

8

МЕХАНИЧЕСКАЯ И ХИМИЧЕСКАЯ ОБРАБОТКА ПЛАСТА

8.1. ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКАЯ ОБРАБОТКА ПЛАСТА

Одно из ведущих мест в процессах увеличения производительности скважин занимает обработка пласта химическими реагентами, соляной кислотой, а также реактивами, воздействующими на призабойную зону. Известно, что при вскрытии пласта с использованием глинистого раствора, как показывает практика, почти всегда имеет место фильтрация воды из раствора, которая, глубоко проникая в пласт песчаника, затрудняет в последующем обратное движение нефти и газа к забою скважины. Проникшая в пласт вода (фильтрат) из глинистого раствора удерживается в порах песчаника благодаря действию капиллярных сил. Это влечет за собой уменьшение и снижение эффективной проницаемости песчаника. В результате приток флюида к забою скважины затрудняется или прекращается совсем. Известно, что по закону Лапласа давление, развивающее жидкостью в капилляре, прямо пропорционально ее поверхностному натяжению и обратно пропорционально радиусу капилляра.

Для снижения поверхностного натяжения воды требуется закачать в пласт воду с добавками ПАВ с загустителями. Наиболее широко применяют реагенты ОП-10 и ОП-7, оксиэтилизированные алкинфенолы, представляющие собой продукты конденсации смеси алкинфенолов с окисью этилена и отличающиеся количеством присоединенной окиси этилена, а также реагенты КАУФЭ-14 и КАУФЭ-8, оксиэтилизированные продукты, получаемые на базе технических фенолов, выделяемых из продуктов переработки каменного угля и сланцев. Кроме этих реагентов применяют реагент ОЖК – оксиэтилизированные жирные кислоты – продукт конденсации окиси этилена с жирными кислотами, полученными при окислении парафина.

Среди импортных ПАВ применяют превоцел, изготовленный на базе окиси этилена. Концентрация ПАВ в растворах берется в пределах до 0,05 % объема закачиваемой воды в пласт. Иногда закачиваемую воду с ПАВ загущают полиакриламидом (ПАА).

Промывка забоя скважины ПАВ относится к физическим методам воздействия на пласт и занимает одно из ведущих мест в процессах увеличения производительности скважин.

Химический метод обработки призабойной зоны основан на реакции взаимодействия закачиваемых химических веществ с некоторыми породами пласта. Сюда входит солянокислотная обработка призабойной зоны, а также закачка раствора бисульфата натрия с целью разглинизации продуктивного пласта.

Солянокислотная обработка призабойных зон скважин основана на способности кислоты вступать в химическую реакцию с карбонатными породами и растворять их. В результате действия соляной кислоты на указанные породы за счет растворения карбонатов происходит очищение каналов, пор и трещин продуктивного пласта. Химические реакции, происходящие при этом, выражаются следующими уравнениями:

известняк



доломит



Полученные хлористый кальций и хлористый магний хорошо растворяются в воде и легко удаляются из призабойной зоны пласта. В результате в породе пласта образуются новые пустоты и трещины (каналы). Эффективность солянокислотной обработки зависит от концентрации кислоты, ее количества, давления при обработке, температуры на забое, скорости движения кислоты, типа пород и т.д. Обычно применяют 8-10 %-ную соляную кислоту, т.е. на 100 мас. частей водного раствора приходится от 8 до 10 частей концентрированной соляной кислоты.

Для того, чтобы предотвратить разъедание оборудования скважины при обработке, в соляную кислоту добавляют ингибиторы. В табл. 8.1 приводится характеристика ингибиторов коррозии.

На основании опытных данных установлено, что расход солянокислотного раствора на 1 м обрабатываемой мощности пласта составляет от 0,4 до 1,5 м³ с концентрацией от 8 до

Таблица 8.1

Характеристика ингибиторов коррозии для проведения солянокислотной обработки

Ингибитор	Оптимальное дозирование, %, к объему раствора кислоты	Остаточное коррозионное действие кислоты с ингибитором, %	Кратность снижения коррозии	Примечание
Формалин	0,6–0,8	14÷12	7÷8	
Уникол ПБ-5	0,25–0,5	3,2÷2,4	31÷42	
Катапин-А	0,05–0,1	2,1÷1,5	48÷67	
Катапин-К	0,05–0,1	2,3÷1,7	43÷59	
Катамин-А	0,05–0,1	2,7÷2,6	37÷38	Для температуры забоя 20÷40 °C
Уротропин	0,2–0,25	14÷12	7÷8	То же
И-1-А-уротропин	0,1–0,2– –0,4–0,8	—	30÷55	"
И-1-А-уротропин-иодистый калий	0,4–0,8– –0,01	—	40	"
				До 130 °C

10÷15 % соляной кислоты. Если пласт обладает низкой проницаемостью и малым начальным дебитом, объем кислотного раствора не должен (при первичной обработке) превышать 0,4÷0,6 м³ на 1 м мощности обрабатываемого пласта. Для скважин с высоким начальным дебитом и высокой проницаемостью количество солянокислотного раствора должно быть принято в пределах 1÷1,5 м³.

При повторных обработках во всех случаях объем кислотного раствора увеличивают на 30÷45 % по сравнению с предыдущей обработкой. Для скважин с высоким пластовым давлением и с малой проницаемостью пласта рекомендуется применять растворы более высоких концентраций – до 15 % HCl. При обработке скважин с низким пластовым давлением в хорошо проницаемых породах должны применяться менее концентрированные растворы – от 10 до 12 % HCl.

Соляную кислоту с концентрацией 8 % рекомендуется применять в скважинах, в которых продуктивный пласт сложен из песчаника с карбонатным цементом.

Приготовление раствора соляной кислоты определенной концентрации с учетом всех вводимых в раствор добавок производится либо на промысле в специально отведенном месте, либо непосредственно у самой скважины. Расчет для призабойной зоны скважины сводится к определению объема рабочего раствора соляной кислоты выбранной концентрации, количества воды, необходимого для его приготовле-

ния, количества различных добавок к рабочему раствору — ингибиторов коррозии, стабилизаторов или замедлителей скорости реакции между соляной кислотой и породой, интенсификаторов или ПАВ.

Например, требуется определить количество соляной кислоты и других химических реагентов для обработки газовой скважины, имеющей следующую характеристику: глубина 1045 м; пласт представлен песчаником; эффективная мощность пласта 12 м; проницаемость пород 0,06·10⁻¹² м²; пластовое давление 10 МПа; внутренний диаметр эксплуатационной колонны 0,15 м; внутренний диаметр НКТ 0,062 м.

Таблица 8.2

Количество соляной кислоты и воды для получения растворов различных концентраций

Требуемый объем разведенной кислоты, м ³	Требуемая концентрация разведенной кислоты, %									
	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	190	230	270	310	350	390	430	470	510	550
2	0,83	0,80	0,76	0,73	0,69	0,66	0,62	0,59	0,55	0,52
3	380	460	540	660	700	780	860	940	1020	1100
4	1,67	1,59	1,53	1,46	1,39	1,32	1,24	1,17	1,11	1,04
5	570	690	810	920	1040	1170	1290	1410	1530	1650
6	2,50	2,39	2,29	2,19	2,08	1,98	1,87	1,76	1,65	1,56
7	760	910	1070	1230	1390	1560	1720	1880	2040	2200
8	3,34	3,18	3,06	2,92	2,78	2,64	2,49	2,34	2,21	2,08
9	950	1140	1340	1530	1740	1940	2150	2360	2570	2780
10	4,17	3,98	3,82	3,65	3,47	3,30	3,11	2,93	2,75	2,57
11	1140	1370	1610	1840	2090	2330	2580	2830	3080	3320
12	5,00	4,78	4,58	4,38	4,17	3,96	3,73	3,52	3,31	3,10
13	1330	1600	1880	2150	2440	2720	3000	3300	3600	3900
14	5,84	5,58	5,35	5,12	4,86	4,62	4,36	4,11	3,86	3,58
15	1520	1830	2140	2460	2780	3110	3440	3770	4080	4400
16	6,67	6,37	6,12	5,58	5,56	5,28	4,98	4,68	4,42	4,16
17	1710	2050	2400	2760	3140	3500	3870	4240	4610	4980
18	7,50	7,17	6,88	6,57	6,25	5,94	5,60	5,28	4,96	4,65
19	1890	2280	2690	3080	3480	3890	4300	4720	5140	5560
20	8,34	7,97	7,64	7,30	6,95	6,60	6,27	5,87	5,50	5,14
21	2080	2510	2960	3390	3830	4280	4730	5190	5650	6110
22	9,17	8,77	8,40	8,03	7,64	7,26	6,89	6,46	6,05	5,66
23	2270	2740	3230	3700	4180	4670	5160	5660	6160	6660
24	10,00	9,57	9,16	8,76	8,33	7,92	7,51	7,04	6,60	6,18
25	2460	2970	3500	4010	4530	5060	5590	6130	6670	7210
26	10,83	10,37	9,92	9,49	9,02	8,58	8,14	7,63	7,15	6,70
27	2650	3200	3770	4320	4880	5450	6020	6600	7180	7760
28	11,66	11,17	10,68	10,22	9,71	9,24	8,76	8,21	7,70	7,22
29	2840	3430	4400	4630	5230	5840	6450	7070	7690	8310
30	12,49	11,97	11,44	10,95	10,40	9,90	9,38	8,80	8,25	7,74

Примечание. В числителе 27%-ная соляная кислота в кг; в знаменателе вода (включая добавки) в м³.

Для заданных условий концентрацию кислоты для первичных обработок принимают 8÷10 %. Примем 10 %. Количество кислоты, расходуемой на 1 м толщины пласта, для песчаников составляет $0,4 \cdot 0,6 = 0,24$ м³. Принимаем 0,5 м³. В этом случае общий объем рабочего кислотного раствора составит $0,5 \cdot 12 = 6$ м³. На приготовление 6 м³ 10 %-ного рабочего солянокислотного раствора требуется 2330 кг 27,5 %-ной кислоты и 3,96 м³ воды (табл. 8.2). Количество концентрированной товарной (неразведенной) кислоты может быть определено по формуле

$$Q_k = Q/h.$$

где Q_k – объем концентрированной кислоты, м³; Q – объем солянокислотного раствора, м³; h – коэффициент, зависящий от концентрации раствора и концентрации соляной кислоты (табл. 8.3).

Таблица 8.3

Коэффициент h , зависящий от концентрации раствора и концентрации соляной кислоты

Концентрация раствора, %	Концентрация товарной соляной кислоты		Концентрация раствора, %	Концентрация товарной соляной кислоты	
	31 %-ная	27 %-ная		31 %-ная	27 %-ная
8	4,325	3,69	12	2,825	2,412
9	3,82	3,26	13	2,6	2,217
10	3,42	2,92	14	2,4	2,048
11	3,1	2,645	15	2,23	1,903

Таблица 8.4

Плотность и концентрация соляной кислоты

Плотность, кг/м ³	Градусы Боме	Концентрация соляной кислоты, % вес	Содержание соляной кислоты в 1 л, кг	Плотность, кг/м ³	Градусы Боме	Концентрация соляной кислоты, % вес	Содержание соляной кислоты в 1 л, кг
1030	4,1	5,15	0,063	1105	13,6	20,97	0,232
1035	4,7	7,15	0,074	1110	14,2	21,92	0,243
1040	5,4	8,16	0,084	1115	14,9	22,85	0,255
1045	6	9,16	0,096	1120	15,4	23,82	0,267
1050	6,7	10,17	0,107	1125	16	24,78	0,279
1055	7,4	11,18	0,118	1130	16,5	25,75	0,291
1060	8	12,19	0,129	1135	17,1	26,70	0,302
1065	8,7	13,19	0,140	1140	17,7	27,66	0,315
1070	9,4	14,17	0,152	1145	18,3	28,61	0,328
1075	10	15,16	0,163	1150	18,8	29,57	0,340
1080	10,6	16,15	0,174	1155	19,3	30,55	0,353
1085	11,2	17,13	0,186	1160	19,8	31,52	0,366
1090	11,9	18,11	0,197	1165	20,3	32,49	0,379
1095	12,4	19,06	0,209	1170	20,9	33,46	0,391
1100	13	20,01	0,220	1175	21,4	34,42	0,404

Таблица 8.5

Количество добавок на 1 м³ солянокислотного раствора в зависимости от его концентрации

Добавка	Концентрация солянокислотного раствора, %							
	8	9	10	11	12	13	14	15
Формалин, кг	4,8	5,4	6	6,6	7,2	7,8	8,4	9
Формалин 40 %-ный, л	5,2	5,9	6,6	7,2	7,9	8,5	9,2	9,8
Уникол У2, л	15	17	19	21	23	25	27	29
Уникол МН, л	3	3,4	3,8	4,2	4,6	5	5,4	5,8
Уникол УК, кг	0,9	1	1,1	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7

Количество воды, необходимое для приготовления заданного объема солянокислотного раствора, определяется по формуле

$$V = Q - Q - (q_1 + q_2 + \dots + q_n),$$

где V – требуемое количество воды, м³; Q – объем солянокислотного раствора, м³; Q – объем концентрированной товарной (неразведенной) соляной кислоты, м³ (табл. 8.4); $(q_1 + q_2 + \dots + q_n)$ – суммарный объем всех добавок к солянокислотному раствору, м³.

Количество добавок на 1 м³ солянокислотного раствора в зависимости от его концентрации определяется по табл. 8.5.

На месторождениях предприятия Кубаньгазпром применяют технологию ВНИИгаза для удаления глинистых колматирующих образований из призабойной зоны пласта при заканчивании газоконденсатных скважин, а также скважин после капитального ремонта, дебит которых не соответствует расчетным фильтрационно-емкостным параметрам пласта [17].

В качестве реагента для приготовления раствора используется бисульфат натрия, представляющий собой хорошо растворимый в воде порошок белого цвета. Его 8 %-ный раствор при 20 °C имеет плотность 1040 кг/м³.

В качестве буферной жидкости используются нефть, дизельное топливо или другие вязкие нейтральные жидкости.

Расчетное количество реагентного раствора продавливают при закрытом затрубном пространстве в пласт под давлением, превышающим пластовое на 1÷1,5 МПа. Затем закрывают скважину и оставляют ее под наблюдением 4÷6 ч, фиксируя через 10÷15 мин падение давления. После освоения в случае получения дебита ниже ожидаемого закачивают в призабойную зону по описанной технологии раствор катионоактивного ПАВ.

8.2. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАЗРЫВ ПЛАСТА

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) – один из эффективных методов механической обработки продуктивного объекта с целью интенсификации добычи газа и обеспечения рациональной разработки нефтегазовых месторождений.

Сущность метода заключается в нагнетании в призабойную зону жидкости под высоким давлением, в результате чего происходит расслоение породы и образование новых или расширение существующих трещин. Сохранение трещин в открытом состоянии при снижении давления в скважине обеспечивается закачкой в них вместе с жидкостью закрепляющего агента – кварцевого песка.

Процесс ГРП состоит из следующих, последовательно проводимых операций:

закачки в пласт высоковязкой малофильтрующейся жидкости разрыва для образования в породе новых и расширения существующих трещин;

закачки в образовавшиеся трещины песчано-жидкостной смеси для закрепления их песком путем создания песчаной подушки;

закачки в скважину жидкости для продавливания в трещины песчано-жидкостной смеси.

Жидкости для гидроразрыва пласта и транспортировки песка должны отвечать следующим требованиям:

не уменьшать проницаемость породы пласта и не ухудшать фильтрационную характеристику призабойной зоны;

при контакте с пластовыми жидкостями и породой не об разовывать нерастворимых осадков и эмульсий;

вязкость и фильтруемость должны быть стабильными в условиях обрабатываемого пласта в пределах времени проведения гидроразрыва;

обладать свойствами, обеспечивающими наиболее полное их удаление из созданных трещин и порового пространства пород после выполнения гидроразрыва.

Кроме указанных общих требований жидкость разрыва должна обладать малой фильтруемостью и большой вязкостью, а жидкость-песконоситель – высокой пескоудерживающей способностью.

Все рабочие жидкости должны быть экологически чистыми, пожаробезопасными и приготавливаться из доступных материалов.

Гидроразрыв пласта проводится в скважинах:

работающих с дебитами, значительно меньшими потенциально возможных, исходя из емкостно-фильтрационной характеристики продуктивного пласта;

вскрывших продуктивный пласт с низкой проницаемостью, но с высоким пластовым давлением и значительными запасами газа;

работающих со значительно меньшей продуктивностью по сравнению с окружающими;

с разрушающей призабойной зоной и пробообразующих для снижения депрессии на пласт с целью предупреждения разрушения породы;

нагнетательных для увеличения приемистости пласта.

Не рекомендуется проводить гидроразрыв в скважинах, технически неисправных и расположенных вблизи контура водоносности.

Сложность строения реальных продуктивных пластов и постоянно изменяющиеся в них условия во время проведения гидроразрыва не позволяют однозначно воспользоваться математическими зависимостями для выбора оптимальных технологических параметров процесса ГРП. Отсутствие точных представлений о месте образования трещин и величине их раскрытия, распределении песка по трещине и других факторах обуславливает необходимость установления оптимальных параметров процесса гидроразрыва на основании промысловых экспериментов и обобщения практических результатов.

Весь процесс гидравлического разрыва пласта может быть успешно осуществлен при определенном соотношении темпа закачки жидкости, ее вязкости, фильтруемости и транспортирующей способности потока. При этом в каждый момент увеличение темпа закачки жидкости должно опережать количество фильтрующейся ее в пластовую породу с тем, чтобы происходило быстрое возрастание давления на скелет пласта, достижение значения, при котором произойдет расслоение породы, разрыв пласта. При дальнейшей закачке в пласт жидкостей песконосителя и продавочной давление нагнетания должно обеспечить развитие трещины в глубь пласта.

Темп закачки жидкостей и их вязкость оказывают решающее влияние на успешность проведения и эффективность операции ГРП. Причем значение этих факторов необходимо рассматривать не каждый в отдельности, а во взаимосвязи.

Произведением темпа закачки жидкости на ее вязкость определяется гидравлическая мощность потока, его транспор-

тирующая способность, т.е. те технологические параметры, от которых зависит успех операции ГРП. При недостаточной гидравлической мощности потока существует опасность выпадения песка вблизи ствола скважины, образование песчаной пробки на забое и ограниченное распространение трещин. При высокой гидравлической мощности потока обеспечиваются образование далеко уходящих в пласт трещин, повышенная концентрация песка в потоке и транспортировка его в пласт на значительное, до нескольких десятков метров, расстояние от ствола скважины.

Количество закачанного в трещину песка определяет ее геометрические размеры, следовательно, при прочих равных условиях чем больше вводится песка в пласт, тем протяженнее будет трещина и значительно увеличится объем активно дренируемой скважиной зоны продуктивного пласта, тем выше будет приток пластового флюида к скважине. Однако ввод определенного количества песка в пласт можно обеспечить при различном сочетании таких важных технологических параметров, как гидравлическая мощность потока и концентрация песка в нем. От концентрации песка в песчаножидкостной смеси зависит высота песчаной подушки, ее несущая способность, т.е. возможность выдерживать вертикальное давление вышележащих пород и сохранять высокую пропускную способность трещины.

После закачки песка в трещину и снижения давления нагнетания частицы песка находятся под давлением вышележащих пород, обусловливающим внедрение зерен песка в породу. По данным работы [33] в случае односложной укладки зерен песка в горизонтальной трещине происходит внедрение их в кровлю и подошву трещины на две трети диаметра (для фракции 0,5÷0,85 мм). Поэтому фактическая ширина трещины будет 0,17÷0,28 мм, а ее пропускная способность небольшая. С течением времени трещина может засориться мелкими глинистыми и песчаными частицами. Поэтому необходима многослойная укладка зерен песка. Она позволит увеличить ширину трещины и связанную с ней пропускную способность, так как в поверхности стенок трещины будут внедряться только верхние и нижние слои песка. Вполне понятно, что добиться многослойной укладки зерен можно только за счет увеличения количества и концентрации песка.

Эффективность ГРП зависит также от места образования трещин.

Для продуктивных пластов, отличающихся большой изменчивостью коллекторских свойств по толщине пласта, что

характерно для месторождений Северного Кавказа, существенное влияние на эффективность процесса ГРП оказывает еще и число образующихся трещин. Однако до последнего времени существовало мнение: возможно ли при проведении гидроразрыва одновременное образование нескольких трещин? Для получения ответа на данный вопрос проведены специальные исследования в трех группах скважин, расположенных в различных по емкостно-коллекторской характеристике и дебитам зонах одного из месторождений Северного Кавказа [22].

Проведенные исследования позволили сделать однозначные выводы:

в результате ГРП образуется несколько трещин (2÷3 и более), что объясняется значительной литологической изменчивостью пласта по толщине и большой неоднородностью коллекторских свойств его;

трещины образуются в местах наименьшей механической прочности пород, часто по плоскостям напластований или в наиболее проницаемой части продуктивного пласта;

эффективность ГРП зависит как от числа, так и от места образования трещин;

малая эффективность ГРП или отсутствие эффекта связаны с образованием трещин в малогазонасыщенных или в непродуктивных частях пласта.

При проведении гидроразрыва литологически неоднородного пласта трещины могут образоваться в разных местах — по плоскостям напластований, в кровле, подошве или в хорошо проницаемой части пласта, чем и определяется при прочих равных условиях эффективность проводимых операций. При этом не удается охватить трещинами все пропластки, и они остаются гидродинамически не связанными со скважиной. Поэтому возникает необходимость проведения многократного направленного гидроразрыва, при котором создаются трещины в определенных интервалах пласта.

Обычно на газовых и газоконденсатных месторождениях Северного Кавказа эксплуатационная колонна перфорируется в интервале всей толщины продуктивного пласта, что затрудняет качественное проведение направленного гидроразрыва с использованием пакера или искусственно создаваемых в эксплуатационных колоннах песчаных пробок.

Однако есть и другие, менее трудоемкие способы осуществления многократного и направленного гидроразрыва пласта — это использование энергии высоконапорной струи гидропескоструйного перфоратора и применение пластичных

шариков, временно закупоривающих перфорационные отверстия в эксплуатационной колонне.

При гидропескоструйной перфорации за счет перепада давления в перфорационном отверстии обсадной колонны возникает давление в образующемся перфорационном канале пластовой породы. Если давление разрыва пласта меньше или равно давлению в канале, то должно происходить образование трещин в пласте. Для выяснения этого предположения был проведен многократный направленный гидроразрыв в скважине, находящейся в одной зоне равных эффективных мощностей и одинаковой газонасыщенности пласта со скважинами, где не получено ожидаемого результата.

Предварительно для уточнения давления гидроразрыва в нескольких скважинах спущенными в зону фильтра глубинными манометрами было замерено в процессе ГРП забойное давление. Благодаря этому с высокой точностью определен градиент давления разрыва, который оказался равным 0,017 МПа·м. Таким образом, для гидроразрыва пласта, залегающего в интервале 660±652 м, необходимо создать давление 11,2±11,5 МПа. Устье скважины было оборудовано герметизирующим устройством, позволяющим без прекращения круговой циркуляции жидкости перемещать в вертикальном направлении НКТ.

ГРП осуществлен последовательно в трех местах с использованием гидропескоструйного перфоратора с тремя насадками диаметром 6 мм, установленными в одной горизонтальной плоскости под углом 120° друг к другу.

Вначале на намеченных глубинах проводили обычную гидроперфорацию (снизу вверх). Параметры процесса ГПП: давление нагнетания 20 МПа, концентрация песка в потоке 70 кг/м³, продолжительность воздействия абразивной струи на одной установке 10 мин. Затем, не прекращая циркуляции, закрывали задвижку на межтрубном пространстве, и песчано-жидкостная смесь через перфоратор и отверстия в обсадной колонне направлялась непосредственно в пласт. При этом увеличивали концентрацию песка до 500±300 кг/м³. В первую трещину при темпе 14,5 л/с закачали 3 т песка с концентрацией его в потоке 500 кг/м³, во вторую с темпом 14 л/с закачали 6 т песка с концентрацией 450 кг/м³, в третью соответственно 16 л/с, 6,5 т и 300 кг/м³. В качестве рабочей жидкости при выполнении операции ГПП и ГРП использовался 10 %-ный раствор хлористого натрия.

После закрытия задвижки на межтрубном пространстве давление нагнетания сначала увеличивалось до 27±26 МПа, а

затем снижалось до 22÷21 МПа, что свидетельствовало о разрыве пласта. Продавку песка в пласт осуществляли той же жидкостью в объеме спущенных НКТ. В межтрубном пространстве на устье скважины давление выше 50 МПа не поднималось. Такое давление наблюдалось при ГРП, осуществлявшем на этом месторождении по обычной технологии. Основные сведения о технологических параметрах ГПП и ГРП приведены в табл. 8.6.

После выполнения ГРП рабочий дебит скважины составил 13,5 тыс. м³/сут газа, что в 2 раза больше дебита рядом расположенных скважин, в которых гидроразрыв был проведен по обычной технологии однократного гидроразрыва, но с лучшими технологическими показателями: темпом закачки 28 л/с, песка 20 т, концентрацией его в потоке 590 кг/м³.

Проведенные промысловые исследования позволили сделать следующие выводы:

многократный направленный гидроразрыв анизотропного газоносного пласта значительно эффективнее проводимого по обычной технологии однократного гидроразрыва;

ГРП можно проводить через ограниченное число отверстий в обсадной колонне с обеспечением оптимального темпа закачки и высокой концентрации песка в потоке;

Таблица 8.6

Основные технологические параметры ГПП и ГРП

Глубина установки перфоратора, м	Наименование операции, число отверстий	Параметры процесса				Примечание
		Рабочее давление, МПа	Темп закачки, л/с	Количество песка, т	Концентрация песка, кг/м ³	
660	ГПП, 3	220			70	1 трещина
	ГПП, 3	220			70	
	ГРП	270÷220	14,5	3	500	
658	ГПП, 3	220			70	2 трещина
	ГПП, 3	220			70	
	ГРП	260÷210	14	6	450	
655	ГПП, 3	220			70	3 трещина
	ГПП, 3	220			70	
	ГПП, 3	220			70	
	ГРП	260÷210	16	6,5	300	
652	ГПП, 3	220			70	

вскрытие обсаженного пласта пескоструйной перфорацией, гидроразрыв его и закрепление трещин песком можно проводить как один непрерывный цикл работ;

многократный направленный гидроразрыв пласта, представленного анизотропными терригенными коллекторами, возможно проводить одновременно с гидропескоструйной перфорацией в скважинах любой глубины, если используемые в работе насосные агрегаты обеспечивают создание необходимого давления.

Газоносный пласт в скв. 200 Тахта-Кугультинского месторождения вскрыт в интервале 617÷607 м кумулятивной перфорацией с плотностью 10 отв./м, всего 100 отверстий. После освоения рабочий дебит скважины составил 10 тыс. м³/сут газа. Анализ данных геофизических исследований (термокаротаж, профили тепло- и электропроводности) показал, что приток газа отмечается только из двух интервалов: из одного — интенсивный, из другого — слабый. Провели гидроразрыв пласта в два этапа. При первом под давлением 10 МПа закачали 10 т песка с концентрацией 500 кг/м³. Затем, не прекращая прокачку, в поток песчано-жидкостной смеси через лубрикатор ввели эластичные капроновые шарики диаметром 17÷18 мм в количестве 50 штук (из расчета перекрытия половины перфорационных отверстий в фильтровой части эксплуатационной колонны). Через 2 мин после ввода шариков давление повысилось до 18 МПа, а затем резко снизилось до 10 МПа. Это свидетельствовало о перекрытии шариками перфорационных отверстий напротив работающих газом интервалов и последовавшего за этим гидроразрыва пласта в других неработающих интервалах. Под давлением 10 МПа закачано 10 т песка с концентрацией его в потоке 520 кг/м³. При освоении скважины вместе с жидкостью было извлечено в различной степени деформированных 46 шариков.

Интерпретация данных повторных исследований позволила установить, что в результате гидроразрыва образовались два новых, работающих интервала и повысилась газоотдача ранее работавших, благодаря чему дебит скважины увеличился в 1,5 раза.

Исходя из физической сущности гидроразрыва пласта, его влияние на разработку месторождения при правильно выполненной технологии, исключающей смыкание стенок трещин и обеспечивающей функционирование их как каналов с большой проводимостью для пластовых флюидов, должно проявляться длительное время, до полного истощения пласто-

вой энергии. Снижение продуктивности скважин в данном случае может быть связано только с естественным падением пластового давления и колматацией призабойной зоны. Это положение в какой-то мере нашло убедительное практическое подтверждение на многих газовых и газоконденсатных месторождениях Краснодарского и Ставропольского краев, где проведен гидроразрыв пласта в сотнях скважин. Добывающие скважины на Николаевском, Челбасском, Тахта-Кугультинском и других месторождениях работали без гидроразрыва по 4÷5 лет с дебитами от 3 до 5 тыс. м³/сут газа. После проведения гидроразрыва их производительность возросла до 15,6÷20,3 тыс. м³/сут, т.е. в среднем в 3,2÷4,5 раз. Этому способствовал не только гидроразрыв пласта, но и проведение при этом ряда организационно-технических мероприятий: от момента глушения скважины до ее освоения гидроразрыв выполнялся как непрерывный цикл работ в течение одних суток; для глушения скважин, разрыва пласта и транспортировки песка по трещине использовалась жидкость одного состава; скважины осваивались сразу же, как только избыточное давление на устье снижалось до нуля. Весь процесс гидроразрыва с закачкой 15÷20 т песка продолжался в мелких скважинах 30÷40 мин, в глубоких — 1÷1,5 ч.

Многолетними наблюдениями за обработанными объектами установлена их высокая продуктивность, которая в большинстве скважин через 10÷12 лет, а в некоторых через 15÷18 лет эксплуатации в 1,2÷1,5 раза превышала начальную.

Учитывая большой практический опыт работы на месторождениях Северного Кавказа, продуктивные пластины которых представлены в основном слабосцементированными терригенными коллекторами, гидроразрыв следует выполнять со следующими технологическими показателями: количество песка на одну скважино-операцию 15÷20 т; концентрация его в песчано-жидкостной смеси 450÷600 кг/м³; темп закачки 20÷25 л/с. В качестве жидкости разрыва, песконосителя и продавочной следует использовать гидрофобные эмульсии с эмульгаторами-стабилизаторами РЭМ, ДЭСКА-17-20 и др. Обладая высокими, регулирующими в широких пределах показателями вязкости, практически нулевой фильтруемостью, хорошей расклинивающей и транспортирующей способностью, эмульсии обеспечивают качественное выполнение гидроразрыва пласта, а их свойство расслаиваться в пласте после выполнения операции на исходные жидкие компоненты с низкой вязкостью способствует быстрому и полному освоению скважин до потенциально возможного дебита.

В качестве расклинивающего агента рекомендуется использовать специально вырабатываемый для этих целей Волгоградским карьером кварцевый песок фракций 0,4÷1 мм.

Для практического руководства при проведении гидоразрыва пласта ниже приводится план работ по скв. 86 Краснодарской СПХГ.

Сведения о скважине. Искусственный забой на глубине 1270 м. Эксплуатационная колонна диаметром 168 мм, с толщиной стенки 12,06 мм, материал труб — сталь группы прочности Р-110, давление гидравлической опрессовки 70 МПа. Цемент за колонной поднят до устья. Эксплуатационная колонна вместе с фонтанной арматурой АФК-З-65 × 210 опрессована водой на 13,5 МПа. В скважину спущены НКТ диаметром 89 мм на глубину 1190 м.

Водопоглотительный пласт-свита горячего ключа палеоценена представлен мелкозернистыми среднесцементированными слабопроницаемыми алевролитами. Вскрыт в интервале 1259÷1211 м ПКС-80 по 33 отв./м, всего 1533 отверстия. Приемистость пласта небольшая — 20 м³/сут под избыточным давлением на устье 7 МПа. Проведенная гидропескоструйная перфорация с установкой перфоратора на глубинах 1243, 1233, 1213 м заметного улучшения приемистости не дала.

С целью увеличения проницаемости призабойной зоны представляется целесообразным провести гидравлический разрыв пласта.

Рабочее забойное давление при гидоразрыве $p_{z,p}$ определяется из выражения

$$p_{z,p} = p_{v,r} - p_{pl} + \sigma_p,$$

где $p_{v,r}$ — вертикальное местное горное давление, МПа; p_{pl} — пластовое давление, 3,5 МПа; σ_p — прочность породы на разрыв, 1,5 МПа.

Вертикальное горное давление определяется

$$p_{v,r} = H\rho_n g K,$$

где H — глубина залегания пласта, 1259 м; ρ_n — средневзвешенная плотность вышележащих пород, 2300 кг/м³; g — ускорение свободного падения, 9,81 м/с²; K — коэффициент разгрузки полного горного давления, составляющий для скважин глубиной до 1200 м месторождений Северного Кавказа 0,92.

$$p_{v,r} = 1259 \cdot 2300 \cdot 9,81 \cdot 0,92 = 26,13 \text{ МПа};$$

$$p_{z,p} = 26,13 - 3,5 + 1,5 = 24,13 \text{ МПа}.$$

Устьевое рабочее давление гидроразрыва связано с забойным давлением ГРП следующей зависимостью:

$$p_{y.p} = p_{z.p} + p_{t.p} - p_{ct}$$

где $p_{t.p}$ — потери давления на трение при прокачке жидкости по НКТ, МПа; p_{ct} — гидростатическое давление столба жидкости в скважине, МПа.

При темпе закачки 25 л/с жидкости вязкостью 125 мПа·с потери на трение в 100 м НКТ диаметром 89 мм составляют 0,88 МПа [33], а во всей колонне они будут

$$p_{tp} = 1259 \cdot 10^{-2} \cdot 0,88 = 11,08 \text{ МПа.}$$

При плотности жидкости гидроразрыва 1000 кг/м³ гидростатическое давление на забое составит

$$p_{ct} = 12,59 \text{ МПа.}$$

Следовательно, устьевое рабочее давление гидроразрыва определится:

$$p_{y.p} = 24,13 + 11,08 - 12,59 = 22,62 \text{ МПа.}$$

Рабочее давление на устье 23,01 МПа значительно превышает давление опрессовки эксплуатационной колонны 13,5 МПа. Поэтому, несмотря на большую прочность труб эксплуатационной колонны, во избежание разрушения устья процесс гидроразрыва необходимо выполнять с пакером.

Ввиду значительной толщины вскрытого пласта (1259—1211 = 48 м) гидроразрыв следует делать в двух интервалах: первом — 1259÷1235 м с установкой пакера на глубине 1234 м, втором — 1211÷1234 м с установкой верхнего пакера на глубине 1210 м, предварительно изолировав песчаной пробкой нижнюю часть фильтра 1259÷1234 м.

В случае использования пакера без якоря с опорой НКТ на забой во избежание их прихвата песком закачку его в пласт следует осуществлять в восходящем потоке песчано-жидкостной смеси. Для этого нижний конец НКТ необходимо оборудовать патрубком с боковыми вертикальными щелями общей площадью не менее поперечного сечения внутреннего канала трубы диаметром 89 мм.

Для закрепления трещины рекомендуется использовать кварцевый песок фракции 0,4÷1 мм Волгоградского карьера.

Количество песка на один гидроразрыв $G = 18$ т, концентрация его в песчано-жидкостной смеси $C = 450$ кг/м³. Темп закачки рабочих жидкостей $Q = 25$ л/с.

Необходимый объем рабочей жидкости: для разрыва пласта $V_p = 10 \text{ м}^3$; для транспортировки песка $V_{ж.п} = 40 \text{ м}^3$; на потери и резерв 10 м^3 ; всего 60 м^3 .

Жидкость разрыва и песконоситель — гидрофобная эмульсия состава: вода пластовая 80 % (объем), конденсат газовый 20 %, эмульгатор ДЭСКА-17-20 или РЭМ 0,5 % (мас.) ко всему объему жидкости. Вязкость ее $100\div125 \text{ мПа}\cdot\text{с}$, плотность $1000 \text{ кг}/\text{м}^3$. Приготавляется на площадке скважины во время подготовки к проведению гидроразрыва в заранее подготовленные металлические закрытые емкости.

Продавочная жидкость $V_{пр}$ — техническая вода в объеме, на $1,5 \text{ м}^3$ большем объема НКТ диаметром 89 мм, всего 7 м .

Общая продолжительность процесса гидроразрыва определяется:

$$t = \frac{V_p + V_{ж.п} + V_{пр}}{Q} = \frac{(10 + 40 + 10) \cdot 10^3}{25} = 40 \text{ мин.}$$

Обоснование потребного технического обеспечения процесса гидроразрыва

Число пескосмесителей НПА или УСП-50 (n_1) определяется исходя из загрузочной массы их бункеров (9 т) и количества закачиваемого песка (18 т):

$$n_1 = 18 : 9 = 2.$$

Потребное число насосных агрегатов 4АН-700 определяется из соотношения:

$$n_2 = \frac{p_{y.p} Q_{ж}}{p_a Q_a K} + N,$$

где $p_{y.p}$ — устьевое давление разрыва 23,01 МПа; $Q_{ж}$ — темп закачки жидкости гидроразрыва, $25 \text{ л}/\text{с}$; p_a — рабочее давление агрегата, 26 МПа; Q_a — подача агрегата при рабочем давлении, $17,3 \text{ л}/\text{с}$; K — коэффициент технического состояния агрегатов; в промысловой практике принимается от 0,5 до 0,8; в данном случае $K = 0,65$; N — число резервных агрегатов, 2;

$$n_2 = \frac{23,01 \cdot 25}{26 \cdot 17,3 \cdot 0,65} + 2 = 4.$$

Кроме того, для вспомогательных работ необходимо 5 агрегатов ЦА-320 М, а для обвязки всех технических средств

между собой и со скважиной – блок манифольдов БМ-700 и арматура устья 2 АУ-700.

Для подготовки рабочих жидкостей и продавочной необходимо на площадке скважины иметь металлические емкости вместимостью по $20\div25 \text{ м}^3$ каждая, общим объемом $75\div80 \text{ м}^3$.

Порядок работы следующий.

Промыть скважину чистой водой до искусственного забоя.

Поднять НКТ, проверить их состояние, при необходимости опрессовать давлением 30 МПа.

Спустить НКТ с пакером и якорем. Запакероваться.

Произвести обвязку технологического оборудования и вспомогательных средств между собой и со скважиной.

Опрессовать манифольды нагнетательных линий от агрегатов к скважине давлением, в 1,5 раза большим рабочего при гидроразрыве, т.е. 35 МПа.

Закачку жидкости разрыва в пласт начать одним агрегатом 4АН-700, а затем последовательным включением других, ступенчато увеличивая темп закачки до $20\div25 \text{ л/с}$, проверить герметичность пакера, установить факт разрыва пласта и включить в работу пескосмесители. Песчано-жидкостная смесь и продавочная жидкость должны закачиваться с темпом и рабочим давлением не меньше тех, при которых был зафиксирован разрыв пласта.

Увеличение темпов закачки и рабочего давления при этом благоприятствует технически успешному и качественному выполнению процесса гидроразрыва.

По окончании продавки скважину закрыть и оставить в покое до момента снижения избыточного давления на устье до нуля, что обычно наступает через $1\div2 \text{ ч}$. После этого извлечь пакер, промыть скважину, определить приемистость пласта и при удовлетворительных показателях ввести ее в эксплуатацию. При необходимости провести гидроразрыв второго, верхнего интервала водопоглощающего пласта по описанной схеме.

Высокая эффективность обработки призабойной зоны может быть достигнута сочетанием механического (гидроразрыв пласта с образованием трещин) и химического (обработка карбонатной породы соляной кислотой) способов воздействия. Это достигается использованием в качестве жидкости разрыва, а в некоторых случаях и песконосителя загущенной соляной кислоты или гидрофобной кислотной эмульсии [22].

Являясь внутренней фазой в эмульсии, соляная кислота не имеет непосредственного контакта с металлом скважинных

коммуникаций и породой, а следовательно, не теряет своей химической активности. При расслоении эмульсии на составляющие жидкые компоненты после ее закачки в пласт кислота, химически взаимодействуя с карбонатами, растворяет их, образуя широкую сеть так называемых каналов растворения. В результате значительно улучшается фильтрационная характеристика призабойной зоны и увеличивается приток пластового флюида в скважину.

Скважиной 26 Кошхабльского месторождения вскрыт газоносный пласт оксфордского яруса верхней юры. Представлен трещиноватыми известняками.

Искусственный забой на глубине 5150 м.

Эксплуатационная колонна из труб С-75 диаметром 139,7 мм с толщиной стенки 10,54 мм.

Опрессована водой давлением 58 МПа.

Пластовое давление 65 МПа, температура пласта 160 °С.

Интервал перфорации 5130–5082 м. Простреляно 336 отверстий зарядами ПКО-89.

Насосно-компрессорные трубы диаметром 89 мм с толщиной стенки 6,45 мм из стали С-75 спущены на глубину 5074 мм.

После замены глинистого раствора на воду и снижения в скважине уровня на 3150 м приток газа оказался очень слабым, что можно объяснить плохой гидродинамической связью пласта со скважиной.

Для улучшения фильтрационной характеристики призабойной зоны и интенсификации притока газа представляется целесообразным провести гидрокислотный разрыв пласта по следующему плану.

Заполнить скважину водой и промыть ее в течение двух циклов циркуляции.

Заменить в скважине воду на аммонизированный раствор нитрата кальция плотностью 1500 кг/м³.

Допустить с промывкой НКТ до искусственного забоя и промыть скважину в течение двух циклов.

Приподнять НКТ до нижних отверстий перфорации 5130 м.

Прокачать через НКТ 7 м³ метанола с таким расчетом, чтобы в межколонном 89 × 139,7 мм пространстве он поднялся до верхних отверстий (5082 м), а остальной находился в НКТ. Вытесняемый из скважины аммонизированный раствор собирать в чистые емкости.

Закрыть межколонное пространство и продавить по НКТ в пласт метанол при давлении на межколонном, не превышающем 39,5 МПа.

При установлении факта приемистости пласта под указанным избыточным давлением прокачать по НКТ в пласт 30 м³ гидрофобной кислотной эмульсии состава: кислота соляная 15 %-ной концентрации 80 % (об.) – 24 м³, конденсат газовый (20 %) – 6 м³, эмульгатор РЭМ – 1 % (мас.) ко всему объему жидкости.

Продолжительность реагирования кислоты в пласте 2 ч.

Заменить в скважине аммонизированный раствор на воду и промыть ее.

Снижением уровня воды в скважине до глубины 2500 м вызвать приток газа и произвести дальнейшее освоение скважины.

При недостаточном притоке газа повторить солянокислотную обработку.

8.3. ГИДРОПЕСКОСТРУЙНАЯ ПЕРФОРАЦИЯ

Гидроперфорация осуществляется за счет использования абразивного и гидромониторного воздействия на преграду высокоскоростных жидкостных струй, выходящих с большой скоростью из насадок перфоратора.

Перфорацию осуществляют по принципу снизу вверх, т.е. вначале перфоратор устанавливают на нижней отметке, а затем поднимают на заданные глубины. Большое внимание уделяют подбору НКТ, на которых спускается перфоратор. Каждую трубу осматривают и опрессовывают на полуторакратное давление, ожидаемое при перфорации. Перед спуском НКТ замеряют с точностью до 0,5 см. Колонну НКТ подбирают из расчета полуторакратного запаса на страгивающую нагрузку в резьбовых соединениях.

Растяжение труб от перепада давления в насадках принято учитывать по формуле

$$\Delta l = \frac{pSL}{FE},$$

где Δl – приращение длины, см; p – давление нагнетания, МПа; S – внутренняя площадь сечения труб, см²; L – длина колонны труб, см²; F – площадь поперечного сечения тела трубы, см²; E – модуль Юнга.

В процессе гидроперфорации необходимо обеспечить максимальный перепад давления в насадках при минимально возможных потерях давления в трубах или за ними. Для этого, зная диаметр насадки и заданный расход жидкости через нее,

в работе [33] перепад давления в насадках рекомендуется определять по графику (рис. 8.1). Далее по суммарному расходу жидкости, равному произведению числа одновременно работающих насадок и расхода жидкости через насадку, по графику (рис. 8.2) следует определять потери давления. Сумма потерь и перепада давления должна равняться или быть меньше допустимого устьевого давления.

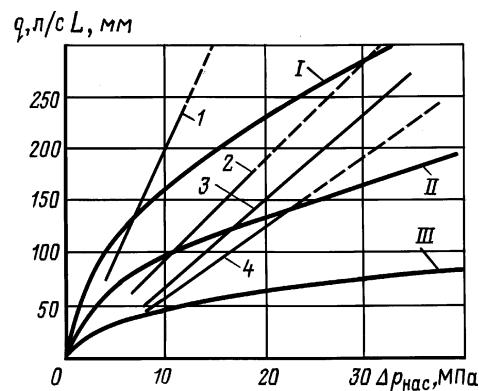


Рис. 8.1. Характеристические кривые насадок гидропескоструйного перфоратора:
I, II, III – кривые расхода и перепада давления в насадках диаметрами соответственно 6, 4, 5 и 3 мм; линии глубин выработки в модели пласта при вскрытии: 1 – щелевом, насадкой диаметром 4, 5 мм; 2 – точечном, насадками диаметрами соответственно 6, 4,5 и 3 мм [33]

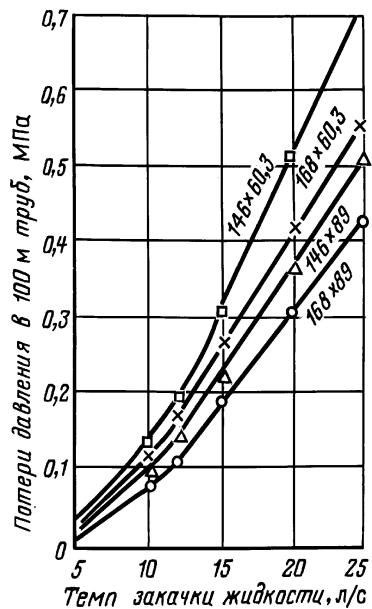


Рис. 8.2. Кривые потерь давления в 100 м насосно-компрессорных труб и межтрубного пространства при прокачке водопесчаных смесей [33]

При выборе перепада давления в насадках следует учесть, что нижний предел допустимых перепадов должен обеспечить эффективное разрушение колонны, цементного камня и породы, а потому не должен быть менее 22 МПа при насадках диаметром 4,5÷3 мм. При выборе перепада давления и расхода жидкости через насадку надо учитывать, что с забоя на поверхность выносится песок и шлам, и следовательно,

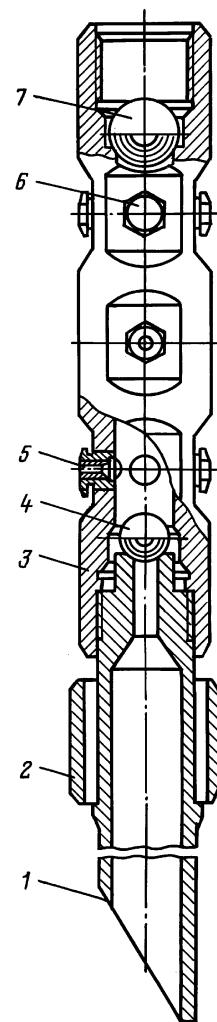


Рис. 8.3. Гидроперфоратор с прямым расположением насадок:

1 — хвостовик; 2 — центратор; 3 — корпус; 4 — 7 — шариковые клапаны различных диаметров, обеспечивающие возможность опрессовки колонны бурильных или насосно-компрессорных труб после спуска перфоратора в скважину, а также промывки скважины от песка; 5, 6 — узлы насадок перфоратора

суммарный расход жидкости через одновременно работающие насадки должен обеспечивать скорость восходящего потока в затрубном пространстве не менее 0,5 м/с. При работе гидроперфоратора с прямым расположением насадок (рис. 8.3) отраженная струя идет навстречу выходящей из насадки и снижает силу удара ее о преграду.

Гидроперфоратор с наклонными насадками, расположенными под углом 75° к вертикальной оси перфоратора

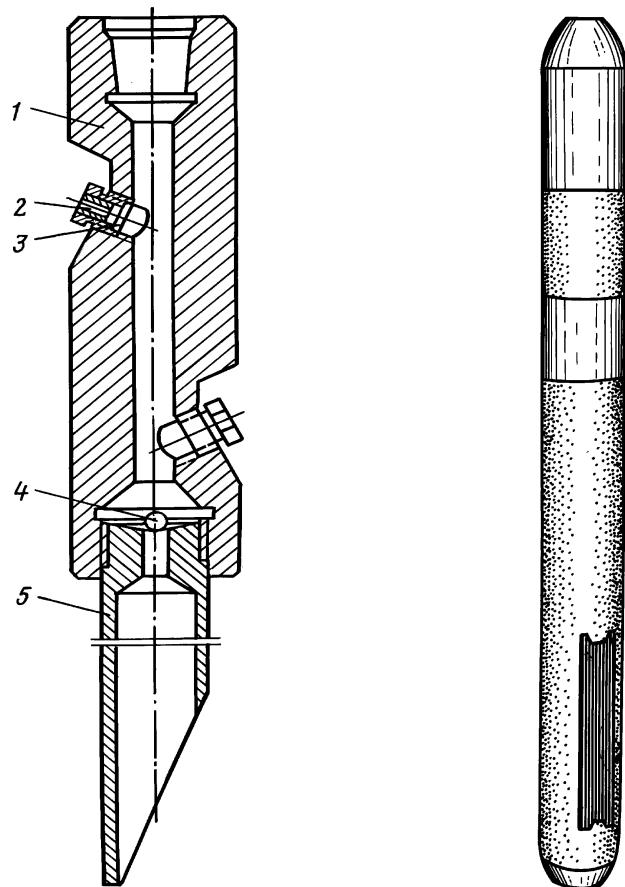


Рис. 8.4. Гидроперфоратор с наклонным расположением насадок:
1 — корпус; 2 — насадка; 3 — корпус насадки; 4 — шаровой клапан;
5 — хвостовик

Рис. 8.5. Общий вид щелевого гидромеханического перфоратора ПГМЩ (автор Н.М. Саркисов)

(рис. 8.4), прорезает в колонне щелевидное отверстие, площадь которого значительно больше поперечного сечения с прямым расположением насадок. В этом перфораторе отраженная от обсадной колонны струя жидкости уходит под тем же углом в сторону, за счет чего не снижается кинетическая энергия рабочей струи, выходящей из насадки.

Глубина гидропескоструйной выработки в преграде и продолжительность воздействия струи находятся в зависимости от работоспособности насосных агрегатов, а также от толщины стенки колонны и цементного камня.

Практикой работ на ПХГ установлено, что время гидроперфорации эксплуатационной колонны марки стали "Р" с толщиной стенки 12 мм составляет 1÷1,5 ч при давлении 20 МПа через насадки 4 мм перфоратора с прямым расположением насадок.

В отличие от точечной перфорации, щелевая заслуживает большего внимания. Ибо вертикальная щель способна не только вскрывать все флюидопроявляющие каналы продуктивного пласта, но и самоочищаться от заиливания, что значительно продлевает срок устойчивой эксплуатации скважины.

В 1971 г. было предложено механическое устройство, способное выполнять продольные щели в зацементированной колонне (а.с. № 883351). Перспективность способа была показана в работе [2]. С 1987 г. автором ведутся постоянные исследования в этой области. Так, усилия направлены на отработку узлов и механизмов перфоратора, в том числе и на обеспечение устойчивости накатного диска в условиях скважины. В настоящее время созданы гидромеханические щелевые перфораторы ПГМЩ для обсадных колонн диаметром 140, 146 и 168 мм (рис. 8.5). Техническая характеристика этих перфораторов приведена в табл. 8.7.

Таблица 8.7

Техническая характеристика перфораторов

Показатели	ПГПЩ-140	ПГМЩ-146	ПГМЩ-168
Диаметр, мм	114	120	134
Длина, мм	1370	1370	1500
Масса, кг	70	65–70	80
Наружный диаметр, мм	140	146	168
Максимальная группа прочности труб	Р	Р	Р
Толщина стенки труб, мм	7÷12	7÷12	7÷12
Выход ролика за трубу, мм	15	15	20
Длина щели в трубе, м	8	8	8

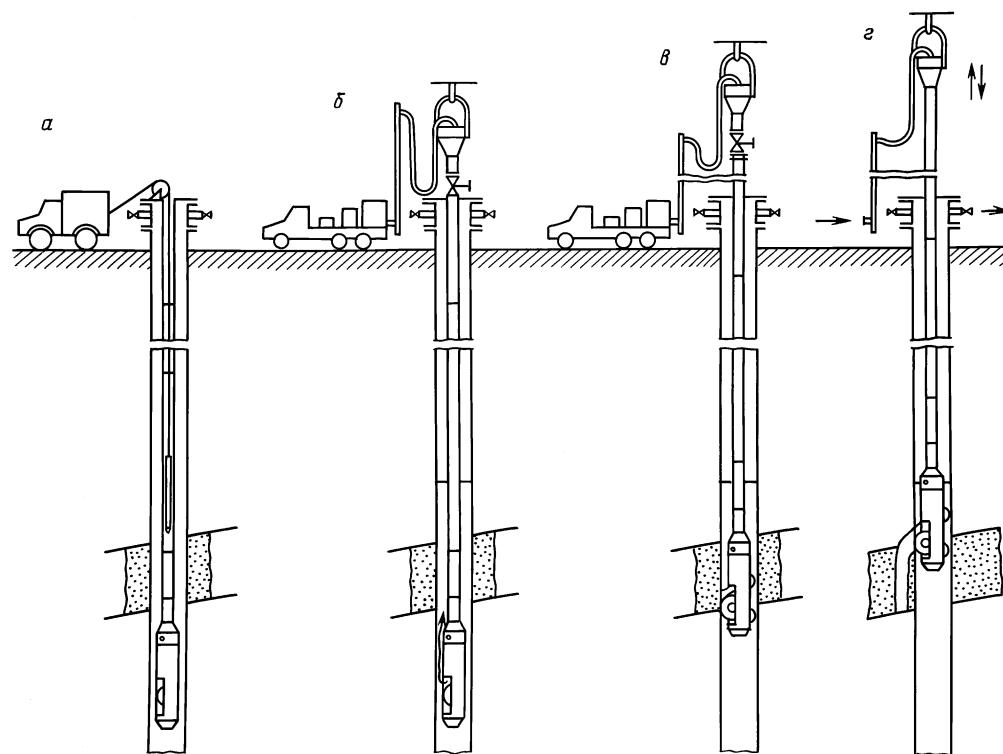


Рис. 8.6. Схема проведения операций по щелевой перфорации обсадной колонны

В перфораторе в качестве режущего элемента используется накатный диск, который, перекатываясь под давлением по стенке трубы, углубляется в нее, образуя продольную щель. Кроме того, перфоратор оснащен гидромониторным устройством, гидравлическая ось которого направлена в щель, в зону контакта накатного диска с породой под углом к оси скважины. Благодаря этому обеспечивается постоянная циркуляция промывочной жидкости во время перфорации, высоконапорная струя эффективно разрушает цементный камень и горную породу за колонной, появилась возможность отбора шлама заколонного цементного камня и образцов породы продуктивного пласта.

Работу перфоратором проводят следующим образом. Перфоратор ПГМЩ спускают в скважину на колонне НКТ и устанавливают в заданном интервале перфорации. Рабочее положение перфоратора и схема обвязки оборудования при его работе показаны на рис. 8.6.

На рис. 8.6, а показана схема привязки перфоратора к заданному интервалу с помощью геофизической партии. На рис. 8.6, б показано заполнение зоны перфорации жидкостью, которая улучшает коллекторские свойства пласта.

На рис. 8.6, в показана установка щелевого перфоратора в исходное положение.

Перфорацию осуществляют возвратно-поступательным перемещением НКТ от нижней границы интервала перфорации (рис. 8.6, в) до верхней (рис. 8.6, г). Усилие на накатные ролики создается давлением жидкости внутри колонны НКТ.

Чтобы привести перфоратор в рабочее положение, бросают шар, который, сев в седло шарового клапана, перекрывает большой промывочный канал в поршне. В таком положении при осуществлении циркуляции образуется перепад давления на гидромониторной насадке. Под воздействием этого перепада при помощи двух поршней выдвигается накатный ролик. При возвратно-поступательном движении НКТ накатный ролик внедряется в стенку трубы, образуя в ней сквозную щель. Этот процесс осуществляется под интенсивным воздействием гидромониторной струи.

После прорезания стенки обсадной трубы перепад давления на гидромониторной насадке увеличивают до 10÷12 МПа, не прекращая возвратно-поступательного движения. При этом происходит размыкание цемента и породы. В процессе работы контролль за формированием щели ведут по индикатору веса.

8.4. ОСВОЕНИЕ СКВАЖИН

Под освоением скважин понимается комплекс проводимых в них работ по окончании бурения или капитального ремонта с целью получения при оптимальных технологических режимах работы эксплуатационного объекта максимального дебита углеводородной продукции или лучшей приемистости пласта при закачке в него газа и других агентов.

Процесс освоения заключается в возбуждении скважины, очистки от жидкостей и других примесей ствола, забоя, в проведении необходимых работ с целью повышения фильтрационной характеристики призабойной зоны пласта.

Сущность возбуждения скважины состоит в понижении давления на забое, создаваемого столбом жидкости (буровой раствор или вода) различными способами до давления меньше пластового, чтобы обеспечить приток углеводородной продукции в скважину.

Понижения давления на забое можно достигнуть путем:
замены бурового раствора в скважине на раствор меньшей плотности; разница в плотности последовательно заменяемых жидкостей не должна быть более $500\div600 \text{ кг}/\text{м}^3$;
замены бурового раствора водой;
снижения уровня жидкости в скважине;
использования аэрированных жидкостей и пенных систем.

В связи с имеющимися случаями взрывов в эксплуатационных колоннах при снижении уровня нагнетания в них воздуха применение этого способа запрещается.

В предприятии Кубаньгазпром применительно к геолого-эксплуатационной характеристике месторождений региона разработана технология освоения скважин с использованием двухфазных пен [11]. Сущность этой технологии состоит в том, что для вызова притока из пласта забойное давление уменьшают путем постепенного снижения плотности жидкости в скважине закачкой в нее двухфазной пены с различной степенью аэрации.

Использование пен при освоении скважин имеет ряд преимуществ по сравнению с другими методами. При замене жидкости, заполняющей скважину пеной:

создаются благоприятные условия для плавного вызова притока флюида из пласта, так как в результате изменения степени аэрации удается в широком диапазоне регулировать плотность пены и создавать необходимую величину депрессии на пласт;

устраняется почти полностью проникновение воды в пласт и ухудшение фильтрационной характеристики призабойной зоны;

предотвращается возможность образования взрывов с разрушением наземного и подземного оборудования при освоении скважин с использованием воздуха.

Для получения пены в качестве газовой фазы используют воздух, водно-пенообразующий раствор ПАВ (сульфонол, ОП-10, ДС-РАС и др.). Раствор приготавливают следующего состава: ПАВ – 0,1÷0,3 % мас, вода остальное.

Для повышения стабильности в пенообразующий раствор в качестве стабилизатора добавляются КМЦ-600, РС-2, РС-4 и др.

Для разрушения пены после выполнения работ по освоению скважины в необходимых случаях используют химические реагенты-пеногасители (триксан и др.).

В зависимости от глубины залегания продуктивного пласта, забойного давления, температуры, способа циркуляции (прямой или обратной) и других факторов определяются оптимальное соотношение компонентов в пенообразующей жидкости, плотность пены, степень аэрации, необходимый расход воздуха и жидкости и потребность технических средств.

Степень аэрации изменяется от 5 до 120, расход воздуха от 8 до 16 м³/мин, плотность пены от 900 до 100 кг/м³.

Перед освоением скважины фонтанная арматура должна быть соединена с двумя продувочными отводами, направленными в противоположные стороны. Каждый отвод должен иметь длину не менее 100 м и соединяться с факельной установкой с дистанционным зажиганием. Типы резьбовых соединений труб для отводов должны соответствовать ожидаемым давлениям, быть смонтированы и испытаны на герметичность опрессовкой на полуторакратное ожидаемое максимальное давление. Отводы следует крепить к бетонным или металлическим забетонированным стойкам. К фонтанной арматуре должны быть подсоединенны линии для глушения скважины через трубное и затрубное пространства. Линии глушения должны быть снабжены обратными клапанами.

Перед освоением на скважине необходимо иметь запас бурового раствора соответствующей плотности в количестве не менее двух объемов скважины без учета раствора, находящегося в скважине, а также запас химических реагентов и утяжелителя. Технология освоения скважины с применением пен

в зависимости от пластового давления имеет в основном три категории:

$$\begin{aligned} \text{первая} & - p_{\text{пл}} = (0,8 \div 1)p_r; \\ \text{вторая} & - p_{\text{пл}} = (0,5 \div 0,7)p_r; \\ \text{третья} & - p_{\text{пл}} = (0,1 \div 0,4)p_r, \end{aligned}$$

где $p_{\text{пл}}$ — давление пластовое; p_r — давление гидростатическое.

Для создания щадящих условий депрессии на пласт в зависимости от пластового давления в каждом конкретном случае освоение скважины с точки зрения циркуляции в ней пены осуществляется по одному из двух вариантов. При первом, с пластовым давлением первой и второй категорий, схема циркуляции следующая: замена столба жидкости в скважине пеной большой плотности производится с малой степенью аэрации при прямом способе циркуляции (пену закачивают через НКТ, а жидкость вытесняется на поверхность через кольцевое пространство). После замены жидкости пеной приступают к вызову притока, используя пену с меньшей плотностью; циркуляцию при этом осуществляют обратным способом — вытесняющую пену закачивают в кольцевое пространство, а вытесняемую удаляют из скважины через НКТ.

Второй вариант освоения скважин с низким пластовым давлением (третья категория — $p_{\text{пл}} = (0,1 \div 0,4)p_r$) заключается в том, что циркуляция пены производится сразу обратным способом (закачка осуществляется в кольцевое пространство), а вытеснение жидкости и пены из скважины — через НКТ).

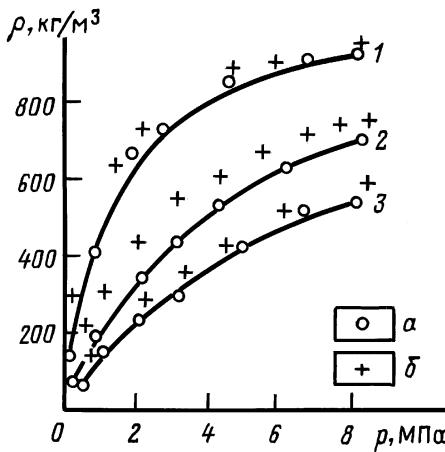
Плотность пены зависит от плотностей пенообразующего раствора и воздуха, истинного газосодержания φ и определяется по формуле

$$\rho_p = \rho_* (1 - \varphi) + \varphi \rho_{r0} \frac{p}{p_0} \frac{T_0}{T},$$

где ρ_p — плотность пены, $\text{кг}/\text{м}^3$; ρ_* — плотность пенообразующего раствора, $\text{кг}/\text{м}^3$; ρ_{r0} — плотность газа при нормальном давлении p_0 и температуре T_0 , $\text{кг}/\text{м}^3$; φ — газосодержание, $\text{кг}/\text{м}^3$; p — статическое давление столба пены в скважине, МПа; T — температура пластовая в скважине, $^{\circ}\text{C}$.

На рис. 8.7 в качестве примера показана зависимость плотности и степени аэрации от 10 до 80 (кривая 1 — 10; кривая 2 — 40; кривая 3 — 80) двухфазной пены (a) и водовоздушной смеси (б) от давления при подаче жидкости 3 л/с. Так

Рис. 8.7. График зависимости плотности двухфазной пены и воздушной смеси от давления при $Q_{ж} = 3 \text{ л/с}$



как плотность двухфазной пены можно регулировать в пределах от 900 до 100 кг/м³, что достигается постепенным увеличением газосодержания, то вызов притока из пласта можно осуществлять плавно. Скважины глубиной до 3000 м рекомендуется осваивать при расходе пенообразующего раствора 3÷5 л/с, а глубже 3000 м – 2÷6 л/с.

При освоении скважин глубиной до 5÷6 тыс. м рекомендуется использовать компрессоры, по технической характеристике обеспечивающие давление и подачу воздуха 8÷16 м³/мин. Процесс постепенного повышения степени аэрации при постоянном расходе пенообразующего раствора должен быть прекращен после достижения заданного забойного давления:

$$p = p_1 - p_2,$$

где p – заданное забойное давление; p_1 – текущее забойное давление в процессе освоения; p_2 – величина снижения забойного давления после остановки насоса и компрессора из-за самоизлива пены при данной степени аэрации.

К параметрам режима освоения относятся:

степень аэрации (величины: 5, 10, 20, 40, 60, 80, 120);

расход сжатого воздуха;

плотность пены (900÷100 кг/м³);

забойное допустимое давление ($p_{\text{пп}} + X$), МПа, где X – расчетная величина, равная (0,1÷0,2) $p_{\text{пп}}$.

Основным параметром освоения скважины является забойное давление. Оно получается расчетным путем или задается.

Технология вызова притока газа с применением двухфазной пены для категории $p_{\text{пп}} = (0,8 \div 1,0)p_r$ и $p_{\text{пп}} = (0,5 \div 0,7)p_r$ следующая.

Приготовленный в необходимом количестве пенообразующий раствор из мерной емкости 19 (рис. 8.8) насосом 8 подается в аэратор (смеситель, эжектор) 4, который по трубопроводу 3 поступает в НКТ, а вытесняемая из скважины жидкость по кольцевому пространству 1 поступает на поверхность и направляется в специальную емкость по трубам 12, а затем вытесняемая пена в емкость 10 для подачи в дальнейшем в мерную емкость 9. Расход пенообразующего раствора при этом составляет $0,360 \div 0,480 \text{ м}^3/\text{мин}$. После появления циркуляции в скважину подают компрессором 7 во внутреннюю трубу аэратора 4 сжатый воздух, в результате чего по трубам 3 в НКТ 2 уже поступает пена, которая начинает вытеснять из скважины жидкость. Степень аэрации при этом принимается равной $5 \div 10$. Необходимая степень аэрации достигается за счет регулирования расхода воздуха и произво-

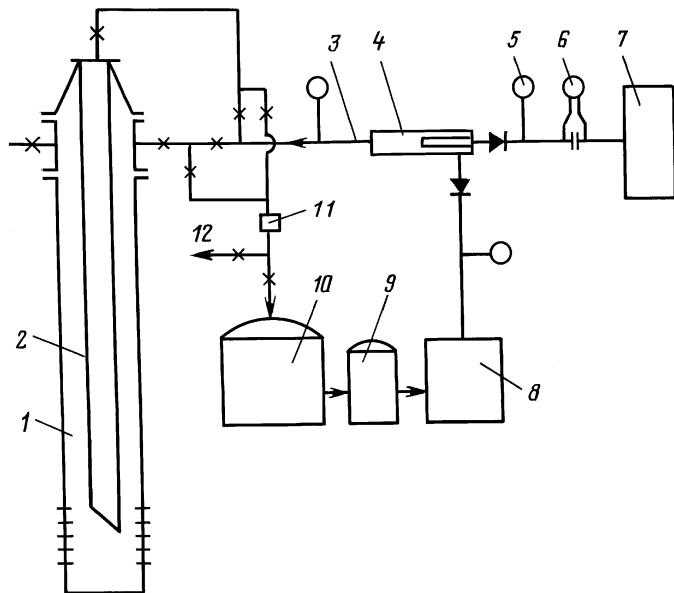


Рис. 8.8. Схема расположения наземного оборудования при освоении скважины

дительности насоса. При низкой степени аэрации предупреждается преждевременный вызов притока газа из пласта, а также предотвращаются образование воздушных пробок и резкая пульсация давления. Это достигается подачей сжатого воздуха в аэратор постепенно, плавно и малыми дозами. Контроль и регулирование подачи сжатого воздуха осуществляются по манометру 5 и расходомеру 6. Вытеснив из скважины 75 % объема жидкости путем замены ее пеной, расход пенообразующей жидкости и воздуха постепенно уменьшают до 3÷4 л/с, сохраняя при этом заданную величину степени аэрации (5÷10). Это делается с целью достижения начальных режимных показателей, необходимых для освоения скважины.

После замены в скважине всей жидкости пеной ее поток направляют в кольцевое пространство 1, и вытеснение происходит через НКТ 2 на поверхность в емкость 10, где она разрушается, проходя через сепаратор 11, установленный на линии у входа в емкость 10. При отсутствии сепаратора и дегазатора для частичного разрушения пены возможно применение игольчатой задвижки. Переключив поток пены из НКТ 2 в кольцевое пространство с расходом раствора 3÷4 л/с и со степенью аэрации 5÷10, начинают постепенно увеличивать подачу воздуха при постоянном расходе раствора. Это исключает вероятность воздушных пробок, которые могут образоваться, поскольку сечение кольцевого пространства больше сечения НКТ, а расход жидкости относительно мал. Увеличение степени аэрации обеспечивается повышением производительности компрессора. Процесс подачи воздуха при постоянном расходе раствора происходит непрерывно до полного использования возможности подачи воздуха компрессором. Заданное давление компрессора определяет темп повышения степени аэрации, снижение плотности пены, вытесняющей из скважины пены с большей плотностью, что приводит к снижению забойного давления и, как результат, появляются признаки появления притока газа.

При отсутствии признаков притока газа сохраняется давление при подаче сжатого воздуха компрессором, а расход раствора при этом плавно снижается, что приводит к дальнейшему снижению забойного давления.

После достижения заданной величины забойного давления прекращают подачу жидкости и воздуха. Дальнейшее снижение забойного давления происходит за счет реализации упругой энергии пенной системы, которая выражается в самоизливе пены из скважины. При этом давление на забое скважи-

ны снижается на 20÷40 % по сравнению с давлением при циркуляции пены.

Отличительная особенность освоения скважины второй категории ($p_{\text{пп}} = (0,5÷0,7)p_r$) от первой заключается в том, что в начальный период освоения, когда в НКТ нагнетается пена, для вытеснения жидкости из скважины степень аэрации принимается значительно выше. Она должна иметь такую величину, чтобы за время замены столба жидкости в скважине пеной при прямой системе циркуляции забойное давление было бы на уровне пластового.

Вызов притока газа в скважинах третьей категории с пластовыми давлениями $p_{\text{пп}} = (0,1÷0,4)p_r$ производится с самого начала путем нагнетания двухфазной пены в кольцевое пространство с малым расходом жидкости (3÷5 л/с) с постепенным повышением степени аэрации вплоть до фонтанирования скважины.