачка ФФШК в скважину осуществлялась по обычной технологии с помощью смесителя СМН-10 и цементировочного агрегата ЦА-320. После закачки ФФШК насосно-компрессорные трубы приподняли до глубины 1960 м и провели контрольную обратную промывку скважины. Через 3 ч после закачки состава определили наличие прочного моста на глубине 2006 м.

Испытание показало, что применение ФФСЖК значительно упрощает и ускоряет процесс тампонирования по сравнению с использованием обычного шлакового раствора.

Учитывая высокие технологические параметры разработанных составов, простоту проведения тампонажных работ, возможность применения малых количеств тампонажного раствора по сравнению с цементным и шлаковым растворами, относительно невысокую стоимость смеси (около 70 руб. за 1 м³) и крупнотоннажность производства в СССР фенола и формалина, разработанные составы можно рекомендовать как тампонажные материалы, обеспечивающие высокое качество работ при тампонировании зон водопроявлений или поглощений промывочной жидкости в процессе бурения скважин, затрубного пространства хвостовиков, а также при ремонтно-изоляционных работах в эксплуатационных скважинах, установке разделительных и ликвидационных мостов в интервале температур 70-120°С.

ЛИТЕРАТУРА

1. Ландевицкая С.Л., Муганлинская В.В., Алиева Н.С. К вопросу применения пластмасс как материала для крепления нефтяных скважин. "Азерб.нефт.хоз.", 1964, № 6.
2. Hudzisky J. Пат. ПНР, кл. 39с, 1, №58165, 1969.
3. Деревянкина Л.В. и др. Тампонажный материал. Решение о выдаче авторского свидетельства по заявке № 1829008/22-3 от 19.IX.1972.
4. Сидоров И.А., Гольдштейн В.В., Алишанян Р.Р. Принципы классификации тампонирующих составов на основе макромолекулярных соединений. Труды ВНИИКРнефти "Буровые растворы и крепление скважин". Краснодар, 1971 .

А.Л.Видовский, С.Я. Пустильник

О ДАВЛЕНИИ НА СВЯЗИ ЗАМЕРЗАЮЩЕГО ЦЕМЕНТНОГО РАСТВОРА

При бурении в многолетнемерзлых породах возникают осложнения, специфичные для условий строительства скважин в среде с постоянной отрицательной температурой. Наиболее тяжелым видом осложнений в таких условиях является смятие обсадных труб. Одной из возможных причин его считается давление, возникающее вследствие увеличения объема жидкости при ее замерзании в заколонном пространстве. Такой жидкостью может быть буровой раствор, оставшийся между колоннами или в кавернах, жидкость затворения тампонажного раствора, отделившаяся в результате поперечного расслоения твердеющего раствора ("водяные пояса"), вода, образовавшаяся при оттаивании околоствольного пространства в результате эксплуатации скважины, пробуренной в мерзлых породах со значительным количеством порового льда. Как правило, происходит проседание таких пород с отжатием в направлении устья скважины воды, образовавшейся при таянии порового льда. При этом могут возникнуть локальные полости, заполненные водой, которая в результате консервации скважины на длительное время может вновь замерзнуть и вызвать смятие труб.

Отметим еще одну возможную причину смятия обсадных труб. При успешной проводке скважины в короткие сроки прогрев мерзлых пород околоствольного пространства вследствие малых тепловых потерь будет не-

значительным. Это вызовет интенсивное падение температуры в заколонном пространстве после цементирования скважины и прекращения работ в ней. Если при этом цементный раствор был приготовлен из лежалых цементов и имеет большие сроки схватывания, то он может замерзнуть не схватившись и вызвать значительные давления на трубы даже в случае отсутствия водяных поясов и полного вытеснения промывочной жидкости, но при ограниченной возможности деформироваться.

Для оценки величины давления, возникающего вследствие замерзания несхватившегося при низкой температуре цементного раствора, были проведены лабораторные исследования по методу, изложенному в [1]. Исследования заключались в измерении фактических давлений, возникающих в герметичном объеме, ограниченном жесткими связями, при постоянной отрицательной температуре замораживаемых цементных растворов, приготовленных с различными водоцементными отношениями из тампонажного цемента (ГОСТ 1581-63) новоросийского завода "Октябрь".

Известно, что при замерзании воды в условиях ограниченной деформации возникают давления значительной величины. Так, по данным [2], при температуре -10°C давление льда составляет 1000 кгс/см^2 . Цементный раствор представляет собой суспензию, частицы твердой фазы которой при отрицательных температурах не претерпевают увеличения объема, а наоборот, сжимаются, частично компенсируя этим объемные деформации льда. Поэтому давление на связи замерзшего несхватившегося цементного раствора должно быть меньше, чем давление, возникающее при замерзании в таких же условиях воды.

Кроме того, затворение цемента производится водой с положительной температурой. В процессе заливки и продавки, а также в начале ОЗЦ цементный раствор в затрубном пространстве сохраняет положительную

температуру, при которой клинкерные минералы, образующие цементные частицы, взаимодействуют с водой на поверхности зерен и дают начало новым образованиям, подвергающимся сольватации. Вокруг частиц образуется сольватная оболочка, состоящая из адсорбционного и диффузионного слоев.

Адсорбированная вода не замерзает при очень низких температурах (до -110°C) и поэтому не принимает участия в создании давления замерзшего цементного раствора. Это также должно служить одной из причин меньшего давления на связи замерзшего несхватившегося цементного раствора, чем в случае замерзания воды.

На рис. 1 представлено устройство, с помощью которого производились исследования давления на связи замерзшего несхватившегося цементного раствора.

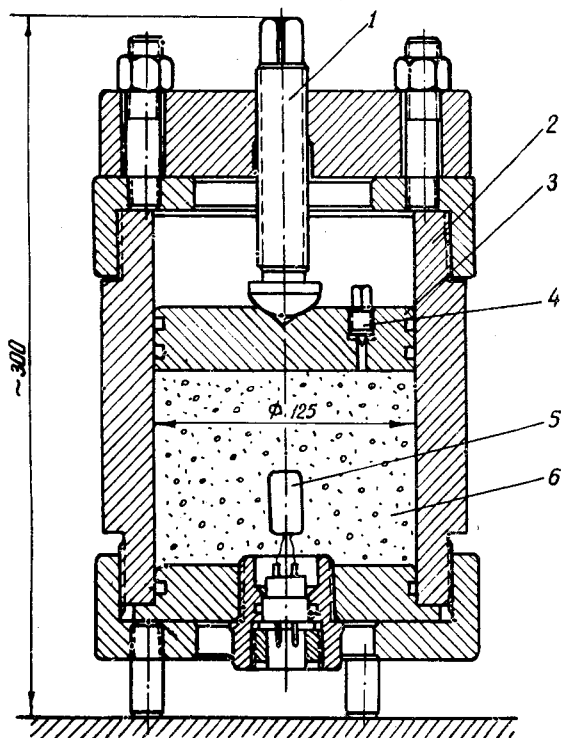


Рис. 1.
Устройство
измерения
давления
расширения.

В стальной толстостенный цилиндрический сосуд 2 с поршнем 3 помещался датчик 5 [3]. Обмотки датчика с помощью специального проходного изолятора выводились наружу для включения в измерительную схему. В сосуд заливался исследуемый тампонажный раствор 6, на поверхность которого клался поршень. Поршнем создавалось давление на раствор для удаления через пробку 4 воздуха из-под поршня. По показаниям датчика следили, чтобы это давление не превышало атмосферного. В таком состоянии пробка заворачивалась, и винтом 1 фиксировалось положение поршня. Сосуд с испытуемым раствором сразу же после заливки помещался в камеру холода, в которой поддерживалась с точностью $\pm 0,1^{\circ}\text{C}$ постоянная отрицательная температура -5°C .

Предварительно протарированный датчик в течение всего опыта оставался непрерывно включенным в измерительную схему, и по величине его выходного сигнала, регистрируемого на диаграммной ленте самопишущего прибора, контролировалось давление раствора на датчик.

После замерзания несхватившегося цементного раствора и выдержки его при отрицательной температуре в течение промежутка времени, достаточного для стабилизации давления на датчик, температура в камере повышалась до 25°C . Раствор выдерживался при этой температуре различное время (от 8 до 23 ч). Затем его вновь замораживали.

Результаты исследований представлены на рис. 2, из них следует ряд выводов.

1. При замерзании несхватившегося цементного раствора в замкнутом пространстве, ограниченном жесткими связями, возникают значительные по величине (до 380 кгс/см^2 при $\text{В/Ц} = 0,5$ и $T = -5^{\circ}\text{C}$) давления, представляющие опасность для обсадных колонн.

2. При постоянной температуре давление на связи замерзшего несхватившегося цементного раствора тем больше, чем больше водоцементное отношение исходно-

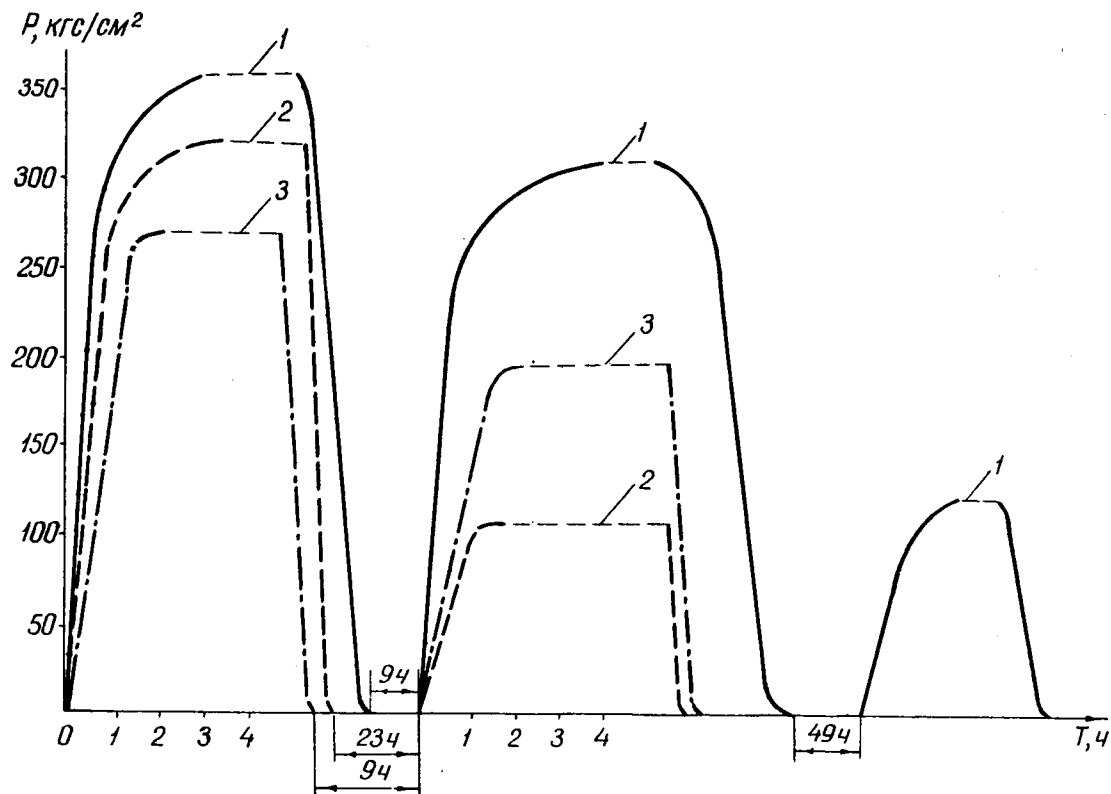


Рис. 2. Кинетика давлений при замораживании цементного раствора-камня:
 1 - $W/C = 0.5$; 2 - $W/C = 0.4$; 3 - $W/C = 0.3$.

го раствора, т.е. чем меньше компенсация объемных деформаций льда сжимающимися частицами твердой фазы цементного раствора.

3. При повторных замораживаниях растаявшего цементного раствора давление на связи уменьшается по сравнению с давлением в первом цикле. Относительное уменьшение давления зависит от времени нахождения раствора при положительных температурах: чем больше это время, тем сильнее снижается давление на связи. На наш взгляд, это объясняется дальнейшим увеличением количества связанной воды и образованием жесткой структуры цементного камня, противодействующей расширению оставшейся свободной воды при замерзании.

ЛИТЕРАТУРА

1. Булатов А.И., Видовский А.Л. Метод измерения напряжений в цементном камне. Труды КФ ВНИИнефти, вып. 23, Краснодар, 1970.

2. Видовский А.Л. Экспериментальное определение давления при расширении льда. "Гидротехническое строительство", 1972, № 8.

3. Видовский А.Л., Булатов А.И. Датчик усилий. Авт. свид. № 252682, "Открытия, изобретения, промышленные образцы, товарные знаки", 1969, № 29.

А.С.Нечаев, В.В.Гольдштейн,
Р.Р.Алишанян, А.Т.Кошелев

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ ЛИКВИДАЦИИ ВОДОПРИТОКА ПРИ БУРЕНИИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Ограничение притока вод в скважину достигается закупориванием водопроводящих каналов различными тампонирующими смесями. Изоляционные работы по традиционной технологии с применением цементного раствора отличаются невысокой эффективностью, а в некоторых случаях приводят к новым осложнениям. При бурении нередки случаи потери пробуренного ствола, а неселективность цементного раствора зачастую приводит к закупориванию нефтепроводящих каналов.

Очевидно, для указанных целей предпочтительнее применение селективных тампонажных материалов. Механизм действия некоторых из них заключается в следующем.

При смешивании раствора какого-либо вещества с жидкостью, в которой данное вещество не растворяется, происходит разделение фаз, и растворенное вещество выпадает в осадок. Количество выпавшего осадка зависит от многих факторов, в том числе от свойств растворителя, осадителя и растворенного вещества, и в отдельных случаях может достигать 100%. Известно, что чем больше молекулярная масса вещества, тем легче и полнее оно осаждается.

Свойство вещества выпадать в осадок при смешении раствора с осадителем около 40 лет используется

в нефтяной промышленности для ликвидации осложнений при бурении и капитальном ремонте скважин. В качестве осаждающих закупоривающих веществ использовались нафталин, воск, стеариновая кислота, смоляные полимеры со средней молекулярной массой около 450 и др.; в качестве растворителя — анилин, крезол, ацетон, спирты и др. Осадителем во всех случаях являлась пластовая вода [1, 2, 3]. Для успешного проведения операции растворитель должен хорошо смешиваться с пластовой водой. Перечисленные растворители в той или иной мере удовлетворяют этому требованию (см. таблицу). Однако вещества, выбранные в качестве закупоривающих, обладают целым рядом существенных недостатков. При малой молекулярной массе вещества образуется осадок, представляющий собой мелкокристаллическое или рыхлое аморфное тело, не имеющее механической прочности в массе. Адгезия таких осадков к породе мала, вследствие чего они быстро вымываются, и тампонирующий эффект исчезает.

В то же время известно, что при смешении раствора макромолекулярного соединения (ММС) с осадителем образуется непроницаемый гель высокой механической прочности, обладающий, кроме того, другими выгодными свойствами, присущими ММС.

Представляло практический интерес изыскание системы ММС-растворитель, коагулирующей под влиянием пластовых вод с образованием прочного непроницаемого геля. Из ММС был выбран поливинилхлорид (ПВХ) — вещество с хорошими технологическими и техническими показателями, недефицитное и недорогое.

В качестве растворителей были испытаны диметилформамид (ДМФА), диметилсульфоксид (ДМСО) и их смеси с н-бутиловым и н-пропиловым спиртами. Эти органические жидкости хорошо (неограниченно) смешиваются с водой, а растворы ПВХ в них имеют малую вязкость и устойчивы при невысоких температурах [4].

В чистых ДМФА и ДМСО поливинилхлорид растворяется при 40–50°C, но процесс растворения затруднен,

так как частички полимера при растворении слипаются в комки. 8–10%-ные растворы ПВХ в этих растворителях имеют низкую вязкость при температуре 20°C. При контакте раствора с водой на границе раздела фаз мгновенно образуется пленка полимера значительной прочности.

В смесях ДМФА и ДМСО с н-бутиловым и н-пропиловым спиртами при соотношении 1:1,5 ПВХ хорошо растворяется лишь при 120°C. 5%-ные растворы ПВХ в этих смесях при 20°C обладают низкой вязкостью. На границе раздела фаз раствор-вода также образуется прочная пленка полимера, но скорость образования ее ниже, чем для растворов поливинилхлорида в ДМФА и ДМСО.

ПВХ легко растворяется в смеси ДМФА + о-ксилол в отношении 1:2, причем скорость растворения зависит от порядка смешения компонентов. Если ПВХ смешать с о-ксилолом, а затем добавить ДМФА, то уже при 30°C в процессе перемешивания ПВХ переходит в растворенное состояние. 8–10% растворы легко подвижны при комнатной температуре. При смешении этих растворов с водой гель полимера на границе раздела фаз появляется медленно. Уменьшение скорости выделения ПВХ из раствора происходит из-за низкой растворимости о-ксилола в воде.

Растворы ПВХ в ДМФА и его смесях со спиртами и ксилолами при длительном хранении синерезису не подвергаются, т.е. их можно складировать после приготовления и применять по мере надобности.

Растворы же ПВХ в ДМСО и его смесях с разбавителями (спирты, ксилолы) подвержены синерезису при хранении и поэтому могут быть применены только свежеприготовленными.

Итак, исследования показали, что из рассмотренных составов наиболее подходящим для изоляции обводненных пластов является раствор ПВХ в смеси ДМФА: о-ксилол в отношении 1:2. Раствор легко приготовля-

ется, долго сохраняется, при контакте раствора с водой полимер выпадает медленно, что позволяет расширить зону обработки пласта.

Для проверки изоляционных свойств раствора был поставлен следующий эксперимент. В воронку Бюхнера на фильтровальную бумагу насыпали мелкий песок и смочили его водой. Затем воронку вставили в колбу Бунзена и отсосали воду из воронки вакуум-насосом. Затем сверху на песок наливали растворы ПВХ. Раствор прокачивался во влажный песок вакуумом и через 10-20 мин выделившийся полимер закупорил песчаный фильтр. При этом вакуум в колбе возрос резко. Полимер, выделившийся из раствора, соединил песчинки в единую, прочную массу с очень незначительной водопроницаемостью.

Полимер выделяется из раствора на контакте с водой при температурах от 10 до 150°C, но сохраняет механическую прочность лишь до температуры 80°C. Следовательно, предлагаемые составы можно использовать для изоляции обводненных горизонтов только до глубин, имеющих температуру не выше 80°C.

Растворимость некоторых органических соединений в воде.

Органиче- ская жидкость	Анилин	п-Крезол	Ацетон	н-Бутанол	н-Пропанол	ДМФА	ДМСО	о-Ксилол
Раствори- мость в воде, %	4,2	2,7	∞	7,9	∞	∞	∞	0,4
Температура, °C	50	50	0+55	20	0+97	0+100	6+100	100

ЛИТЕРАТУРА

1. Пат. США № 203 2825, кл. 166-21, 1936.
2. Пат. США № 203 2626, кл. 166-21, 1936 .
3. Пат. США № 294 6383, кл. 166-33, 1960.
4. Нецаев А.С. и др. Исследование растворимости поливинилхлорида с целью определения возможности его применения для изоляционных работ. Труды ВНИИКРнефти "Осложнения при бурении и цементировании скважин". Краснодар, 1973.

А.Г.Аветисов, ЮС.Даниэлян ,
В.И.Крылов

К ОЦЕНКЕ ПОГЛОЩАЮЩЕЙ СПОСОБНОСТИ ПЛАСТОВ СО СЛАБОПРОНИЦАЕМОЙ КРОВЛЕЙ ИЛИ ПОДОШВОЙ

Успешное предупреждение поглощений при бурении нефтяных и газовых скважин во многом зависит от правильной оценки параметров поглощающих пластов. С особыми трудностями при интерпретации результатов гидродинамических исследований приходится сталкиваться в сложных геологических условиях, когда необходимо учитывать возможные перетоки из одного горизонта в другой через слабопроницаемые кровлю или подошву. Первые исследования течения жидкости в многопластовой системе были проведены А.Н. Мятиевым и Н.К. Гириным [1,2]. Ими была предложена приближенная гидравлическая схема расчета, предполагающая преобладающее течение жидкости вдоль напластований в высокопроницаемом пласте и перпендикулярное напластованию течение в слабопроницаемом пропластке (кровля или подошва).

В статье на основании схемы Мятиева – Гиринского делается попытка дать верхнюю оценку количеству поглощенной в пласт жидкости при возможных перетоках через слабопроницаемые кровлю или подошву, что позволит показать необходимость учета указанных перетоков при интерпретации результатов гидродинамических исследований поглощающих пластов в сложной геологической обстановке с целью принятия решения о ликвидации поглощения.

Принимая во внимание оценочный характер проводимого расчета, рассмотрим двухпластовую систему, разделенную слабопроницаемой перемычкой, в которую фильтруется жидкость с вязкостью μ при плоскопараллельном характере течения в пластах (рис. 1).

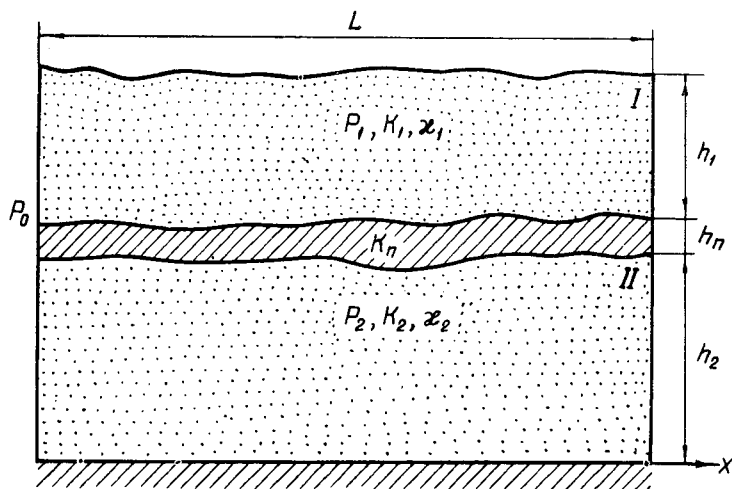


Рис. 1.

Высокопроницаемый поглощающий пласт II имеет коэффициенты проницаемости K_2 и пьезопроводности α_2 , мощность h_2 и длину L .

Коэффициент проницаемости перемычки равен K_n и мощность ее h_n . Верхний слабопроницаемый пласт характеризуется параметрами K_1 , α_1 , h_1 . Отсчет давления ведется от пластового и, без потери общности постановки задачи, его можно положить равным нулю.

При указанных обозначениях имеем следующую систему уравнений пьезопроводности [3]:

$$\begin{aligned} \frac{1}{\alpha_1} \frac{\partial P_1}{\partial t} &= \frac{\partial^2 P_1}{\partial x^2} - \alpha_1^2 (P_1 - P_2); \\ \frac{1}{\alpha_2} \frac{\partial P_2}{\partial t} &= \frac{\partial^2 P_2}{\partial x^2} - \alpha_2^2 (P_2 - P_1), \end{aligned} \quad (1)$$

где последние члены учитывают перетоки между пластами и $\alpha_1^2 = \frac{K_{\pi}}{K_1 h_1 h_{\pi}}$, $\alpha_2^2 = \frac{K_{\pi}}{K_2 h_2 h_{\pi}}$.

Система начальных и граничных условий имеет вид:

$$\begin{aligned} P_1(x; 0) &= P_2(x; 0) = 0; \\ P_1(L; t) &= P_2(L; t) = 0; \\ P_1(0; t) &= P_2(0; t) = P_0. \end{aligned} \quad (2)$$

Для того, чтобы оценить количество поглощенной в пласт II жидкости, воспользуемся теоремой сравнения [4], с помощью которой можно показать, что решения уравнений

$$\frac{1}{x_2} \frac{\partial u}{\partial t} = \frac{\partial^2 u}{\partial x^2} - \alpha_2^2 u; \quad (3)$$

$$\frac{1}{x_2} \frac{\partial v}{\partial t} = \frac{\partial^2 v}{\partial x^2} \quad (4)$$

при начальных и граничных условиях (2) обеспечивают выполнение следующих соотношений:

$$\begin{aligned} v &\geq P_2 \geq u, \\ \frac{\partial v}{\partial x} \Big|_{x=0} &\leq \frac{\partial P_2}{\partial x} \Big|_{x=0} \leq \frac{\partial u}{\partial x} \Big|_{x=0}. \end{aligned}$$

Таким образом, решения уравнений (3) и (4) при условиях (2) позволят найти верхнюю (при возможном перетоке) и нижнюю (без перетоков) оценки поглощающей способности пласта II.

Воспользовавшись преобразованием Лапласа

$$\mathcal{L}(u) = \bar{u} = \int_0^{\infty} u(x; t) \exp(-st) dt,$$

получаем следующее решение уравнения (3) в изображениях при условиях (2)

$$\bar{u} = \frac{P_0}{s} \left[\operatorname{ch} \left(x \sqrt{a_2^2 + \frac{s}{\alpha_2}} \right) - \operatorname{cth} \left(L \sqrt{a_2^2 + \frac{s}{\alpha_2}} \right) \operatorname{sh} \left(x \sqrt{a_2^2 + \frac{s}{\alpha_2}} \right) \right],$$

где s — параметр преобразования Лапласа.

Согласно полученному решению, имеем

$$\left. \frac{\partial \bar{u}}{\partial x} \right|_{x=0} = -\frac{P_0}{s} \sqrt{a_2^2 + \frac{s}{\alpha_2}} \operatorname{cth} \left(L \sqrt{a_2^2 + \frac{s}{\alpha_2}} \right).$$

Используя известную формулу из операционного исчисления $\lim_{s \rightarrow 0} [s f(s)] = \lim_{t \rightarrow \infty} f(t)$, определяем

стационарную составляющую расхода жидкости в пласт при наличии перетока

$$q_{\text{в}}^{\text{ст}} = -\frac{K_2}{\mu} \lim_{s \rightarrow 0} \left(s \frac{\partial \bar{u}}{\partial x} \right)_{x=0} = \frac{P_0 K_2 a_2}{\mu} \operatorname{cth}(La_2). \quad (5)$$

Количество жидкости $Q_{\text{в}}^{\text{нест}}$, поглощенной пластом через 1 см² площади за счет нестационарности течения, может быть определено как

$$Q_{\text{в}}^{\text{нест}} = \int_0^{\infty} (q_{\text{в}}|_{x=0} - q_{\text{в}}^{\text{ст}}|_{x=0}) dt = \lim_{t \rightarrow \infty} \int_0^t (q_{\text{в}}|_{x=0} - q_{\text{в}}^{\text{ст}}|_{x=0}) dt.$$

Последнее выражение в изображениях записывается следующим образом

$$Q_{\text{в}}^{\text{нест}} = \lim_{s \rightarrow 0} \frac{K_2}{\mu} \left[\frac{P_0}{s} \sqrt{a_2^2 + \frac{s}{\alpha_2}} \operatorname{cth} \left(L \sqrt{a_2^2 + \frac{s}{\alpha_2}} \right) - \frac{P_0}{s} a_2 \operatorname{cth}(La_2) \right]$$

и представляет собой неопределенность типа $\frac{0}{0}$.

Раскрывая указанную неопределенность по правилу Лопиталя, получаем

$$Q_{\text{в}}^{\text{нест}} = \frac{P_0 K_2}{2\mu \alpha_2} \frac{\operatorname{sh}(La_2) \operatorname{ch}(La_2) - La_2}{a_2 \operatorname{sh}^2(La_2)}. \quad (6)$$

Для нахождения решения уравнения (4) при условиях (2), представляющего собой нижнюю оценку (без перетока), достаточно принять во внимание непрерывность решения $u(x; t)$ от коэффициентов, т.е.

$$v = \lim_{a_2 \rightarrow 0} u \quad \text{и} \quad \left. \frac{\partial v}{\partial x} \right|_{x=0} = \lim_{a_2 \rightarrow 0} \left. \frac{\partial u}{\partial x} \right|_{x=0}.$$

Используя последнее указание, для нижней оценки имеем

$$q_n^{\text{ст}} = \frac{P_0 K_2}{\mu L}, \quad (7)$$

$$Q_n^{\text{нест}} = \frac{P_0 K_2 L}{3 \mu x_2}. \quad (8)$$

Отметим, что при получении формулы (8) из (6) при $a_2 \rightarrow 0$ возникает неопределенность типа $\frac{0}{0}$, которую приходится раскрывать, трижды используя правило Лопиталя.

При наличии формул (5), (6), (7) и (8) нетрудно определить верхнюю и нижнюю оценки для количества поглощенной жидкости в пласт II за конечный промежуток времени T

$$Q_B = Q_B^{\text{нест}} + q_B^{\text{ст}} \cdot T = \frac{P_0 K_2}{\mu} \left[\frac{1}{2 x_2} \frac{\text{sh}(La_2) \text{ch}(La_2) - La_2}{a_2 \text{sh}^2(La_2)} + T a_2 \text{cth}(La_2) \right],$$

$$Q_n = Q_n^{\text{нест}} + q_n^{\text{ст}} T = \frac{P_0 K_2}{\mu} \left(\frac{L}{3 x_2} + \frac{T}{L} \right).$$

Отношение величин $\frac{Q_B}{Q_n}$ показывает на возможное увеличение количества поглощаемой в пласт II жидкости при наличии перетоков через малопроницаемую кровлю за промежуток времени T .

$$\frac{Q_B}{Q_H} = \frac{\frac{1}{2\alpha_2} \frac{\operatorname{sh}(\lambda a_2) \operatorname{ch}(\lambda a_2) - \lambda a_2}{a_2 \operatorname{sh}^2(\lambda a_2)} + T a_2 \operatorname{cth}(\lambda a_2)}{\frac{L}{3\alpha_2} + \frac{T}{L}} \quad (9)$$

Для количественной оценки соотношения (9) примем следующие численные значения входящих в эту формулу параметров:

$$L = 3 \cdot 10^4 \text{ см}, \quad \alpha_2 = 10^5 \text{ см}^2/\text{с}, \quad h_2 = 10^3 \text{ см}, \\ h_{\pi} = 10^2 \text{ см}, \quad \frac{K_{\Pi}}{K_2} = 10^{-7}, 10^{-6}, 10^{-5}, 10^{-4}, 10^{-3}, \\ 10^{-2}, 10^{-1}.$$

Следует отметить, что использование формулы (9) будет наиболее эффективным для промежутков времени, больших времени затухания переходных процессов, т.е. времени релаксации T_p нестационарных процессов, которое согласно [5] может быть оценено из соотношения

$$T_p \sim \frac{L^2}{\alpha_2} = 10^4 \text{ с} \approx 3 \text{ ч}.$$

Поэтому будем рассматривать выражение (9) при различных соотношениях проницаемостей поглощающего пласта и кровли для одних суток ($T = 10^5 \text{ с}$), что гарантирует окончание переходного процесса.

Расчеты по формуле (9) при указанных значениях параметров L , α_2 , h_2 , h_{π} , $\frac{K_{\Pi}}{K_2}$ и T дают следующие результаты

$\frac{K_{\Pi}}{K_2}$	10^{-1}	10^{-6}	10^{-5}	10^{-4}	10^{-3}	10^{-2}	10^{-1}
α_2	10^{-12}	10^{-11}	10^{-10}	10^{-9}	10^{-8}	10^{-7}	10^{-6}
$\frac{Q_B}{Q_H}$	1,03	1,10	1,20	1,40	3,20	9,20	29,20

Таким образом, при условии $\frac{K_{\Pi}}{K_2} = 0,001 \div 0,1$ количество поглощаемой за сутки жидкости может увеличиться от 3 до 30 раз при наличии перетоков через кровлю поглощающего пласта.

Проведенный анализ показывает, насколько существенными могут оказаться возможные перетоки через малопроницаемую кровлю или подошву поглощающих пластов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Мятнев А.Н. Задача о колодцах в горизонте грунтовых вод. Изв. АН СССР, ОН, 1948, № 3.
2. Гирицкий Н.К. Некоторые вопросы динамики подземных вод. "Гидрогеология и инженерная геология", 1947, № 9.
3. Гусейнзаде М.А., Колосовская А.К. Упругий режим в однопластовых и многопластовых системах. М., "Недра", 1972.
4. Фридман А. Уравнения с частными производными параболического типа. М., "Мир", 1968.
5. Мирзаджанзаде А.Х., Гусейнзаде М.А. Решение задач нефтегазопромысловой механики. М., "Недра", 1971.

В.И.Крылов, Н.И.Сухенко, Ф.Ф.Конрад,
В.П.Панков, Л.П.Поляков, М.С.Ткаченко

РАЗБУРИВАЕМЫЕ ПАКЕРЫ ДЛЯ ИЗОЛЯЦИИ ПОГЛОЩАЮЩИХ ПЛАСТОВ

Разбурываемые пакеры предотвращают разбавление тампонирующей смеси не только в процессе закачки, но и в период ее твердения благодаря тому, что исключается сообщение зоны поглощения с вышележащими водоносными горизонтами и эффект поршневания, обусловленный подъемом бурильных труб. Особенно целесообразно применять разбурываемые пакеры в глубоких скважинах, в которых трудно контролировать осевую нагрузку на гидравлично-механический пакер и, кроме того, возможен его прихват вследствие обвалообразования.

Опыт применения разбурываемых пакеров А-28 в глубоких скважинах объединения "Саратовнефтегаз" показал, что одной из возможных причин нарушения герметизации затрубного пространства при установке пакера может быть удлинение колонны бурильных труб, вызываемое высоким давлением. Одновременное сжатие и перемещение резинового элемента по стенкам скважины может привести к его повреждению.

Чтобы исключить этот недостаток, во ВНИИКРнефти разработана конструкция разбурываемого пакера ПР-1 (214), в котором сжатие резинового элемента осуществляется гидростатическим давлением бурового раствора. Пакер имеет две камеры атмосферного давления, одна из которых изолирована на весь период

работы, а вторая в необходимый момент сообщается с полостью бурильных труб, благодаря чему гидростатическое давление перемещает стакан, уплотняя пакерующий элемент. Общий вид пакера показан на рис. 1. Пакер состоит из двух частей: разбуриваемой (дюралюминиевой) и неразбуриваемой (стальной). Разбуриваемая часть состоит из корпуса 12, резинового элемента 13, втулки 9 с плашками 10 и кольца 8. Внутри корпуса размещено разрезное стопорное кольцо 11. Неразбуриваемая часть пакера, служащая для сжатия резинового элемента, состоит из корпуса 7, выдвижного стакана 6 и цилиндра 5. Корпус и выдвижной стакан образуют воздушную камеру В, а корпус и цилиндр — гидравлическую Б, которая соединяется с полостью корпуса отверстием А. При спуске в скважину это отверстие перекрыто втулкой 2, внутри её закреплено седло 3, отверстие которого при установке пакера перекрывается шаром. Канал пакера после окончания процесса цементирования перекрывается пробкой.

Для удобства транспортировки разбуриваемую часть пакера соединяют с неразбуриваемой непосредственно на буровой перед спуском в скважину. Собранный пакер с помощью переводника соединяют с бурильными трубами и спускают в скважину на заданную глубину.

В процессе спуска в бурильные трубы опускают дюралюминиевый (или эбонитовый) шар, который перекрывает отверстие седла. Нагнетанием жидкости в бурильных трубах создается давление $25-30 \text{ кгс/см}^2$, под действием которого штифты 1 срезаются и втулка перемещается вниз до упора в разбуриваемой части. Как только отверстия в корпусе откроются, давление столба жидкости в скважине передается в гидравлическую камеру пакера. Под действием этого давления выдвижной стакан перемещается вниз, так как в воздушной камере сохранялось атмосферное давление. Вместе со стаканом вниз перемещается втулка, сжимая резиновый элемент В сжатом состоянии он фиксируется плашками. Как

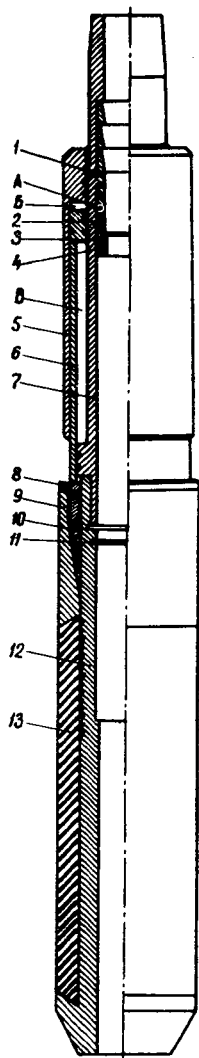


Рис. 1. Разбуриваемый пакер ПР-1 (214) : 1,4 - штифт; 2- втулка; 3- седло; 5 - цилиндр; 6- выдвижной стакан; 7- корпус; 8-кольцо; 9-втулка; 10-плашка; 11-стопорное кольцо; 12-корпус; 13-резиновый элемент; А-отверстие; Б-гидравлическая камера; В - воздушная камера .

только втулка остановится в разбуриваемой части, давление вновь повышается, и при 40–45 кгс/см² срезаются штифты 4, седло 3 вместе с шаром падает на забой. При этом давление в трубах резко падает.

В бурильные трубы через квадратную штангу или заливочную головку закачивают необходимое количество тампонажного раствора, затем опускают пробку, которую продавливают расчетным количеством промывочной жидкости. Пробка доходит до втулки, давление повышается. Резиновые кольца пробки входят в конические проточки втулки. Движение втулки с пробкой вверх предотвращается стопорным кольцом.

Вращением бурильных труб вправо на 10–12 оборотов неразбуриваемая часть пакера отсоединяется от разбуриваемой и извлекается на поверхность. Разбуриваемая часть остается в скважине и затем разбуривается вместе с цементным мостом.

По технической документации, разработанной ВНИИРнефтью, краснодарским заводом "Нефтемашремонт" было изготовлено 3 комплекта этих пакеров. Каждый комплект состоит из одной неразбуриваемой и двух разбуриваемых частей.

Лабораторные испытания опытных образцов проводились с целью определения их работоспособности, надежности отдельных узлов, выявления формы и величины деформации резинового элемента, сжатого вначале без ограничения диаметра, а затем в трубе с внутренним диаметром 225 мм.

На рис. 2 представлена кривая роста диаметра резинового элемента в зависимости от осевой нагрузки. Очевидно, что резиновый элемент начинает "течь", когда осевая нагрузка составляет около 6 т, максимальный диаметр резинового элемента при этом равен 292 мм.

Опрессовка неразбуриваемой части проводилась при давлении 510 кгс/см². Зависимость изменения объема воздушной камеры от избыточного давления, полученная при испытании пакера (рис. 3), почти совпадает с

теоретической кривой, выражающей закон $PV = \text{const}$.

Это свидетельствует о надежной герметизации камер уплотнительными кольцами.

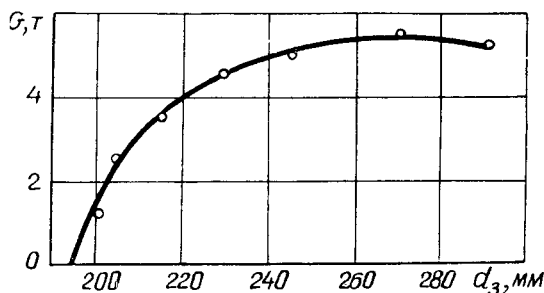


Рис. 2. Изменение наружного диаметра резинового элемента в зависимости от осевой нагрузки G .

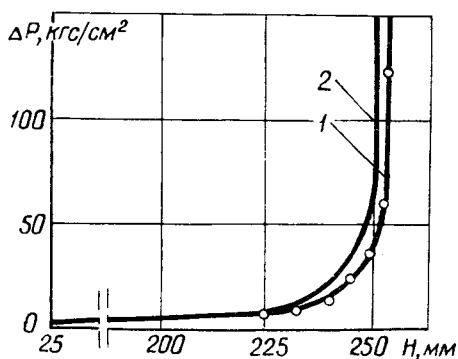


Рис. 3. Зависимость изменения давления в воздушной камере ΔP от величины рабочего хода стакана: 1-кривая, полученная при испытании пакера, 2-теоретическая кривая.

Результаты лабораторных испытаний пакеров ПР-1 (214) показали их работоспособность, надежность конструктивных узлов и высокую герметизирующую способность уплотнительных колец.

Для скважин диаметром 190 мм и глубиной 2000 м разработан, изготовлен и испытан разбуриваемый пакер, в котором резиновый элемент деформируется давлением поступающей под него жидкости, нагнетаемой в бурильные трубы при перекрытом проходном канале пакера. Достоинством пакера является то, что в нем исключена неразбуриваемая часть. Это значительно упрощает конструкцию пакера. Пакер состоит из корпуса 1 (рис. 4), резинового элемента 6 с верхней и нижней головками 2, закрепленными на корпусе штифтами 11. Снизу на корпус навинчивается гайка 14, являющаяся опорой нижней головки при заводских испытаниях резинового элемента. Сбоку корпус имеет отверстие 8, перекрываемые резиновым кольцом 7 (обратный клапан), а внутри размещено седло 12.

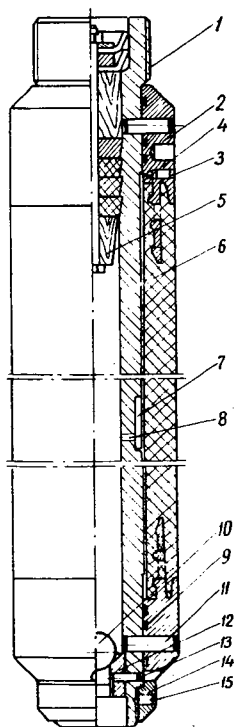


Рис. 4.

Разбуриваемый пакер ПР-190-1:
1-корпус; 2-головка; 3-заглушка; 4-прокладка; 5-пробка; 6-резиновый элемент; 7-резиновое кольцо; 8-отверстие; 9-уплотнение; 10-шар; 11-штифт; 12-седло; 14-гайка; 15-винт.

При установке пакера отверстие седла перекрывается шаром 10, в трубах создается давление, которое передается под резиновый элемент и деформирует его. При перепаде давления 50 кгс/см² штифты 13 срезаются и давление в трубах падает, что сигнализирует об окончании установки пакера.

Опытная партия пакеров изготовлена на краснодарском заводе "Нефтемашремонт". Перед окончательной сборкой пакера резиновый элемент испытывался на прочность. Пакер устанавливали в трубе диаметром 185 мм. В седло, дополнительно закрепленное двумя стальными шпильками, ввинчивалась заглушка, а на левую резьбу корпуса навинчивалась крышка со штуцером для подачи жидкости внутрь пакера. С помощью насоса давление в пакере поднималось до 50-55 кгс/см², и в таком состоянии его выдерживали в течение 30 мин. По окончании испытания давление сбрасывалось вентилем, который ввинчивался в резьбовое отверстие верхней головки. В последующем это отверстие закрывалось пробкой 3. Следует отметить, что из десяти резиновых элементов пять не выдержали испытаний.

Промышленные испытания пакеров ПР - 1 (214) и ПР - 190 - 1 проводились в Красноармейском УБР объединения "Саратовнефтегаз" на скважине 2 Золотовской площади. По данным промыслово-геофизических исследований и анализа проведенных изоляционных работ зоны поглощения были расположены на глубинах 3320 - 3340 м и 3302-3305 м. Статический уровень равен 191 м. При работе двух насосов циркуляция не восстанавливалась. Ко времени проведения изоляционных работ с применением пакеров ВНИИКРнефти в скважине было проведено 28 заливок, причем большая часть из них - для изоляции верхней зоны.

Согласно плану работ пакер ПР-1 (214) был спущен на глубину 3324 м с целью заливки нижней зоны поглощения. Шар сбросили в трубы в процессе спуска. Для пакеровки скважин закачано 2,2 м³ раствора, пос-

ле чего давление поднялось до $10-15 \text{ кгс/см}^2$, а затем упало, что свидетельствовало о срезе штифтов втулки и седла. В бурильные трубы через заливочную головку закачали цементно-бентонитовую смесь удельного веса $1,7 \text{ гс/см}^3$, состоящую из 10 т цемента и 2 т глинопорошка (водосмесевое отношение 0,7). Затем заливочную головку отсоединили и в трубы опустили пробку. При продавке пробки давление было доведено до 100 кгс/см^2 , после чего вращением труб неразбуhrиваемую часть отсоединили от разбуhrиваемой.

Разборка и осмотр неразбуhrиваемой части показали, что уплотнительные кольца обеспечили надежную герметичность камер пакера, в результате чего резиновый элемент был сжат гидростатическим давлением столба жидкости.

При спуске инструмента с долотом пакер был встречен на глубине 3328 м. Посадку бурильных труб доводили до 18-20 т, при этом перемещения пакера по стволу скважины не отмечено.

Промысловые испытания пакера показали его работоспособность и высокую герметизирующую способность уплотнительных колец. К недостаткам пакера следует отнести:

- малый диаметр проходного канала неразбуhrиваемой части;
- сложность разборки и сборки неразбуhrиваемой части для установки втулки с седлом с целью последующего спуска пакера в скважину;
- низкое давление среза штифтов, что затрудняет его отсчет на манометре агрегата.

Разбуhrиваемый пакер ПР-190-1 был использован для установки моста над пакером ПР-1(214), канал которого не был перекрыт продавочной пробкой, и для цементирования верхней зоны поглощения. Следует отметить, что давление среза штифтов в обоих случаях оказалось равным 100 кгс/см^2 против 50 кгс/см^2 по расчету. По этой причине резиновые элементы рвались, и

пакеры после проведения обычных заливок были извлечены на поверхность.

Испытания пакера ПР-190-1 показали, что для создания работоспособной и надежной конструкции разбу- риваемого "надувного" пакера необходимо использовать резиновые элементы, выдерживающие избыточное внут- реннее давление до 100 кгс/см².

С.А.Алехин, Л.М.Колесникова, Ф.Ф.Конрад,
И.А.Сидоров, В.А. Юрьев

СПОСОБ ОБНАРУЖЕНИЯ И ЛИКВИДАЦИИ НЕГЕРМЕТИЧНОСТИ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

Практика разбуривания и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений показывает, что затраты времени и средств на ликвидацию негерметичности эксплуатационных колонн, ограничение и ликвидацию перетоков остаются неоправданно большими.

Например, в объединении "Татнефть" только по управлению повышения нефтеотдачи пласта и капитального ремонта скважин за 9 месяцев 1972 г. по причине негерметичности обсадных колонн произведено 110 ремонтов, при этом затрачено 1405 суток и более 1 млн. руб.

В некоторых случаях восстановить герметичность колонн вообще не удается и скважину приходится ликвидировать. Так были ликвидированы, например, скважины 149 и 201 на Западно-Сургутской и Южно-Игримских площадях "Главтюменнефтегаза" и скважина 192 на месторождении Газли объединения "Узбекнефть" общей стоимостью более 700 тыс. руб.

Существуют разнообразные способы восстановления герметичности обсадных колонн. Наиболее распространенными являются цементирование места повреждения и замена части колонны. Определяющим фактором при выборе эффективного способа ремонта является точная информация о характере и размерах повреждения, его местоположении, об общем состоянии скважины.

Одним из важнейших условий успешного исхода ремонтных работ по восстановлению герметичности колонны является сохранение его внутреннего диаметра либо уменьшение его в пределах, не препятствующих проведению различных технологических операций и не снижающих заданной производительности скважины.

Эффективность изоляционных работ при восстановлении герметичности обсадных колонн с применением растворов минеральных вяжущих веществ весьма низка. Как правило, приходится неоднократно производить тампонирующие поврежденного интервала, а длительность эффекта герметизации редко превышает 2-3 года.

В интервале поглощающих пластов в зону повреждения приходится закачивать значительные объемы тампонирующей смеси. Однако герметичность колонны при этом не всегда восстанавливается в связи с интенсивным разбавлением смеси в межколонном пространстве.

Заранее трудно определить, какой объем смеси будет задавлен в зону повреждения колонны, так как проницаемость этой зоны определяется по жидкости, отличающейся реологическими свойствами и размерами взвешенных частиц от тампонирующей смеси. Это часто приводит к оставлению в скважине большого количества тампонирующего материала, разбуривание которого не только требует дополнительных затрат времени, но и может вызвать повреждение колонны.

Таким образом, ремонт колонны путем цементирования места повреждения нередко приводит к неудовлетворительным результатам, несмотря на значительные материальные и трудовые затраты.

Способ извлечения пораженных коррозией эксплуатационных колонн в ряде случаев оказывается наиболее рациональным, однако применение его ограничивается определенными условиями.

Из американской практики известен способ восстановления герметичности обсадных колонн путем установки в интервале повреждения продольно гофрирован-

ных патрубков (гильз) [1]. Этот способ позволяет резко повысить эффективность ремонтов за счет исключения времени ОЗЦ и затрат на разбуривание цементного стакана. При установке продольно гофрированного патрубка в ряде случаев отпадает необходимость перекрытия цементным мостом перфорированных участков колонны против продуктивных пластов. Несомненным достоинством способа является также незначительное уменьшение внутреннего диаметра скважины после ремонта (не более 6-7 мм). В США и Канаде установка продольно гофрированных патрубков длиной до 12 м успешно производилась в скважинах на глубине до 4000 м. Считают, что по сравнению с цементированием под давлением стоимость ремонтных работ в этом случае уменьшается, так как не требуется специального оборудования для цементирования и разбуривания цементного стакана. При этом значительно сокращается общее время на ремонт, а также экономится тампонажный материал [2].

Разработанный во ВНИИКРнефти комплекс устройств по обнаружению и ликвидации нарушений герметичности обсадных колонн позволяет выполнять широкий круг работ, в том числе:

- 1) производить шаблонирование колонны и ликвидацию смятий при их наличии;
- 2) определять место нарушения герметичности колонны;
- 3) получать информацию о характере нарушения герметичности;
- 4) производить очистку внутренней поверхности колонны;
- 5) устанавливать металлический продольно гофрированный пластырь (патрубок) в месте нарушения герметичности;
- 6) опрессовывать участок в месте установки пластыря.

Для шаблонирования и ликвидации смятий при их наличии в обсадной колонне применяется шаблон-оправка (рис. 1). При постепенном спуске в ремонтируемую скважину она позволяет определить состояние живого сечения обсадной колонны. Смятия колонны ликвидируются до места установки пластыря с помощью вкладышей, которые раздвигаются радиально по всей окружности вследствие воздействия на них осевого перемещения поршней 3 от создаваемого жидкостью гидравлического давления в трубах.

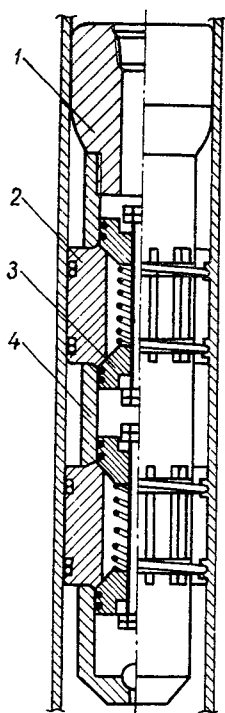


Рис. 1. Шаблон-оправка (рабочее положение): 1-шаблон; 2-вкладыш; 3-поршень; 4-корпус.

Определение места нарушения герметичности в обсадной колонне осуществляется с помощью двойного шагового пакера (рис. 2). Наличие двух эластичных баллонов, расположенных через определенный интервал, позволяет отсекать и опрессовывать участок между ними под действием давления в пакере. Опрессовка участка осуществляется за счет нагнетания жидкости через отверстия 2, открывающиеся при смещении эластичных баллонов в момент их распакеровки (расширения). Так, методом спуска-подъема двойного шагового пакера определяется точное место нарушения герметичности.

Для определения истинного характера нарушения обсадной колонны применяется гидравлическая печать (рис. 3), которая опускается на трубах к месту нарушения герметичности. Под действием

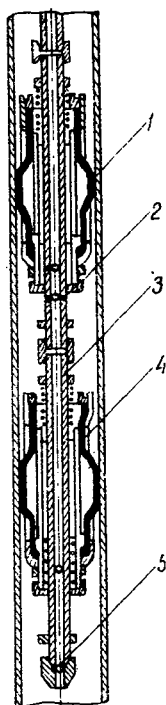


Рис.2. Двойной шаговый пакер (рабочее положение): 1—эластичный баллон; 2—отверстия; 3—штанга; 4—цанга; 5—обратный клапан.

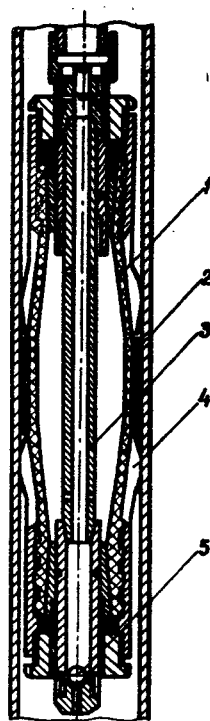


Рис.3. Гидравлическая печать (рабочее положение): 1—эластичный баллон; 2—пластичный элемент; 3—перфорированная дистанционная труба; 4—цанговые концы; 5—обратный клапан.

гидравлического давления эластичный баллон прилегает к внутренним стенкам колонны. На наружной поверхности эластичного баллона имеется пластичный элемент, на нем остается отпечаток, характеризующий форму и раз-

меры нарушения. После извлечения гидравлической пести на поверхность и расширения эластичного баллона определяются истинные размеры и форма нарушения [3] .

Очистка внутренней поверхности обсадной колонны в месте установки пластыря осуществляется с помощью гидравлической щетки (рис. 4). Шпильки, расположенные на выдвижных вкладышах, под действием гидравлического давления соприкасаются со стенками колонны. При вращении щетки и неоднократного перемещения ее вниз-вверх шпильки очищают от глинистой корки, парафина и т.п. внутреннюю поверхность колонны.

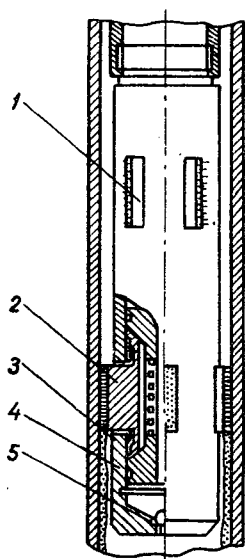


Рис.4. Гидравлическая щетка: 1-шпильки; 2-вкладыш; 3-поршень; 4-корпус; 5-обратный клапан.

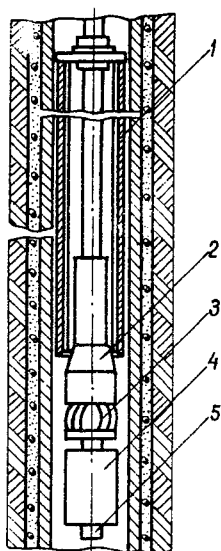


Рис.5. Устройство для установки металлических гофрированных пластырей "Дори": 1-гофрированный пластырь; 2-конус-пуансон; 3-толкатель; 4-обратный клапан.

Для ликвидации нарушения герметичности обсадной колонны установку металлического продольно гофрированного пластыря соответствующей длины (3-12 м) осуществляют с помощью устройства "Дорн" (рис.5).

Устройство "Дорн" в комплекте с пластырем 1 опускается на трубах в обсадную колонну так, чтобы средняя точка пластыря находилась против места нарушения герметичности. При этом жидкость, находящаяся в скважине, поступает в устройство и трубы через обратный клапан. Затем по трубам от насосной установки в устройство "Дорн" подается промывочная жидкость, создается определенное давление, под действием которого толкатель приводит в осевое перемещение конус-пуансон и дорнирующие секторы. Конус-пуансон осуществляет предварительное расширение пластыря. Дальнейшее расширение пластыря производится плавным подъемом труб, на конце которых закреплено устройство "Дорн". Давление в устройстве поддерживается в период протягивания его через пластырь, затем оно снижается до нуля, и устройство поднимается на поверхность.

Опрессовка участка в месте установки пластыря производится двойным шаговым пакером (рис. 6). Он опускается к месту опрессовки и распаковывается так, чтобы установленный пластырь находился между эластичными баллонами. Опрессовка осуществляется за счет нагнетания жидкости через отверстия 2, открывающиеся при смещении эластичных баллонов в момент их распаковки.

Простота осуществления предлагаемого способа выгодно отличает его от известных способов ремонта колонн, кроме того, сокращаются время и расход тампонажных материалов на ремонт, в связи с этим снижаются общие затраты на указанную операцию.

В таблице приводятся сравнительные данные по ремонту колонн различными способами.

Комплекс устройств проходит промышленные испытания на буровых предприятиях объединения "Краснодар-нефтегаз".

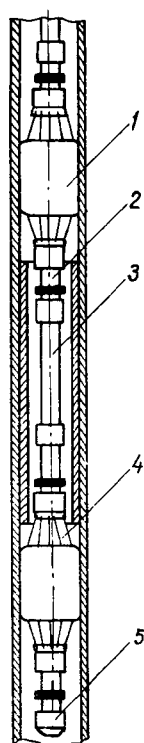


Рис. 6. Двойной шаговый
пакер: 1- эластичный
баллон; 2- отверстие;
3- штанга; 4- цанга;
5- обратный клапан.

ЛИТЕРАТУРА

1. Kemp Yoze. Field results of the Stressed steel linez casing patch. „J. Petzol. Technol.” v 16, n2, 1964.

2. Сидоров И.А. Восстановление герметичности обсадных колонн в нефтяных и газовых скважинах, ВНИИОЭНГ, 1972.

3. Конрад Ф.Ф. и др. Способ определения размеров разрушений при авариях в скважине. Авт. свид. № 320603. "Открытия, изобретения, пром. образцы, товарные знаки", 1971, № 34.

В.А.Юрьев, Ф.Ф.Конрад ,
С.А.Алехин, В.Г.Никитченко

ОПРЕДЕЛЕНИЕ НЕКОТОРЫХ КОНСТРУКТИВНЫХ ПАРАМЕТРОВ ГОФРИРОВАННЫХ МЕТАЛЛИЧЕСКИХ ПЛАСТЫРЕЙ

Для своевременного и качественного ремонта обсадных колонн в зарубежной практике (США, Канада) [1] с 1965 г. нашел широкое применение способ установки гофрированных пластырей (лайнеров) в местах нарушения герметичности. В Советском Союзе ведется разработка способов и оборудования по ремонту обсадных колонн. Так, во ВНИИКРнефти разработан комплекс устройств по обнаружению мест повреждения и установки металлических пластырей в обсадной колонне труб.

Внедрение способа восстановления герметичности обсадных колонн в нашей стране сдерживается отсутствием исследований и рекомендаций по выбору конструкции пластырей, материала и технологии их изготовления, а также соответствующих устройств.

Металлические продольно гофрированные пластыри представляют собой отрезки труб специальной конфигурации, обеспечивающей сохранение размеров периметра круглой трубы, наружный размер которой равен внутреннему диаметру обсадной трубы.

Геометрические размеры пластыря могут быть определены, исходя из следующих зависимостей.

1. Наружный диаметр пластыря зависит от величины зазора Δh между наружными выступами пластыря

и внутренним диаметром обсадной трубы. Зазор необходим для обеспечения свободного спуска пластыря и предотвращения эффекта поршневания.

2. Толщина стенки пластыря и марка материала зависят от давлений внутри колонны и в затрубном пространстве, а также от размеров повреждения обсадной колонны.

3. Высота пластыря зависит от величины интервала повреждения колонны.

В результате анализа зависимостей между внутренним диаметром обсадной колонны, зазором и величиной периметра пластыря определена форма его поперечного сечения, представленная необходимым количеством сопряженных участков выступов и впадин соответствующих радиусов.

Формула для определения длины наружного периметра пластыря с 6 выступами может быть выведена по методике [2] согласно рис. 1.

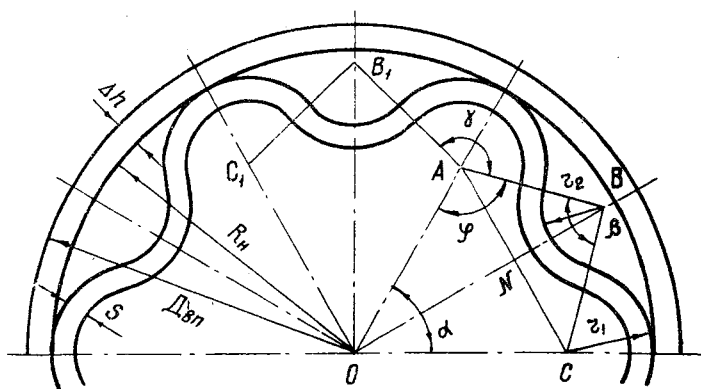


Рис. 1. Геометрические параметры пластыря: $D_{вн}$ — внутренний диаметр обсадной колонны; Δh — зазор между наружным диаметром пластыря и внутренним диаметром обсадной колонны; r_1 — наружный радиус выступа; r_2 — наружный радиус впадины; S — толщина стенки пластыря; $\alpha = 60^\circ$ для пластыря с 6 выступами.

Длина периметра пластыря с 6 выступами может быть определена, как сумма длин 6 дуг радиусами z_1 и z_2 . В общем виде она может быть записана как

$$L_{P_6} = 6 (\ell_1 + \ell_2), \quad (1)$$

где L_{P_6} — длина периметра; ℓ_1 — длина дуги радиусом z_2 углом β ; ℓ_2 — длина дуги радиусом z_1 углом j .

Из треугольника NBC следует:

$$\beta = 2 \arcsin \frac{R_H - z_1}{2(z_1 + z_2)} = 2 \arcsin \frac{D_{BH} - \Delta h - z_1}{2(z_1 + z_2)}. \quad (2)$$

$$j = 360^\circ - 2\varphi, \quad (3)$$

$$2\varphi = 360^\circ - \alpha - \beta. \quad (4)$$

Из формул (3) и (4) следует, что

$$j = \alpha + \beta. \quad (5)$$

Зная величину углов j и β и радиусов z_1 и z_2 , по формуле (1) находим

$$L_{P_6} = 6 \left[\frac{\pi z_2 \beta}{180^\circ} + \frac{\pi z_1 j}{180^\circ} \right] = \frac{\pi [z_2 \beta + z_1 (60 + \beta)]}{30}. \quad (6)$$

Для случая $\alpha = 45^\circ$ и пластыря с 8 выступами длина периметра равна:

$$L_{P_8} = \frac{2\pi}{45} [z_2 \beta + (45^\circ + \beta) z_1]. \quad (7)$$

Формула (7) для пластыря с 10 выступами примет вид

при $\alpha = 36^\circ$)
$$L_{P_{10}} = \frac{\pi}{18} [z_2 \beta + (36 + \beta) z_1] \quad (8)$$

В случае равенства радиусов z_1 и z_2 формулы (6), (7) и (8) примут вид:

$$L_{P_6} = \frac{\pi z (\beta + 30^\circ)}{15}; \quad (9)$$

$$L_{P_8} = \frac{2\pi z}{45} (2\beta + 45^\circ); \quad (10)$$

$$L_{P_{10}} = \frac{\pi z}{9} (\beta + 18^\circ). \quad (11)$$

В формулах (6)–(11) не учтено положение нейтральной линии. Расстояние от внутренней поверхности заготовки до нейтральной линии определяется по формуле:

$$\ell_0 = K S, \quad (12)$$

где ℓ_0 – расстояние от внутренней поверхности до нейтральной линии; K – коэффициент, учитывающий положение нейтральной линии в зависимости от толщины; S – толщина заготовки (пластыря).

С учетом положения нейтральной линии радиус увеличивается на величину ℓ_0 и формулы (9)–(11) примут вид

$$L_{P_6} = \frac{\pi (z + K S) (\beta + 30^\circ)}{15}; \quad (13)$$

$$L_{P_8} = \frac{2\pi}{45} (z + K S) (2\beta + 45^\circ); \quad (14)$$

$$L_{P_{10}} = \frac{\pi}{9} (z + K S) (\beta + 18^\circ). \quad (15)$$

Размеры поперечного сечения пластыря, рассчитанные по формулам (13)–(15) для обсадных колонн диаметром 146 и 168 мм, с толщиной стенки $S_1 = 10$ и $S_2 = 9$ мм, при зазорах $\Delta h = 12$ мм и толщине стенки пластыря 3 мм, сведены в таблицу.

Кол-во выступов	R_n , мм	α°	β°	z , мм
$D_n = 146$ мм, $S_1 = 10$ мм				
6	114	60	$55^\circ 20'$	20
8	114	45	64	15
10	114	36	39	18
$D'_n = 168$ мм, $S_2 = 9$ мм				
6	138	60	$64^\circ 40'$	22
8	138	45	74	16
10	138	36	$41^\circ 20'$	21

Для отработки технологии производства гофрированных пластырей разработана специальная установка СТ-1, изготовленная на краснодарском опытном заводе "Нефтемашремонт" и имеющая следующую техническую характеристику.

Рабочее давление, кгс/см ²	–200
Усилие в силовом телескопическом гидроцилиндре, т	–75
Усилие в цилиндрах головки гофрирования, т	–4
Скорость силового телескопического гидроцилиндра, м/мин	–3
Ход силового телескопического гидроцилиндра, мм	–3100
Установленная мощность, кВт	–42
Габариты (L x B x H), м	12x5x1,4
Масса, т	–6

Установка (рис.2) работает в стационарных условиях.

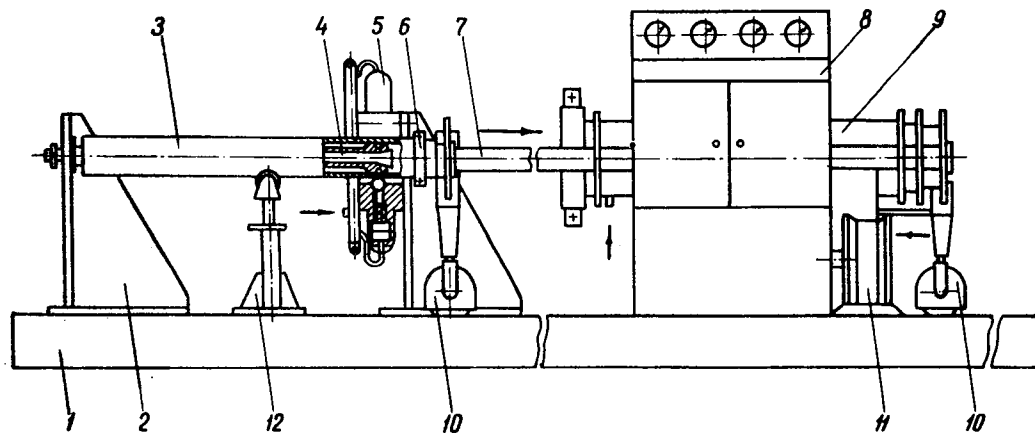


Рис.2.Общий вид установки СТ-1 .

Установка состоит из основания 1, жестко соединяющего главные узлы, силового телескопического гидроцилиндра 8, механизма обратного хода гидроцилиндра 11, подвижных опор 10, направляющих тяг 7, головки гофрирования 5, кронштейнов 2, зажима гофрированной трубы 6, стойки 12, вкладыша 4 и пульта управления с насосами 8.

Работа на установке осуществляется следующим образом. Труба (заготовка) 3 с вкладышем 4 крепится хомутом зажима 6 к левой подвижной опоре 10 между кронштейнами на регулируемой по высоте стойке 12.

При подаче давления от насоса ГБ-354 в головку 5 и силовой телескопический цилиндр 8 производится продольное гофрирование трубы.

На установке изготавливаются гофрированные пластины длиной до 3 м при толщине стенки до 4 мм с 6 продольными лучами (гофрами). Исходный диаметр трубы уменьшается на 16 мм.

Установка позволяет производить испытание устройств различных конструкций и типоразмеров, применяемых при раздорнировании гофрированных пластин в условиях, близких к скважинным. Кроме того, на установке можно производить и другие операции, связанные с протягиванием, калибровкой, дорнированием.

Проверка расчетных размеров пластин, приведенных в таблице при изготовлении их на установке СТ-1 подтвердила правильность полученных формул.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гранатурова Л.П. Пластирь для устранения течи в стальных обсадных трубах. НТС, сер. "Машины и нефтяное оборудование", 1968, № 9.

2. Шурупов А.К., Фрейберг М.А. Производство труб экономических профилей. Свердловск, Свердловское отд. "Металлургиздата", 1963.

Анализ априорных данных о факторах, действующих при прихвате колонны труб. Самой А.К., Воротнюк О.В. Труды ВНИИБТ, М., 1973.

Возникновение прихвата колонны труб при бурении зависит от множества факторов. Впервые в исследовательской практике проведен априорный опрос специалистов в области прихватов, данные которого обработаны по известной методике. В результате определены существенные группы факторов по трем категориям прихватов, расположенные по степени убывания их значимости в возникновении аварий. На основе полученных данных представляется возможным определить направления исследований механизма прихватов и порядок разработки средств и методов их определения.

Таблиц 1, библиография – 4 названия.

Исследование работы съемного самозаклинивающегося протектора (ПС1-140). Измайлов Л.Б., Нежелский А.А. Труды ВНИИБТ, М., 1973.

Описана конструкция резинометаллического протектора ПС1-140, разработанного во Всесоюзном научно-исследовательском институте по креплению скважин и буровым растворам (ВНИИКРнефть). Приводятся описание и результаты лабораторных испытаний протектора для определения его эксплуатационных характеристик. Сравняются характеристики протектора ПС1-140 с характеристиками стандартных колец и зарубежных протекторов.

Иллюстраций 3, библиография – 5 названий.

Применение метода Ю.Г. Григорьяна для выбора технологических параметров цементирования скважин. Динмухаметов Д.Х. Труды ВНИИБТ, М., 1973.

Показана принципиальная возможность применения метода Ю.Г. Григорьяна для разделения скважин на два класса по результатам цементирования и для опознания класса, которому будет принадлежать скважина после цементирования. Дается методика выбора таких технологических параметров цементирования, при которых возникновение затрубных проявлений в скважине маловероятно.

Библиография – 4 названия.

О давлении на связи замерзающего цементного раствора. Видовский А.Л., Пустыльник С.Я. Труды ВНИИБТ, М., 1973.

Рассмотрены некоторые причины сматыва обсадных труб, перекрывающих зону многолетнемерзлых пород. Приведены результаты измерения давлений, возникающих при замораживании в герметичном объеме цементных растворов с различными водоцементными отношениями.

Установлено, что по мере увеличения водоцементного отношения растворов создаваемые ими при замораживании давления растут, достигая опасных для обсадных труб величин. Приведены данные об изменении давлений при циклическом протаивании-замораживании цементных растворов.

Иллюстраций 2, библиография – 3 названия.

Совершенствование методов ликвидации водопритока при бурении и эксплуатации скважин. Нецаев А.С., Гольдштейн В.В., Алишанян Р.Р., Кошелев А.Т. Труды ВНИИБТ, М., 1973.

Исследована коагуляция водой растворов поливинилхлорида в органических жидкостях, растворимых в воде ограниченно или неограниченно. Показано, что некоторые растворы поливинилхлорида, например, раствор в смеси диметилформамида и о-ксилола (в соотношении 1:2), могут быть использованы для изоляции обводненных горизонтов при бурении и эксплуатации скважин.

Таблица 1, библиография – 4 названия.

Способ обнаружения и ликвидации негерметичности обсадных колонн. Алехин С.А., Колесникова Л.М., Конрад Ф.Ф., Сидоров И.А., Юрьев В.А. Труды ВНИИБТ, М, 1973.

Описание комплекс устройств по обнаружению и ликвидации нарушений герметичности обсадных колонн: шаблон-оправка, двойной шаговый пакер, гидравлическая печать, гидравлическая щетка, устройство "Дори", позволяющих выполнять шаблонирование колонны, ликвидировать смятие при их наличии, определять места нарушения герметичности колонны, получать информацию о характере нарушения герметичности, очищать внутреннюю поверхность колонны, устанавливать металлический пластырь в месте нарушения герметичности и опрессовывать его.

Иллюстраций 6, библиография – 3 названия.

СОДЕРЖАНИЕ

Стр.

Егоренко Б.Ф., Сукурено Е.И., Резниченко И.Н. Влияние выбуренной породы на изменение удельного веса промывочной жидкости . . .	3
Рябоконт С.А. Влияние температуры на плотность буровых растворов, утяжеленных флотационными баритовыми утяжелителями.	8
Рябоконт С.А., Пеньков А.И. О факторах, влияющих на степень аэрации бурового раствора при утяжелении.	14
Есьман Б.И., Кошелев А.Т. Графический способ решения уравнения Воляровича-Гуткина для определения расхода в трубах кольцевого сечения при структурном режиме.	20
Измайлов Л.Б., Кокаев В.Н., Быков Л.И. Зависимость износа промежуточной колонны от искривления ствола скважины.	26
Самоной А.К., Воронюк О.В. Анализ априорных данных о факторах, действующих при прихвате колонны труб.	35
Аветисов А.Г., Кошелев Н.Н., Панов В.Н., Самоной А.К. Расчет динамических нагрузок, сообщаемых прихваченной колонне труб при работе устройств ударного действия.	40
Измайлов Л.Б., Нежелский А.А. Исследование работы съемного самозаклинивающегося протектора (ПС1-140).	45
Динмухаметов Д.Х. Применение метода Ю.Г. Григорьяна для выбора технологических параметров цементирования скважин.	54
Обозин О.Н., Бопдарев В.И., Романенко В.А., Сибирко И.А. Влияние некоторых свойств тампонажных растворов на гидравлику цементирования	59

Алишания Р.Р., Гольдштейн В.В., Деревянкина Л.В., Сибирко И.А., Федоренко В.И.	
Новая тампонажная композиция.	68
Видовский А.Л., Пустильник С.Я. О давлении на связи замерзающего цементного раствора	72
Нечаев А.С., Гольдштейн В.В., Алишания Р.Р., Кошелев А.Т. Совершенствование методов ликвидации водопритока при бурении и эксплуатации скважин.	78
Аветисов А.Г., Даниэлян ЮС., Крылов В.И. К оценке поглощающей способности пластов со слабопроницаемой кровлей или подошвой	83
Крылов В.И., Сухенко Н.И., Конрад Ф.Ф., Панков В.П., Поляков Л.П., Ткаченко МС. Разбурываемые пакеры для изоляции поглощающих пластов.	90
Алехин С.А., Колесникова Л.М., Конрад Ф.Ф., Сидоров И.А., Юрьев В.А. Способ обнаружения и ликвидации негерметичности обсадных колонн.	99
Юрьев В.А., Конрад Ф.Ф., Алехин С.А., Никитченко В.Г. Определение некоторых конструктивных параметров гофрированных металлических пластырей.	108

В сборнике "Промывка и технология крепления скважин" (М., ВНИИБТ, 1973, стр. 214 - 221) помещена статья Н.А. Мариампольского "Связь строения органических веществ с характером действия их на схватывание тампонажных растворов".

Авторами указанной статьи следует считать Н.А. Мариампольского, А.И. Пенькова, Ю.А. Швачкина.

БОРЬБА С ОСЛОЖНЕНИЯМИ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

Редактор Т.М. Лебедева

Технический редактор Е.И. Сысоева

Подписано к печати 9 сентября 1973 г.

Формат бумаги 60x84 1/16

Учетно-изд. л. 7

Печ. л. 7,5. Бумага писч. №1. Л-72294. Зак. 395. Тираж 700

Цена 54 коп.

Ротапринт ВНИИКРнефть

Цена 54 коп.

- 94600

Д4

42865