



(51) 5 с 09 К 7/00

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ КОМИТЕТ
ПО ИЗОБРЕТЕНИЯМ И ОТКРЫТИЯМ
ПРИ ГКНТ СССР

ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ И АВТОРСКОМУ СВИДЕТЕЛЬСТВУ

(21) 4321843/23-03

(22) 14.09.87

(46) 23.04.90. Бюл. № 15

(71) Украинский научно-исследователь-
ский институт природных газов

(72) В.С.Котельников, С.Н.Демочко,
В.Г.Филь, Ю.А.Лапшин и Л.Б.Исаев

(53) 622.243.144.3 (088.8)

(56) Теоретические вопросы проводки
скважин в поглощающих пластах. - М.:
ВНИИОЗНГ, 1973, с.63.

Иночкин П.Т., Прокшиц В.Л. Спра-
вочник бурового мастера. - М.: Недра,
1968, с.405.

(54) СПОСОБ СНИЖЕНИЯ ИНТЕНСИВНОСТИ
ПОГЛОЩЕНИЯ БУРОВОГО РАСТВОРА

(57) Изобретение относится к бурению
скважин. Цель - повышение эффектив-

ности способа при интенсивности по-
глощения менее $5 \text{ м}^3/\text{ч}$. Для этого по-
вышают закупоривающую способность
циркулирующего бурового раствора
путем его обработки, которую проводят
до снижения сжимаемости его фильтра-
ционной корки. При обнаружении погло-
щения бурового раствора отбирают его
пробы и обрабатывают их, например,
различными реагентами, при этом оп-
ределяют сжимаемость фильтрационной
корки, отношение плотности корки
после химобработки к исходной. Бла-
годаря обработке циркулирующего буро-
вого раствора повышается его закупор-
ивающая способность, а также обес-
печивается снижение сжимаемости филь-
трационной корки. 1 ил., 3 табл.

Изобретение относится к бурению
скважин.

Цель изобретения - повышение эф-
фективности способа при интенсивнос-
ти поглощения менее $5 \text{ м}^3/\text{ч}$ за счет
повышения закупоривающей способности
циркулирующего бурового раствора пу-
тем его обработки, при этом обработ-
ку циркулирующего бурового раствора
ведут до снижения сжимаемости его
фильтрационной корки.

В табл. 1 приведены результаты
лабораторных исследований сжимаемос-
ти фильтрационных корок буровых рас-
творов.

В табл. 2 приведены результаты
обработки бурового раствора с целью
повышения его закупоривающей способ-
ности путем химобработки.

В табл. 3 содержатся данные о ре-
зультатах использования известных
и предлагаемого способов.

При наличии в резерве скважины
поглощающих пластов, и если размеры
поглощающих каналов превышают раз-
меры частиц твердой фазы бурового
раствора, последний уходит по тре-
щинам в пласт. Интенсивность ухода
раствора в пласт зависит от попереч-
ных размеров трещин, от перепада
давления в системе скважина - пласт,
от вязкости раствора. При одинаковом
перепаде давления и одинаковой вяз-
кости раствора управлять интенсив-
ностью поглощения можно лишь путем
изменения поперечных размеров погло-
щающих каналов или их закупорки.

1734-18

Если поглощающие каналы имеют гра- нулярно-трещиноватую пористость, то при течении по трещине бурового рас- твора на ее стенках образуется филь- трационная корка из твердой фазы бу- рового раствора. Этот процесс анало- гичен образованию фильтрационной кор- ки на стенках скважины против прони- цаемых пород. Фильтрационная корка имеет разную плотность по толщине. Наиболее плотные слои корки прилега- ют к стенке трещины, а наименее плот- ные находятся в контакте с буровым раствором. Наиболее плотные слои кор- ки имеют и наибольшие прочность и со- противление размыву потоком раствора.

Плотность корки зависит от состава твердой фазы, от электро-химических сил взаимодействия между частицами твердой фазы и гидродинамических сил, возникающих при фильтрационных про- цессах через корку. Наиболее плотный и наименее проницаемый слой корки об- разуются на контакте со стенкой сква- жины, так как на него передается наи- больший перепад давления, т.е. он ис- пытывает наибольшее гидродинамическое воздействие. Действующий перепад дав- ления на последующие слои корки умень- шается, уменьшается и их плотность и прочность. Силы электрохимического взаимодействия между частицами твер- дой фазы также влияют на плотность слоев корки: чем сильнее эти силы, тем менее плотная корка, хотя прони- цаемость ее может быть низкой.

После вскрытия поглощающего плас- та интенсивность поглощения может со временем как уменьшаться, так и уве- личиваться. Уменьшение интенсивности поглощений связано с уменьшением про- ходного сечения поглощающих трещин в результате образования на их стен- ках фильтрационной корки. Образование фильтрационной корки не только сужает проходное сечение трещин, но и пре- дупреждает их эрозийный размыв пото- ком раствора. Интенсивность поглоще- ния стабилизируется при наступлении динамического равновесия между ско- ростью образования корки и скоростью ее размыва потоком раствора. Чем бо- лее толстый слой корки образуется при динамическом равновесии, тем меньше поперечный размер трещины и тем самым меньше интенсивность погло- щений. При этом толщина корки при наступлении динамического равновесия

зависит от плотности и прочности кор- ки: с увеличением плотности корки увеличивается ее толщина при динами- ческом равновесии. Если корка имеет низкую плотность и прочность, т.е. слабое противодействие эрозионному размыву, она не только не уменьшает проходное сечение толщины, но и не предохраняет трещину от эрозионного размыва потоком раствора. В этом слу- чае после вскрытия поглощающего плас- та интенсивность поглощений увеличи- вается со временем из-за увеличения поперечных размеров поглощающих ка- налов в результате эрозионного раз- мыва стенок трещины.

Берут два раствора с одинаковым показателем водоотдачи и с одинако- вой толщиной корки, соответствующей данной водоотдаче. Плотность раство- ров равна $1,3 \text{ г/см}^3$, раствор глинист- ый на водной основе. Состав и тип глины (основного твердого наполните- ля раствора) также одинаковый. Сред- няя плотность фильтрационной корки для первого раствора равна $1,4 \text{ г/см}^3$, для второго - $1,8 \text{ г/см}^3$. Фильтраци- онная корка этих растворов имеет раз- ную структуру: структура корки пер- вого раствора рыхлая, у второго рас- твора плотная. У первого раствора сни- жение водоотдачи достигнуто за счет электрохимического воздействия на раствор и его фильтрационную корку, а у второго раствора - за счет плот- ной упаковки частиц в корке. Таким образом, два буровых раствора имеют одинаковый показатель водоотдачи, одинаковую толщину корки, одинаковую проницаемость корки. С точки зрения бурового процесса (влияния на ослож- ненность ствола, прихватопасность, устойчивость ствола скважины) эти растворы можно отнести к одному типу.

Получают следующие результаты при- менения этих растворов для изоляции поглощающих горизонтов.

При использовании первого раствора с рыхлой коркой эффект закупорки ми- нимальный. Все слои корки, кроме не- посредственно прилегающего к стенке трещины, имеют слабую прочность и легко смываются потоком раствора. Поэтому при динамическом равновесии между скоростью образования корки и скоростью ее размыва на стенках трещины имеется тонкий слой фильтра- ционной корки, который не только не

снижает интенсивность поглощения, но может оказаться недостаточным для предупреждения размыва стенок трещины.

При использовании второго раствора с плотной фильтрационной коркой слои корки имеют более высокую прочность по сравнению с коркой первого раствора. Поэтому динамическое равновесие наступает при большей толщине корки на стенках трещины, а следовательно, при меньшем проходном сечении поглощающей трещины. Интенсивность поглощения при использовании второго раствора меньше, чем при применении первого раствора, так как при его использовании в местах неровностей и изгибов поглощающего канала происходит периодический срыв слоев корки. Более плотная корка второго раствора менее подвергнута эрозийному разрушению и диспергированию и способна закупорить трещину путем образования шламовых пробок.

Способ осуществляют следующим образом.

На приборе измерения водоотдачи растворов формируют фильтрационную корку под перепадом давления и определяют ее плотность. Проводят обработку раствора химреагентами и вновь формируют и определяют плотность фильтрационной корки. Выбирают тот вид обработки раствора, при котором плотность корки максимальна и выполняется условие

$$\rho_2 : \rho_1 = \min,$$

где ρ_2 и ρ_1 - соответственно плотность уплотненной и неуплотненной корок бурового раствора.

Для этого процесс формирования корки осуществляют на двух приборах. После того, как корки сформированы, из одного прибора раствор сливают и в камеру прибора поверх корки заливают уплотняющую жидкость, например машинное масло. Под перепадом давления осуществляют процесс уплотнения корки, который прекращают при завершении выхода фильтра из фильтра камеры прибора. Уплотненную корку извлекают из прибора и определяют ее плотность. Определяют также плотность неуплотненной корки из другого прибора. Определяют отношение плотности

для этих корок. Указанные операции проводят после проведения разных химических обработок раствора. Выбирают ту химическую обработку, при которой отношение $\rho_2 : \rho_1$ минимальное.

Плотность корки определяют, как отношение веса корки к ее объему. Вес корки измеряют взвешиванием. Объем корки определяют, например, по объему вытесненной жидкости после погружения корки в тарированный цилиндр с жидкостью.

В табл. 1 и 2 приведены результаты исследований фильтрационных корок буровых растворов. Пробы раствора обрабатывают гипаном, феррохромлигносульфонатом (ФХЛС) и карбоксиметилцеллюлозой (КМЦ) с разной дозировкой этих реагентов.

Исследования проводят следующим образом. В камеры двух измерительных приборов ВМ-6 заливают пробы бурового раствора и при перепаде 2,5 кгс/см² осуществляют процесс фильтрации. Перепад 2,5 кгс/см² создают путем установки дополнительного груза. Процесс фильтрации в обоих приборах заканчивают после отфильтровывания 50 см³ фильтрата. После этого оставшуюся (непрофильтрованную) часть раствора из камер приборов сливают. Из одного прибора фильтрационную корку извлекают, измеряют ее вес на лабораторных весах и определяют объем путем погружения в мерный цилиндр с дизельным топливом. По результатам измерений вычисляют плотность и толщину корки по формулам

$$\rho_1 = \frac{G_1}{V_1};$$

$$l_1 = \frac{V_1}{F},$$

где G - масса неуплотненной корки;
 V_1 - объем неуплотненной корки;
 l_1 - толщина неуплотненной корки;
 F - площадь фильтра.

В камеру второго измерительного прибора поверх сформированной корки заливают машинное масло и при перепаде 2,5 кгс/см² осуществляют уплотнение корки. О завершении процесса уплотнения корки судят по завершению отжатия из корки жидкости. Корку извлекают из камеры прибора, определяют массу, объем корки и вычисляют плотность и толщину по формулам

$$p_1 = \frac{G_1}{V_1};$$

$$l_1 = \frac{V_1}{F},$$

где G_1 - масса уплотненной корки;
 V_1 - объем уплотненной корки;
 l_1 - толщина уплотненной корки.

Определяют коэффициент сжимаемости корки по формулам

$$K_1 = \frac{p_2}{p_1};$$

$$K_2 = \frac{l_1}{l_2},$$

Предлагаемые исследования проводят при каждой дозировке вводимого в пробу раствора реагента.

По результатам исследований (табл. 2) определяют оптимальную рецептуру химобработки при забое скважины 1810 и 2720 м. При забое 1810 м оптимальной является следующая обработка раствора: в раствор требуется ввести 0,6% ФХЛС от объема раствора в скважине (табл. 2, раствор 11). При забое скважины 2720 м в раствор требуется ввести 0,4% ФХЛС (табл. 2, раствор 22). При этих обработках обеспечивается минимальная плотность неуплотненной корки и минимальное значение коэффициента уплотнения.

В табл. 3 приведены данные по суммарному объему поглощенного раствора на скважинах при использовании различных способов. На базовых скважинах для ликвидации поглощений применяют наполнители (древесные опилки, вермикулит, глину) используют вязкие растворы. Для осуществления предлагаемого способа через каждые 300 - 400 м углубления скважины отбирают пробу раствора, проводят лабораторные исследования и задают оптимальную рецептуру химобработки. При этом выполняют требования по поддержанию регламентированных значений стандартных параметров. Средний объем поглощенного раствора на одну скважину при базовом варианте составляет 704 м³, а при предлагаемом 52 м³.

Использование предлагаемого способа позволяет уменьшить интенсивность поглощений в среднем в 13,5 раз и уменьшить объем поглощенного раствора на 652 м³ на скважину.

На чертеже приведена зависимость между интенсивностью поглощений q

и коэффициентом сжимаемости корки K_1 . Графики построены по скважинам, номера которых приведены в табл. 1.

На всех скважинах через каждые 300-400 м углубления проводят лабораторные исследования проб раствора по предлагаемому методу. Сплошными линиями на графике ограничены доверительные области статистической зависимости $q = f(K_1)$

Из графика следует, что с уменьшением коэффициента сжимаемости корки K_1 интенсивность поглощений уменьшается и при коэффициенте сжимаемости 1,2 и менее поглощения полностью ликвидируются. Для конкретного месторождения уменьшение интенсивности поглощений путем регулирования коэффициента сжимаемости корки более эффективно. Точность регулирования свойств раствора и надежность в уменьшении интенсивности поглощений по коэффициенту сжимаемости примерно в 3 раза превышает эти показатели при регулировании только плотности корки. Для месторождений, характеристики поглощающих пластов которых отличаются от характеристики данного месторождения, возможно получение одинакового эффекта от регулирования плотности корки ρ и коэффициента сжимаемости K_1 . В этих случаях применяют регулирование свойств растворов по плотности корки, что уменьшает трудозатраты на лабораторные исследования и повышает оперативность исследований.

Способ применим преимущественно для изоляции поглощающих горизонтов с гранулярной и смешанной пористостью при интенсивности поглощений до 5 м³/ч.

Указанные преимущества способа предопределяют эффективность его использования в промышленной практике.

Ф о р м у л а и з о б р е т е н и я

Способ снижения интенсивности поглощения бурового раствора, включающий обработку циркулирующего бурового раствора, о т л и ч а ю щ и й с я тем, что, с целью повышения эффективности способа при интенсивности поглощения менее 5 м³/ч за счет закупоривающей способности циркулирующего бурового раствора, его обработку ведут до снижения сжимаемости фильтрационной корки циркулирующего бурового раствора.

Т а б л и ц а 1

Номер скважины	Глубина скважины, м	Интенсивность поглощения, м³/ч	Раствор	Параметры раствора				Параметры корки				Относительный показатель	
				ρ, г/см³	УВ, с	В, см³	СНС ₁₀ , мгс/см²	До уплотнения		После уплотнения			
								ρ ₁ , г/см³	l ₁ , мм	ρ ₂ , г/см³	l ₂ , мм	K ₁ = $\frac{\rho_1}{\rho_2}$	K ₂ = $\frac{l_1}{l_2}$
Интенсивность поглощений регулируется известным способом													
5317	2130	1,7	1	1,13	20	6,5	6/9	1,45	6,8	1,94	3,2	1,34	2,12
5317	2520	1,3	2	1,13	20	6,5	6/12	1,47	6,6	1,91	3,4	1,37	1,94
5317	2990	1,7	3	1,16	19	5,5	9/21	1,35	10,5	1,93	3,9	1,42	2,69
1368	1800	1,5	4	1,10	20	5	6/10	1,43	7,4	1,96	3,3	1,38	2,2
1368	2460	2,1	5	1,13	21	7	5/9	1,39	8,8	1,93	3,8	1,39	2,31
1368	2770	2,5	6	1,14	22	5	4/12	1,23	22,0	1,85	5,9	1,50	3,73
1368	2980	2,2	7	1,15	23	6	9/19	1,26	18,2	1,85	5,6	1,47	3,25
1347	2150	2	8	1,10	19	6,5	9/20	1,43	7,5	1,93	3,4	1,35	2,20
1347	2760	2,3	9	1,16	24	7	8/18	1,29	14,9	1,79	5,4	1,39	2,76
1347	3000	2,5	10	1,16	25	6	7/15	1,27	16,7	1,88	5,1	1,48	3,27
5278	2480	1,3	11	1,16	23	7	10/24	1,43	10,5	1,84	4,2	1,34	2,50
5278	2780	1,3	12	1,17	25	5	15/18	1,43	7,4	1,87	3,6	1,31	2,05
5278	2920	1,8	13	1,17	25	5	5/16	1,30	14,5	1,82	5,3	1,40	2,73
5290	2220	2,7	14	1,10	18	8	6/9	1,39	7,2	1,96	3,0	1,41	2,40
5290	2613	4,9	15	1,11	20	7	6/8	1,30	13,9	1,91	4,6	1,47	3,02
5290	3005	2,5	16	1,14	20	6	8/10	1,37	9,3	1,85	3,9	1,42	2,38
1257	2473	3,1	17	1,16	28	6	16/42	1,25	20,3	1,84	6,1	1,47	3,33
1257	2620	2,9	18	1,17	32	4,5	16/40	1,26	20,8	1,83	6,3	1,45	3,17
1257	2801	3,3	19	1,18	28	5,5	14/43	1,25	20,6	1,85	6,0	1,48	3,43
2318	2290	2,4	20	1,16	25	7	27/120	1,30	14,3	1,95	4,6	1,49	3,11
2318	2611	4,6	21	1,18	45	8	160/172	1,24	23,0	1,98	5,7	1,60	4,83
2318	3032	4,1	22	1,18	60	7	20/55	1,24	23,6	1,93	6,1	1,55	3,87
1303	2432	2,6	23	1,15	27	4	15/44	1,27	17,1	1,83	5,6	1,44	3,05
1303	2910	3,4	24	1,18	50	8	39/86	1,29	15,3	1,88	5,0	1,46	3,06
1303	3048	3,9	25	1,18	60	8	90/150	1,26	19,4	1,92	5,4	1,52	3,59
Интенсивность поглощений регулируется предлагаемым способом													
5328	2200	0	26	1,10	20	8	8/14	1,61	4,1	1,96	2,6	1,22	1,58
5328	2620	0	27	1,14	20	7	4/10	1,56	5,0	1,90	3,1	1,22	1,61
5328	2940	0,3	28	1,14	21	6	5/9	1,47	6,4	1,87	3,4	1,27	1,88
1375	2400	0	29	1,14	22	7	12/21	1,54	4,8	1,86	3,0	1,21	1,60
1375	2720	0,4	30	1,15	25	6	6/15	1,47	6,4	1,88	3,4	1,28	1,88
1375	2960	0,2	31	1,16	25	6	8/21	1,52	5,8	1,90	3,3	1,25	1,76
1454	2232	0	32	1,12	21	8	2/6	1,60	5,5	1,88	3,7	1,17	1,49
1454	2510	0	33	1,13	21	6	8/10	1,58	4,7	1,91	3,0	1,21	1,57
1454	2790	0	34	1,13	21	6	10/16	1,58	4,7	1,91	3,0	1,21	1,57
1454	2950	0	35	1,16	20	5,5	5/11	1,55	5,4	1,90	3,3	1,22	1,64
5292	2310	0	36	1,12	20	6	8/12	1,64	4,0	1,93	2,7	1,18	1,48
5292	2671	0	37	1,14	19	5	6/13	1,58	4,8	1,88	3,2	1,18	1,5
5292	3000	0,2	38	1,15	20	4	10/13	1,56	5,0	1,90	3,1	1,22	1,61
1273	2170	0	39	1,16	22	4	9/16	1,60	4,8	1,90	3,2	1,19	1,58
3273	2520	0,5	40	1,21	25	6	8/16	1,51	7,0	1,88	4,1	1,14	1,71
3273	2920	0,4	41	1,20	25	6	15/20	1,49	7,2	1,87	4,0	1,25	1,68
3299	2220	0	42	1,16	19	6	10/24	1,60	4,8	1,92	3,1	1,20	1,55
3299	2633	0	43	1,16	19	6	12/20	1,58	5,0	1,90	3,2	1,20	1,56
3299	2810	0	44	1,17	26	6	3/12	1,55	5,5	1,90	3,4	1,22	1,62
3288	2060	0,3	45	1,12	18	6	3/8	1,56	4,8	1,91	3,0	1,23	1,60
3288	2400	0,6	46	1,12	20	6	5/14	1,50	5,5	1,87	3,2	1,25	1,72
3288	2770	0,6	47	1,14	23	6	10/21	1,49	6,0	1,87	3,4	1,25	1,76

П р и м е ч а н и я. ρ - плотность раствора; УВ - условная вязкость; В - водоотдача; СНС₁₀ - статическое напряжение сдвига за 1 и 10 мин.

Таблица 2

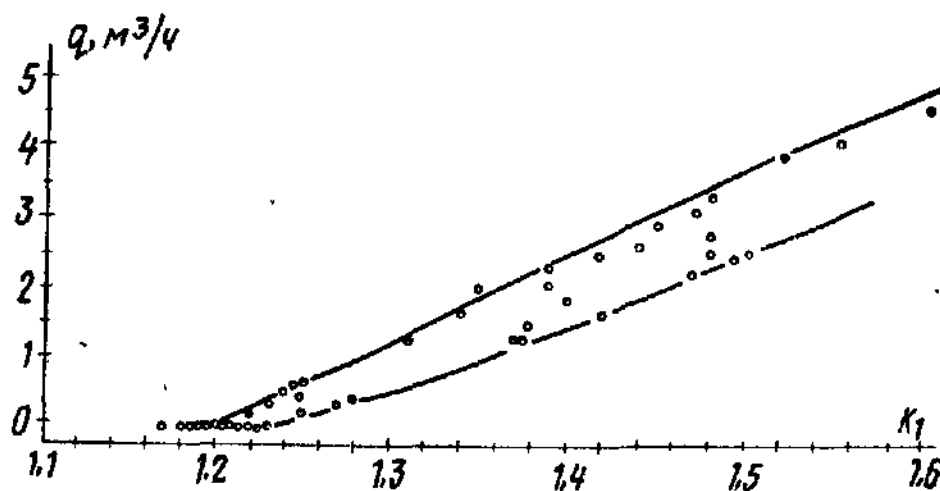
Глубина отбора пробы раствора из скважины 1375	Раст-вор	Обработки раствора	Параметры раствора				Параметры корки				Относительный показатель	
			ρ , г/см ³	УВ, с	В, см ³	СНС ₁₁₀ , мг/см ³	До уплотнения		После уплотнения		$K_1 = \frac{\rho_1}{\rho_2}$	$K_2 = \frac{l_1}{l_2}$
							ρ_1 , г/см ³	l_1 , мм	ρ_2 , г/см ³	l_2 , мм		
1810	1	Исходный	1,10	20	8,0	12/21	1,54	5,2	1,86	3,3	1,21	1,57
		Исходный + + реагент, %:										
		гипан										
	2	0,1	-	-	-	-	1,52	5,5	1,86	3,3	1,22	1,67
	3	0,18	1,10	22	6,5	6/10	1,52	5,5	1,86	3,3	1,22	1,67
	4	0,35	-	-	-	-	1,50	5,8	1,85	3,4	1,23	1,70
	5	0,5	-	-	-	-	1,46	6,6	1,84	3,6	1,26	1,83
		КМЦ-600										
	6	0,07	1,10	21	7,0	14/23	7,41	7,9	1,85	2,8	1,31	2,08
	7	0,1	-	-	-	-	1,40	8,2	1,84	3,9	1,31	2,10
	8	0,18	-	-	-	-	1,35	10,2	1,81	4,4	1,34	2,42
	9	0,25	-	-	-	-	1,31	12,7	1,80	4,9	1,37	2,59
		ФХЛС										
	10	0,3	-	-	-	-	1,48	6,2	1,88	3,4	1,27	1,82
	11	0,6	1,10	21	7,5	10/16	1,64	4,1	1,96	2,7	1,19	1,52
	12	0,8	-	-	-	-	1,56	4,9	1,94	2,9	1,24	1,69
	13	1,1	-	-	-	-	1,45	6,6	1,89	3,4	1,29	1,94
2720	14	Исходный	1,15	25	6,0	6/15	1,47	6,4	1,88	3,4	1,28	1,88
		Исходный + + реагент, %:										
		КМЦ-600										
	15	0,05	1,15	27	5,5	9/16	1,54	5,2	1,93	3,0	1,25	1,73
	16	0,07	-	-	-	-	1,41	7,9	1,93	3,5	1,37	2,25
	17	0,1	-	-	-	-	1,39	8,5	1,90	3,7	1,37	2,30
	18	0,18	-	-	-	-	1,38	8,9	1,88	3,8	1,36	2,34
		ФХЛС										
	19	0,15	-	-	-	-	1,53	5,3	1,93	3,0	1,26	1,76
	20	0,25	-	-	-	-	1,58	4,7	1,92	3,0	1,21	1,57
	21	0,4	1,15	24	5,5	13/20	1,60	4,5	1,90	3,0	1,18	1,6
	22	0,6	-	-	-	-	1,56	4,9	1,88	3,1	1,20	1,58
	23	0,8	-	-	-	-	1,55	5,0	1,88	3,1	1,21	1,61

Примечание. ρ - плотность раствора, УВ - условная вязкость; В - водоотдача; СНС₁₁₀ - статистическое напряжение сдвига за 1 и 10 мин.

Т а б л и ц а 3

Номер скважины	Используемые для регулирования интенсивности поглощений химреагенты и материалы	Объем поглощенного раствора, м ³ при бурении интервала 1380-3000 м
Известный способ		
5317	КМЦ	564
1368	КМЦ, ФХЛС	598
1347	КМЦ, ФХЛС, гипан	556
6278	КМЦ, ФХЛС	413
5290	КМЦ, гипан	1016
1257	КМЦ, ГКЖ-10, вермикулит	720
2318	КМЦ, глина	960
1303	КМЦ, ФХЛС, гипан, древесные опилки	816
Предлагаемый способ		
5328	КМЦ	39
1375	КМЦ, ФХЛС, гипан	40
1454	КМЦ, ФХЛС, гипан	15
5292	КМЦ, ФХЛС, гипан	58
6273	КМЦ	64
8299	КМЦ, ФХЛС, гипан	24
5288	КМЦ, ФХЛС, гипан	126

П р и м е ч а н и е. В среднем на скважину при использовании известного способа расходуется 704 м³ раствора, а при использовании предлагаемого - 52 м³.



Составитель Л. Бестужева

Редактор И. Дербак

Техред А. Кравчук

Корректор О. Кравцова

Заказ 818

Тираж 572

Подписное

ВНИИПИ Государственного комитета по изобретениям и открытиям при ГКНТ СССР
113035, Москва, Ж-35, Раушская наб., д. 4/5

Производственно-издательский комбинат "Патент", г. Ужгород, ул. Гагарина, 101

