

11

АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ КАПИТАЛЬНЫХ РЕМОНТОВ СКВАЖИН



11.1. ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ И ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Основная часть всех открытых месторождений Оренбургской области приходится на Средневожскую нефтегазоносную область, а остальное примерно в равных долях – на Татарскую и Уфимско-Оренбургскую области. Запасы нефти располагаются в широком стратиграфическом диапазоне от отложений перми до среднего девона. Наибольшее количество остаточных извлекаемых запасов связано с продуктивными пластами девонской системы (40,77 %), причем основная доля запасов сосредоточена в турнейском ярусе (12,89 %) и бобриковском горизонте (11,90 %). На пермскую систему приходится 35,10 % всех остаточных запасов, где в ардатовском горизонте находится 7,85 % общих запасов. Менее всего запасов сосредоточено в отложениях каменноугольной системы (24,13 %), причем на артинский горизонт приходится подавляющее количество запасов (21,56 %).

По типу коллектора распределение количества залежей запасов нефти выглядит следующим образом: карбонатный коллектор – 169 залежей и 60 % остаточных извлекаемых запасов; терригенный коллектор – 119 залежей и 40 % остаточных извлекаемых запасов.

Пластовые давления в продуктивных горизонтах большинства месторождений соответствуют гидростатическому, однако в непродуктивных горизонтах имеются зоны с аномально высокими пластовыми давлениями (как правило, приуроченные к пластам кунгурского яруса) и зоны поглощений с аномально низким пластовым давлением.

По горно-геологическим условиям район работ подразделяется на две группы: Бугурусланско-Бузулукский и Южно-Оренбургский нефтегазодобывающие районы. Типовые геолого-литологические разрезы этих районов приведены на рис. 11.1 и 11.2 соответственно.

Г е о л о г и ч е с к а я ч а с т ь							Технологическая часть									
Глубина, м	Группа	Система	Отдел	Свита, горизонт, ярус	Литофизи- ческий разрез	Осложнения при бурении	Конструкция скважин									
							пробуренных в соответствии с ЕТП				ранее пробуренных					
							428	324	245	146	324	245	146			
1	2	3	4	5	6	7	8									
200	П а в л о в з о в с к а я	Пермская - р	Верхний Р ₂			Павлово 0-120	Обвалы 0-241									
400				342 Сосновская												
600				443 Гидрохимическая												
800				579 Калининская		585-597 Ириновская										
1000				585 Уфимский												
1200				692												
			Нижний Р ₁	Мунгульский		Каверны 637-648	Солн 579									
				979												
				Артинский		979-1000 Нефтепроявления										
				1025 Сакмарский												
				1154 Асеевский												
				1232												

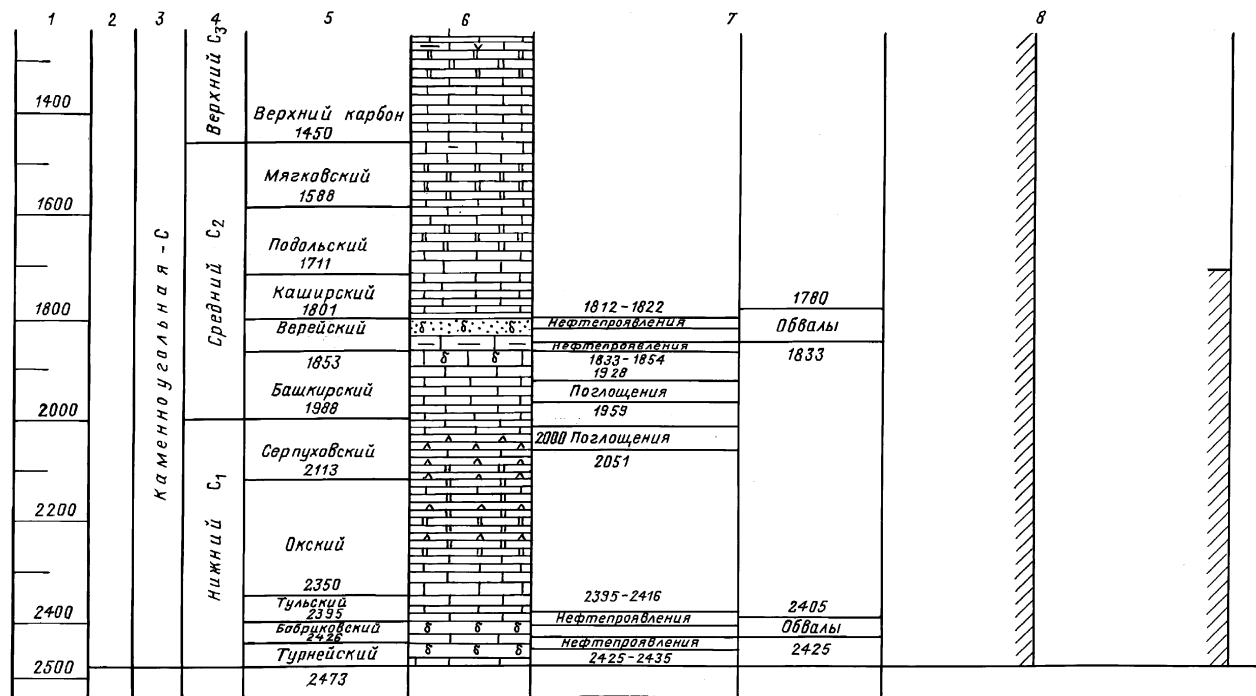


Рис. 11.1. Типовой геолого-литологический разрез и конструкция скважин Бугурусланско-Бузулукского нефтегазодобывающего района

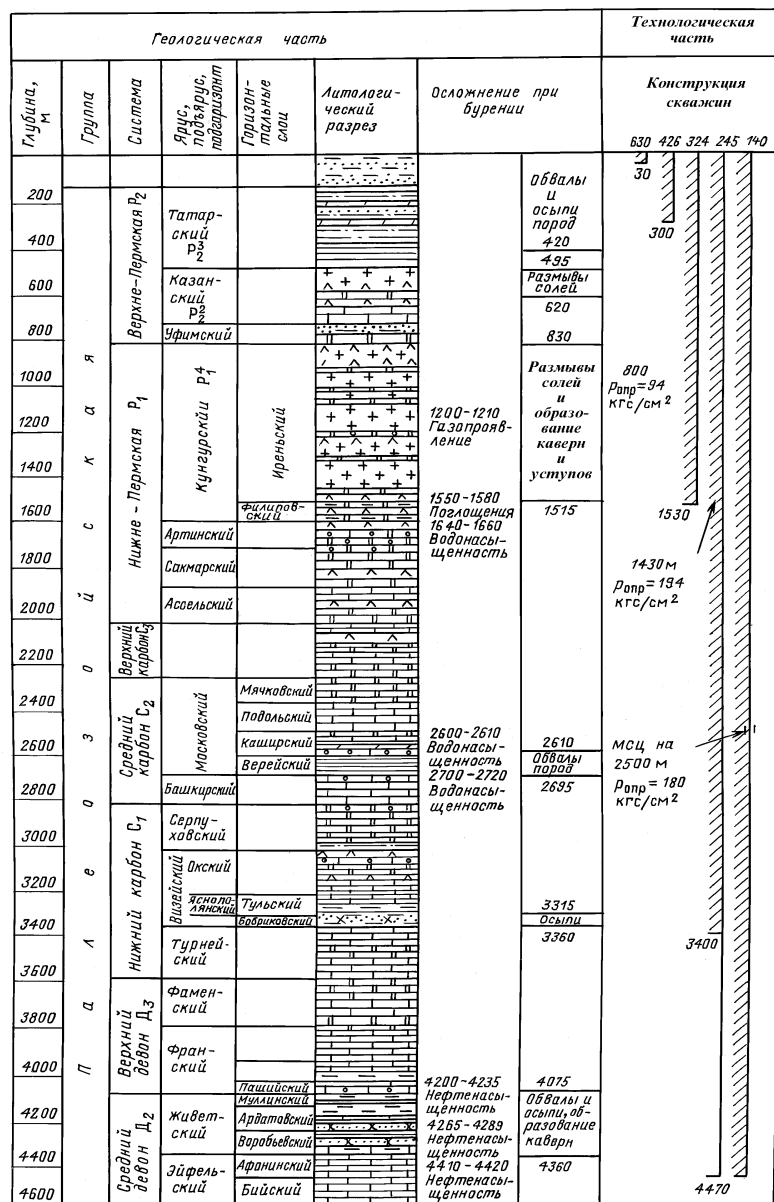


Рис. 11.2. Типовой геолого-литологический разрез и конструкция скважин Южно-Оренбургского нефтегазодобывающего района

В Бугурусланско-Бузулукском нефтегазодобывающем районе характерным является наличие газовых залежей (иногда газопроявлений непрямоугольного значения), газовых залежей с нефтяными оторочками (в артинском, уфимском ярусах и калиновской свите), газонефтяных и нефтяных месторождений. Нефти легкие и средние по плотности, газосодержание, как правило, не превышает $100 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Давление насыщения нефти газом в два – четыре раза ниже начальных пластовых давлений.

Самое высокое содержание сероводорода (в % (по объему)) отмечено в газовых залежах уфимского яруса Султангулово-Заглядинского месторождения (3,8), в пласте КС Журавлевско-Степановского месторождения (3,3) и башкирского яруса Южно-Оренбургского месторождения (2,5).

Самое высокое содержание (в %) сероводорода в попутном газе нефтяных залежей обнаружено в пласте Б₂ Южно-Султангуловского месторождения (8,15), в пластах Т₁ и Т₂ Донского месторождения (7,82 и 8,26) и пласта О₁ Ишуевского месторождения (6,13). Самое высокое содержание углекислого газа обнаружено в пласте ЗЛ-1 Школьного месторождения.

Характерной особенностью Бугурусланско-Бузулукского района по сравнению с Южно-Оренбургским нефтегазодобывающим районом является то, что в скважинах, пробуренных в 40–60-х и частично в 70-х годах, цемент за обсадными колоннами поднят всего на несколько метров выше кровли продуктивных пластов. Это, безусловно, накладывает отпечаток на особенности проведения водоизоляционных работ и ремонтно-исправительных работ на скважинах (см. рис. 11.1, 11.2).

Изучение гидрогеологических условий глубоких горизонтов в Оренбургской области производилось попутно с поисками и разведкой залежи нефти и газа. Породы кристаллического фундамента на рассматриваемой территории не опробовались. Мощная толща осадочных отложений делится двумя водоупорами – галогенными осадками кунгурского яруса и кыновской толщей глинистых пород – на три гидрогеологических этажа: верхний, средний и нижний. Кроме того, в разрезе осадочных пород выделяется шесть водоносных комплексов. Это во многом условно, поскольку разделяющие их водоупоры часто имеют зональное распространение.

Нижний гидрогеологический этаж включает нижнедевонско-франский и додевонский водоносные комплексы. Воды нижнедевонско-франского водоносного комплекса характеризуются незначительными изменениями минерализации от 230 до 285 г/л. Различия в солевом составе отражаются в

Рис. 11.3. Схематический гидрогеологический профиль по линии Шкаповская – Оренбургская:

1 – известняки, доломиты; 2 – аргиллиты, алевролиты; 3 – песчаники; 4 – гипсы, ангидриты; 5 – распространение пресных и солоноватых вод в зоне активного водообмена; 6: *a* – минерализация (г/л), *б* – отношение Na/Cl, *в* – содержание брома (мг/л), *г* – отношение Cl/Na; 7 – водоупоры; 8 – гидрохимические аномалии, сформированные за счет латерального перемещения пластовых вод; 9 – изолинии отношения Na/Cl; 10 – каменная соль; 11 – приведенные напоры

изменении степени метаморфизации, содержании микрокомпонентов. Если в водах пашийского горизонта отношение натрия к хлору составляет 0,48–0,56, в водах бийских отложений оно снижается до 0,38. Содержание кальция изменяется соответственно от 17 до 25%-экв, брома – от 920 до 1940 мг/л.

Средний гидрогеологический этаж включает три гидрогеологических комплекса: франско-турнейский карбонатный, визейский терригенный, визейско-кунгурский. Водоносными породами франско-турнейского комплекса являются карбонатные отложения – известняки и доломиты. По своему химическому составу воды франско-турнейского комплекса имеют существенные отличия от вод нижезалегающих отложений. Прежде всего это наблюдается по меньшему содержанию кальция, брома, стронция. Минерализация вод комплекса изменяется от 170 г/л на северо-востоке территории до 300 г/л в центральных районах. Содержание кальция составляет преимущественно 6–12%-экв. Наличие вод пониженной метаморфизации является характерной особенностью данного гидрогеологического этажа. Нижняя граница их распространения контролируется преимущественно визейскими водоупорными отложениями. Лишь в Муханово-Ероховском прогибе изолиния с коэффициентом метаморфизации 0,9 опускается ниже бобриковского горизонта. Верхняя граница распространения вод пониженной метаморфизации контролируется рельефом отложений кунгурского возраста (рис. 11.3).

Верхний гидрогеологический этаж включает воды, приуроченные к отложениям кунгурского и казанского возрастов. Их состав определяется залеганием среди гидрохимических отложений и изолированностью в разрезе.

По минерализации пластовых вод Оренбургской области выделены рассолы трех типов. К первому типу относятся воды с минерализацией 100–280 г/л, с низким содержанием кальция, магния и брома, коэффициентом метаморфизации большим 0,85.

Воды второго типа характеризуются повышенным содержанием кальция и брома. Их минерализация превышает 300 г/л. Для третьего типа вод характерны еще более высокие значения минерализации до 400 г/л, низкие значения коэффициента метаморфизации, что обусловлено небольшим содержанием кальция, а также преобладанием в катионном составе ионов магния. Установлена определенная зональность в распространении вод описанных типов: воды первого типа приурочены к периферийным частям солеродных бассейнов, а воды второго и третьего типов – к внутренним бассейнам.

11.2. ОСОБЕННОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ КАПИТАЛЬНЫХ РЕМОНТОВ СКВАЖИН ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ОРЕНБУРГСКОЙ ОБЛАСТИ

Капитальный ремонт скважин связан с работами по восстановлению работоспособности самой скважины и эксплуатационного объекта разработки, а также с проведением мероприятий по охране недр и окружающей среды. К работам, выполняемым бригадами КРС, можно отнести:

1. Работы по ликвидации крупных аварий или при отказе подземного оборудования (извлечение скважинного оборудования при обрыве или отвороте НКТ, "полет" инструмента, прихват оборудования, ремонтно-исправительные работы с обсадной колонной и т.д.).

2. Буровые работы в стволе обсаженной скважины (переход на другой продуктивный горизонт, приобщение пластов, забуривание второго ствола скважины, разбуривание цементных мостов и цементных пробок и т.д.).

3. Технологические работы по интенсификации добычи нефти (работы данного вида напрямую не относятся к КРС, но выполняются соответствующим цехом ввиду наличия необходимого оборудования и техники, а также квалифицированных специалистов – это тепловые, физико-химические, гидравлические и механические обработки призабойной зоны пласта и т.д.).

4. Ликвидация и консервация скважин.

5. Экологические работы по оздоровлению фонда скважин (предупреждение и борьба с подошвенными водами, собственно-пластовыми водами, с заколонными перетоками, вторичное цементирование эксплуатационной колонны и кондуктора,

вторичная герметизация эксплуатационной колонны и кондуктора и т.д.).

Последнее направление работ, связанное с охраной окружающей среды и рациональным использованием природных ресурсов, является одной из актуальных проблем в ОАО "Оренбургнефть" на современном этапе. Это, в первую очередь, связано с особенностями разработки и эксплуатации нефтяных месторождений, которые можно сгруппировать по следующим признакам:

Таблица 11.1

Распределение фонда действующих добывающих и нагнетательных скважин по срокам эксплуатации в НГДУ "Бугурусланнефть"

Срок эксплуатации (от – до), лет	Добывающие скважины		Нагнетательные скважины	
	Количество	Доля, %	Количество	Доля, %
1–5	36	6,30	22	11,89
6–10	107	18,74	44	23,78
11–15	98	17,16	44	23,78
16–20	63	11,03	25	13,51
21–25	26	4,55	13	7,03
26–30	50	8,76	21	11,35
31–35	96	16,81	15	8,11
36–40	54	9,46	1	0,54
Более 40	41	7,18	0	0
Итого скважин	571	100,00	185	100,00

длительный период эксплуатации части основного фонда скважин, продолжительность которого превысила нормативный срок эксплуатации для данных конструкций скважин. При этом в ряде случаев первоначально выбранная система заводнения месторождений в процессе ее реализации претерпела существенные изменения (перевод части обводнившихся добывающих скважин под нагнетание, что не всегда предусмотрено первоначальной конструкцией скважины). В табл. 11.1 приведено распределение фонда действующих добывающих и нагнетательных скважин по срокам эксплуатации на примере НГДУ "Бугурусланнефть";

по ряду месторождений одновременно-совместная разработка нескольких пластов одной сеткой скважин (это может приводить к межпластовым перетокам, при которых возможна несовместимость пластовых нефтей и вод);

массовое применение жесткого водонапорного режима работы пласта;

массовое обводнение добывающих скважин, связанное с применением системы заводнения и вступлением месторождений в завершающую стадию разработки;

широкое использование при заводнении пластов сточных вод, обладающих высокой коррозионной активностью по отношению к металлу эксплуатационной колонны и цементному камню;

использование повышенных давлений нагнетания воды при внедрении гидродинамических методов увеличения нефтеотдачи пластов (что не всегда предусмотрено конструкцией скважины);

наличие в продукции скважины повышенного содержания коррозионно-активного сероводорода и диоксида углерода. Как показывает опыт эксплуатации скважин в ОАО "Оренбургнефть", средняя наработка обсадных колонн добывающих скважин до первого отказа составляет всего 10–12 лет, а в нагнетательных скважинах при наличии двухсторонней коррозии этот срок еще меньше. Насосно-компрессорные трубы и штанги также подвержены интенсивному коррозионному разрушению. Средний срок службы НКТ и штанг не превышает 5–7 лет;

массовое применение при эксплуатации геолого-технических мероприятий, направленных на интенсификацию добычи нефти (в первую очередь реагенты воздействуют на эксплуатационную колонну и цементный камень, а затем – на призабойную зону пласта);

по многим скважинам, пробуренным на ранних стадиях разработки нефтяных месторождений, первичное цементирование эксплуатационной колонны не соответствует предъявляемым современным требованиям. В табл. 11.2 приведено распределение фонда действующих добывающих и нагнетательных скважин по высоте подъема цементного камня за эксплуатационной колонной на примере НГДУ "Бугурусланнефть".

Все это с учетом повышения требований к охране недр и окружающей среды, несоответствия существующих конструкций скважин условиям их эксплуатации может существенно осложнить экологическую и социально-экономическую обстановку в регионе, создать трудности природопользования и самого процесса доразработки нефтяных месторождений.

По состоянию на 1999 г. пробуренный на месторождениях ОАО "Оренбургнефть" фонд составляет 5510 скважин, в том числе эксплуатационный фонд, включающий нефтяные скважины, дающие продукцию, находящиеся в простое и бездействии, в освоении и обустройстве – 2813 скважин, или 51,6 % пробуренного фонда. В нагнетательном фонде числится 795 скважин. В среднем по ОАО "Оренбургнефть" соотношение добывающих и нагнетательных скважин составляет 3,5:1. Распределение пробуренного фонда по категориям скважин,

НГДУ и в целом по ОАО "Оренбургнефть" приведено в табл. 11.3.

В структуре добывающего фонда бездействуют 822 скважины, или 30,8 %, а в структуре нагнетательного фонда – 283 скважины, или 35,6 %. Всего бездействующий фонд составляет 1149 скважин. Анализ изменения количества бездействующих скважин в последние годы свидетельствует о постепенном увеличении их от 781 скважины в 1994 г. до 834 в 1999 г.

Таблица 11.2

Распределение фонда действующих добывающих и нагнетательных скважин по высоте подъема цементного камня за эксплуатационной колонной в НГДУ "Бугурусланнефть"

Высота подъема цементного камня от устья, м	Добывающие скважины		Нагнетательные скважины	
	Количество	Доля, %	Количество	Доля, %
До устья	30	5,25	72	38,92
0–500	173	30,30	29	15,68
501–1000	173	30,30	32	17,30
1001–1500	138	24,17	41	22,16
1501 и ниже	57	9,98	11	5,95
Итого скважин	571	100,00	185	100,00

Таблица 11.3

Распределение пробуренного фонда по категориям скважин, НГДУ и в целом по ОАО "Оренбургнефть"

Категория скважин	ОАО "Орен- бург- нефть"	НГДУ				Орен- бургское УБР
		"Бузу- лук- нефть"	"Соро- чинск- нефть"	"Бугу- руслан- нефть"	"Юж- Орен- бург- нефть"	
Фонд добывающих скважин						
1. Дающие продукцию	1777	733	434	527	81	2
2. В простое	195	90	45	59	1	—
3. Действующий фонд (1+2)	1972	823	479	586	82	2
4. В бездействии	822	410	106	272	34	—
5. В освоении и обустройстве	19	7	—	6	6	—
6. В эксплуатационном фонде (3+4+5)	2813	1240	585	864	122	2

<i>Фонд нагнетательных скважин</i>						
7. Под закачкой	478	170	90	177	41	–
8. В простое	13	5	8	–	–	–
9. В освоении и обустройстве	23	6	–	12	5	–
10. В бездействии	281	174	21	85	1	–
Всего нагнетательных скважин	795	355	119	274	47	–
<i>Остальной фонд скважин</i>						
11. Пьезометрические	382	228	52	92	10	–
12. Сбросовые	13	1	–	12	–	–
13. Солевые	2	2	–	–	–	–
14. В консервации	139	40	19	72	6	2
15. Скважины, дающие техническую воду	8	8	–	–	–	–
16. В ожидании ликвидации	56	41	–	15	–	–
17. Ликвидированные	1273	119	14	1110	30	–
18. Газовые	29	9	18	2	–	–
Весь пробуренный фонд	5510	2043	807	2441	215	4

Таблица 11.4

Динамика бездействующих скважин и их доля (в %) от добывающих скважин по структурным подразделениям ОАО "Оренбургнефть"

Предприятие	Годы					
	1994	1995	1996	1997	1998	1999
НГДУ "Бузулукнефть"	394	345	507	403	410	413
	31,9	29,2	41,7	32,7	36,6	37,2
НГДУ "Бугурусланнефть"	223	249	250	275	272	275
	27,0	29,8	29,7	32,1	31,4	31,8
НГДУ "Сорочинскнефть"	118	101	94	103	106	109
	22,3	18,5	16,8	17,9	18,1	18,4
НГДУ "ЮжОренбургнефть"	35	37	34	30	34	37
	26,3	31,9	29,0	24,8	27,9	28,1
ОАО "Оренбургнефть"	781	743	885	811	822	834
	28,6	27,5	32,4	29,1	30,8	30,9

Динамика бездействующих скважин и их доля от добывающего фонда приведена в табл. 11.4 и на рис. 11.4.

В целом по ОАО "Оренбургнефть" в течение шести лет (1994–1999 гг.) доля бездействующих скважин в эксплуатационном фонде

Таблица 11.5

Распределение скважин ОАО "Оренбургнефть" по причинам бездействия

Причина бездействия	НГДУ "Бугурусланнефть"		НГДУ "Бузулукнефть"		НГДУ "Сорочинскнефть"		НГДУ "ЮжОренбургнефть"		ОАО "Оренбургнефть"	
	Количество	Доля, %	Количество	Доля, %	Количество	Доля, %	Количество	Доля, %	Количество	Доля, %
Аварии	22	8,00	58	14,04	11	10,09	2	5,41	93	11,15
Обводнение	118	42,91	106	25,67	25	22,94	25	67,57	274	32,85
Непригодность или отсутствие выкидных линий	47	17,09	54	13,08	—	—	—	—	101	12,11
Отсутствие оборудования	26	9,45	34	8,23	—	—	—	—	60	7,19
Негерметичность колонны	26	9,45	30	7,26	27	24,77	—	—	83	9,95
Запарафирование	4	1,45	—	—	—	—	1	2,70	5	0,60
Отсутствие или слабый приток	20	7,27	16	3,87	46	42,20	—	—	82	9,83
Отсутствие обустройства	4	1,45	—	—	—	—	—	—	4	0,48
Ликвидация скважин	—	—	18	4,36	—	—	1	2,70	19	2,28
Ожидание ремонта	—	—	97	23,49	—	—	4	10,81	101	12,11
Прекращение фонтанирования	—	—	—	—	—	—	2	5,41	2	0,24
Отсутствие лицензии	—	—	—	—	—	—	2	5,41	2	0,24
Прочие причины	8	2,91	—	—	—	—	—	—	8	0,96
Всего	275	100	413	100	109	100	37	100	834	100

колеблется в пределах 27,5–33,0 %. Наиболее благоприятное соотношение этого показателя имеет место в НГДУ "Сорочинск-нефть". В нагнетательном фонде ОАО "Оренбургнефть" числятся 795 скважин, в том числе в бездействии 281 скважина, или 35,6 %. Наибольшее количество бездействующих скважин находится в НГДУ "Бузулукнефть" – 62,2 % всего бездействующего фонда.

Обобщенные данные распределения скважин по причинам бездействия по НГДУ и в целом по ОАО "Оренбургнефть" приведены в табл. 11.5. Наибольшее количество скважин бездействует по причине высокого обводнения (274 скважины, или 32,85 %), аварий в скважинах (93 скважины, или 11,15 %), непригодности или отсутствия выкидных линий (101 скважина, или 12,11 %). Значительное количество скважин (83 скважины, или 9,95 %) бездействует из-за негерметичности колонны, отсутствия или слабого притока нефти (82 скважины, или 9,83 %). В НГДУ "Бузулукнефть" 97 скважин находятся в ожидании подземного ремонта. Доля остальных причин бездействия колеблется в пределах 0,24–7,19 %.

Исходя из актуальности проблемы вывода из бездействия скважин и вовлечения их в активную эксплуатацию с целью интенсификации разработки нефтяных месторождений ниже рассмотрены основные мероприятия, связанные с ограничением притока вод и снижением обводненности скважин, восстановлением герметичности обсадной колонны и ликвидацией скважин.

11.3. ОГРАНИЧЕНИЕ ПРИТОКА ПЛАСТОВЫХ ВОД

Ограничение притока воды к забоям добывающих скважин является одной из важнейших проблем в системе мероприятий по повышению эффективности разработки нефтяных месторождений и увеличению нефтеотдачи пластов. В скважинах, эксплуатирующих несколько продуктивных пластов одновременно, обводнение происходит неравномерно – вода продвигается по более проницаемым пропласткам и прослоям. Во многих случаях поступление воды по таким пропласткам происходит настолько интенсивно, что создается впечатление полного обводнения скважины. В таких условиях происходит неравномерная выработка отдельных пластов.

Не меньший вред нормальной эксплуатации залежи и скважин наносит подошвенная вода. Она конусообразно затягивается в призабойную зону и поступает в скважину через

нижние отверстия интервала перфорации эксплуатационной колонны. Обводнение скважин при этом из года в год прогрессирует. Преждевременное обводнение скважин (не связанное с полной выработкой пласта) уменьшает конечную нефтеотдачу, приводит к большим затратам на добычу попутной воды и подготовку товарной нефти.

Большое разнообразие и сложность путей обводнения нефтяных скважин обуславливают трудность решения проблемы, которая еще больше усугубляется отсутствием надежных методов определения путей поступления воды в скважину. В условиях сложного геологического строения нефтяных залежей и пластов наблюдается все многообразие форм поступления воды:

- за счет подтягивания подошвенной воды (образование конуса обводнения);

- за счет опережающего продвижения воды по наиболее проницаемым пропласткам одного пласта (образование языков обводнения);

- за счет первичного обводнения высокопродуктивных пластов при объединении двух и более продуктивных пластов в один объект разработки;

- по некачественному цементному кольцу. При этом скважины обводняются как водами эксплуатационного пласта, так и водами выше- и нижележащих водоносных горизонтов.

В последние годы в нефтедобывающей промышленности изысканию методов ограничения водопритокков к забоям нефтяных скважин уделяется все больше внимания. Методы ограничения притока вод в скважины в зависимости от характера влияния закачиваемой водоизолирующей массы на проницаемость нефтенасыщенной части пласта, вскрытого перфорацией, делятся на селективные и неселективные.

Селективные методы изоляции – это такие методы, когда используют материалы, которые закачивают во всю перфорационную часть пласта. При этом образующийся осадок, гель или отверждающее вещество увеличивают фильтрационное сопротивление только в водонасыщенной части пласта, а закупорки нефтяной части пласта не происходит. При СМИ нет необходимости производить повторную перфорацию. Классификация СМИ по функциональному назначению, химической природе и принципу образования закупоривающего материала приведена на рис. 11.5, а по физико-химическим свойствам водоизолирующего материала – на рис. 11.6.

С учетом механизма образования водоизолирующих масс можно выделить пять селективных методов:

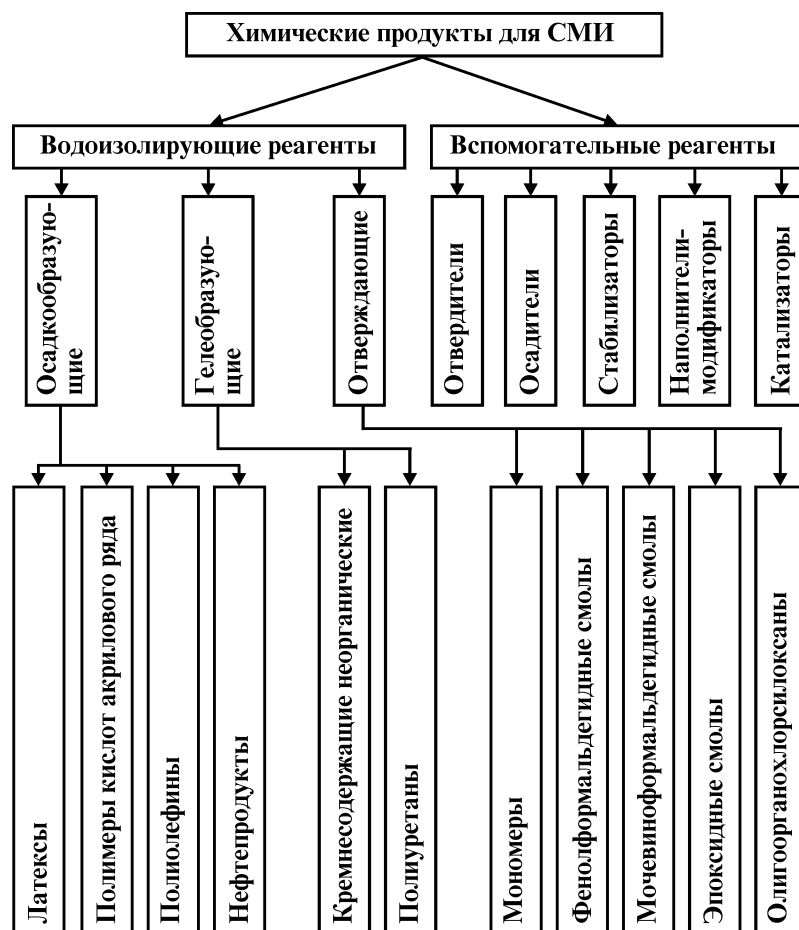


Рис. 11.5. Классификация селективных методов изоляции обводнившихся пластов по функциональному назначению, химической природе и принципу образования закупоривающего материала

1. Методы селективной изоляции, основанные на образовании водоизолирующей массы, растворимой в нефти и нерастворимой в водной среде. Рекомендуется использовать такие материалы, как нафталин, парафин, растворенные в анилине, креозоле, ацетоне, спирте, или другие пересыщенные растворы твердых углеводородов в растворителях. Применяются вязкие нефти, эмульсии и другие нефтепродукты, нерастворимые соли и латексы типа СКД-1.

2. Методы селективной изоляции, основанные на образовании закачиваемыми в пласт реагентами осадков в водонасыщенных зонах. Предлагается закачивать неорганические соединения типа FeSO_4 , M_2SiO_3 (М – одновалентный щелочной металл), которые, реагируя между собой в водной среде, образуют гидрат закиси железа и силикагель. Более прочную массу образуют кремнеорганические олигомеры, оказывающие продолжительный эффект воздействия.

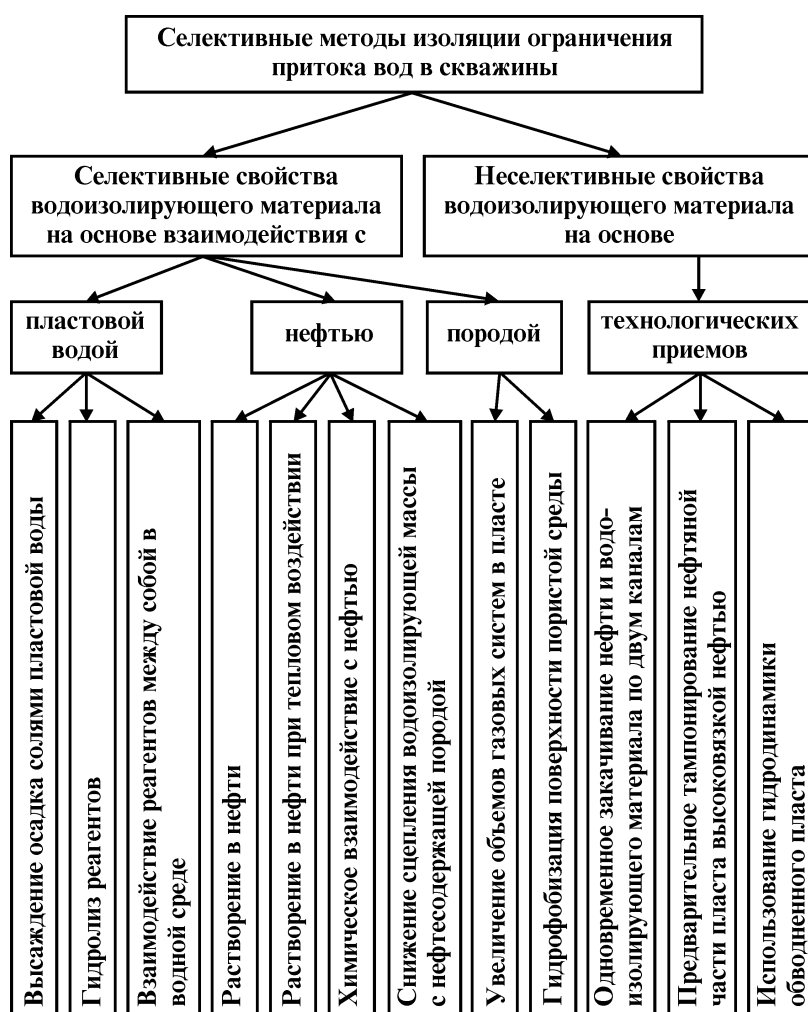


Рис. 11.6. Классификация селективных методов изоляции обводнившихся пластов по физико-химическим свойствам водоизолирующего материала

3. Методы, основанные на взаимодействии реагентов с солями пластовых вод. На осаждении и структурировании ионами поливалентных металлов Ca^{+2} , Mg^{+2} , Fe^{+2} и других основаны методы ограничения движения воды в пласте с применением таких высокомолекулярных соединений, как производные целлюлозы и акриловых кислот. В контакте с приведенными катионами высаживается из раствора ряд сополимеров полиакриловой и метакриловой кислот с высокой степенью гидролиза. В нефтяной среде они сохраняют свои первоначальные физические свойства, обеспечивая тем самым селективность воздействия на нефтеводонасыщенный пласт.

4. Методы, основанные на взаимодействии реагента с поверхностью породы, покрытой нефтью. К этой группе относятся способы ограничения притока воды с использованием частично гидролизованного полиакриламида (ПАА), мономеров акриламида, гипано-формальдегидной смеси (ГФС) и др. Механизм методов заключается в том, что при адсорбционном и механическом удерживании полимера в пласте значение остаточного сопротивления зависит от минерализации воды, молекулярной массы полимера, степени гидролиза и проницаемости пористой среды. Значение остаточных сопротивлений в нефтенасыщенной части пород на порядок ниже, чем в водонасыщенных, что объясняется сродством частиц полиакриламида с органическими соединениями нефти. Кроме того, в нефтенасыщенной части пласта ухудшаются условия для адсорбционного и механического удерживания частиц полимера породой вследствие присутствия на поверхности раздела углеводородной жидкости.

5. Методы, основанные на гидрофобизации поверхности пород призабойной зоны с применением ПАВ, аэрированных жидкостей, полиорганосилоксанов и других химических продуктов. Общий механизм заключается в гидрофобизации пород, приводящей к снижению фазовой проницаемости пород для воды, а также в образовании пузырьков газа, которые легко разрушаются в присутствии нефти.

Ниже приведены наиболее распространенные и эффективные технологии по отдельным реагентам и технологии, которые дали положительные результаты для условий объектов разработки ОАО "Оренбургнефть".

Неселективные методы изоляции – это методы, использующие материалы, которые независимо от

насыщенности среды нефтью, водой или газом образуют экран, не разрушающийся со временем в пластовых условиях. Основные требования при НСМИ – точное выделение обрабатываемого обводненного интервала и исключение снижения проницаемости продуктивной нефтенасыщенной части пласта. Классификация НСМИ по физико-химическим свойствам водоизолирующего материала приведена на рис. 11.7.

В качестве водоизолирующих материалов используют следующие группы реагентов:

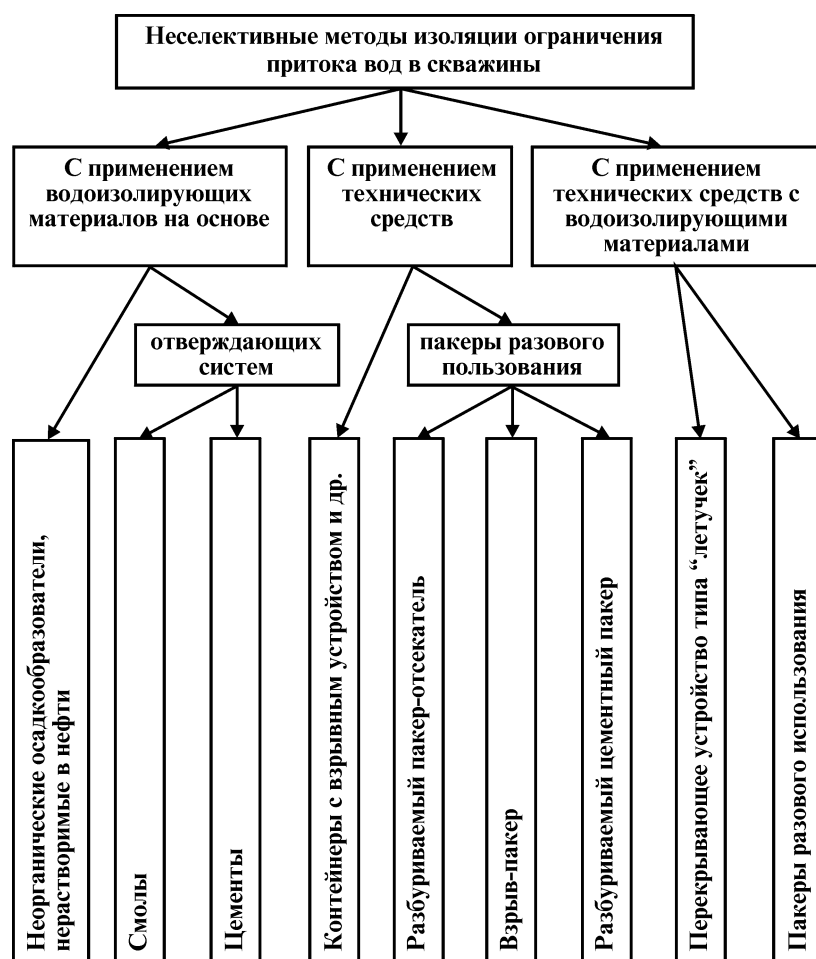


Рис. 11.7. Классификация неселективных методов изоляции пластовых вод по физико-химическим свойствам водоизолирующего материала

водоизолирующие материалы на основе отверждающих систем в полном объеме пласта: цементные составы; смолы (фенолформальдегидные смолы типов ТСД-9 и ТС-10, жидкие формальдегидные смолы типов СФЖ-3012, ВР-1, ГТМ-3, мочевино-формальдегидные смолы и др.); составы с образованием водоизолирующей массы в результате взаимодействия закачиваемых реагентов (закачка жидкого стекла с соляной кислотой и др.);

водоизолирующие материалы на основе осадкообразующих систем;

технические средства;

технические средства с водоизолирующими материалами.

СМИ пластовых вод с применением гипана. Характерными особенностями реагентов класса акриловых полимеров и их производных являются растворимость в наиболее доступном растворителе – воде и возможность образовывать закупоривающую массу в пласте за счет насыщающих его высокоминерализованных вод. Закупорка поровых каналов может происходить как за счет осадкообразования, так и благодаря гелеобразованию в зависимости от вспомогательного реагента (электролита, формалина, серной кислоты и т.д.).

Область эффективного применения гипана:

Тип изолируемых вод	Подошвенная, собственно пластовая минерализованная вода
Обводненность продукции скважин, % ..	70–90
Ионный состав воды	Наличие ионов Ca^{+2} ; Mg^{+2} ; Fe^{+2}
Минерализация воды, г/л, более	20 (для 8–10 % растворов гипана)

Объем гипана на одну скважино-операцию зависит от поглотительной способности скважины (табл. 11.6).

Технологические схемы закачки гипана в скважину приведены на рис. 11.8.

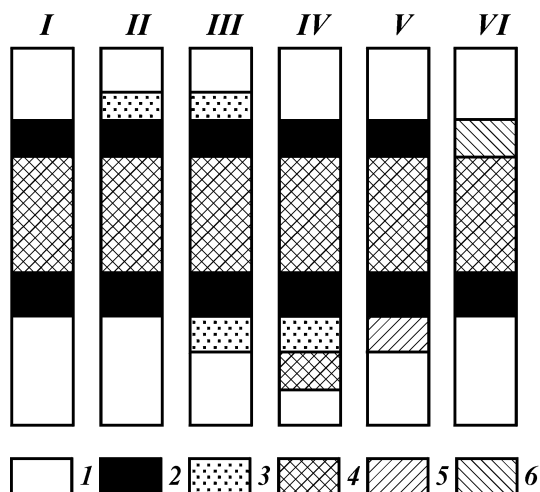
Технологические схемы I и II – наиболее распространенные. Их применяют для скважин со средней приемистостью. Реагенты закачивают без извлечения подземного оборудования из скважины по затрубному пространству. Технологическую схему III используют при высокой приемистости обводненного пласта и

Таблица 11.6

Поглотительная способность скважины, м ³ /ч	Объем гипана (в м ³) при давлении, МПа	
	> 10	< 10
> 20	3–5	5–6
< 20	3–4	4–5

Рис.11.8.
Технологические схемы
(I–VI) закачки гипана
в скважину:

1 – пластовая (минерализованная) вода; 2 – пресная вода; 3 – водный раствор хлористого кальция; 4 – гипан; 5 – соляная кислота; 6 – цементный раствор



дозированных заливках. Технологические схемы IV и V применяют при низкой приемистости обводненного пласта. В данном случае осуществляется комбинированное воздействие: сначала закачка соляной кислоты для увеличения проницаемости обводненного пласта, а затем закачка туда закупоривающего реагента. Технологическая схема VI аналогична первым двум. Ее используют для повышения надежности изоляционных работ.

В табл. 11.7 приведены объемы рабочих материалов для изоляции обводненных пластов с применением гипана по различным технологическим схемам.

СМИ пластовых вод с применением пенных систем. При изоляции подошвенных вод и собственно пластовых вод широкое

Таблица 11.7

Состав рабочих растворов по технологическим схемам

Материал	Объем компонента (в м³) по технологическим схемам			
	I–II	III	IV–V	VI
30%-ный раствор хлористого кальция	–	1,5–2,0	0,5	–
Соляная кислота	–	–	3,0–4,5	–
Пресная вода	До 0,5	До 0,3	0,3–0,4	0,25–0,50
Гипан	3,0–5,0	5,0–6,0	3,0–5,0	3,0–6,0
Пресная вода	0,1–0,2	0,1–0,2	0,1–0,25	0,2–0,3
30%-ный раствор хлористого кальция	–	0,3–0,5	0,3–0,5	–
Цементный раствор	–	–	–	0,5–1,0

применение в стране и большие перспективы для условий месторождений Оренбургской области с невысокими и средними пластовыми давлениями имеют пенные системы. Механизм изоляции вод заключается в следующем:

очистка ПЗП в результате диспергирования кольматирующих пласт глинистых веществ, парафина, асфальтосмолистых веществ и дальнейшее их удаление в процессе освоения скважин за счет солюбилизирующего действия (коллоидного растворения) образовавшихся мицелл в пенной системе. Главным результатом этого процесса является приобщение к разработке малопроницаемых пропластков;

блокирование путей продвижения воды в результате прилипания к поверхности водопроводящих каналов пузырьков газа и образования пленок из коллоидно-дисперсных соединений;

изоляция высокопроницаемых зон продуктивного пласта, являющихся главным источником обводнения.

Область эффективного применения пенных систем: низкое и среднее пластовое давление; неограниченная обводненность продукции скважины; четко выраженная неоднородность пропластков; наличие глинистой корки на стенках скважины; наличие в терригенных породах глинистого цемента.

В качестве пенных систем рекомендуют использовать двухфазные и многокомпонентные пенные системы.

Концентрация компонентов (в % (по массе)), входящих в пенообразующий раствор, для получения двухфазной пены, следующая:

Пенообразователь (нефтерастворимые ПАВ)	1,5–3,0
Стабилизатор пены (КМЦ-600, ММЦ и др.)	1,0–1,5
Пресная вода	Остальное
Газовая фаза (природный газ, воздух, азот и др.)	50–100 м ³ /м ³ раствора

Концентрация компонентов, входящих в пенообразующий раствор, для получения многокомпонентной пены, следующая:

Пенообразователь (нефтерастворимые ПАВ)	1,5–3,0
Стабилизатор пены (КМЦ-600, ММЦ и др.)	1,0–1,5
Углеводородная жидкость (нефть)	0,05–0,10
Силикат натрия	10–11
Хлористый кальций	2–4
Пресная вода	Остальное
Газовая фаза (природный газ, воздух, азот и др.)	20–60 м ³ /м ³ раствора

В многокомпонентной пене нефть оказывает благоприятное действие на устойчивость пены, так как нефть, в отличие от ПАВ, не имеет гидрофильных групп (молекулы нефти имеют только

аполярную фобную часть). Повышение устойчивости пены объясняется тем, что молекулы нефти "вклиниваются" в молекулы ПАВ, образующих адсорбционные слои пены, и гидрофобизируют их. Катионы многовалентных металлов (Ca^{+2} , Al^{+3} , Mg^{+2} , Fe^{+3} и т.д.), на примере хлористого кальция, являются основным источником (сырьем) для образования коллоидно-дисперсных соединений. При гидролизе силиката натрия в присутствии катионов многовалентных металлов образуется вторичная пленка на границе пены (газ + жидкость) из коллоидно-дисперсных частиц, обладающая структурно-механическими свойствами и препятствующая утончению первого слоя пленки из ПАВ + нефть.

Благодаря дополнительным компонентам многокомпонентных систем устойчивость их в 15–60 раз выше, чем для двухфазной пены.

Технология закачки пенной системы состоит из следующих операций:

- проверка состояния забоя скважины;
- спуск НКТ до середины интервала перфорации или до нижних перфорационных отверстий;
- нагнетание 2,0–2,5 объема НКТ водного раствора ПАВ при открытом кольцевом пространстве на устье;
- нагнетание 2,0–3,0 м³ пенообразующего раствора (нижняя буферная жидкость, из которой получают пену);
- нагнетание пены, приготовленной на устье с использованием аэратора (50–100 м³/м³ для двухфазной пены и 20–60 м³/м³ для многокомпонентной пены);
- после вытеснения пеной 50 % объема нижней буферной жидкости из НКТ в затрубное пространство закрытие задвижки на затрубе и продавливание пены в пласт;
- нагнетание 2,0–3,0 м³ пенообразующего раствора (верхняя буферная жидкость того же состава, что и нижняя);
- нагнетание водного раствора ПАВ концентрацией 1,0 % и объемом 1,5–2,0 от объема НКТ для продавливания пены в глубь пласта.

11.4. РЕМОНТЫ ПО ЭКОЛОГИЧЕСКОМУ ОЗДОРОВЛЕНИЮ ФОНДА СКВАЖИН

Охрана окружающей среды и рациональное использование природных ресурсов являются актуальной проблемой всех отраслей экономики. В нефтяной промышленности решение данной проблемы связано, прежде всего, с проведением работ по

оздоровлению осложненного фонда скважин, конструкция и техническое состояние которого не соответствует требованиям охраны недр. Наличие большого фонда таких скважин может резко усложнить экологическую и социально-экономическую обстановку, создать трудности для природопользования и самого процесса разработки нефтяных месторождений. К основным мероприятиям по оздоровлению фонда скважин, в первую очередь, можно отнести: ремонтно-восстановительные работы (РВР) с эксплуатационной колонной (снятие, негерметичность); ремонтно-изоляционные работы (РИР) (устранение негерметичности цементного кольца за эксплуатационной колонной и кондуктором, наращивание цементного кольца за эксплуатационной колонной и кондуктором); ликвидацию скважин.

*Основные методы исследований
технического состояния скважин*

Техническое состояние скважины должно обеспечивать: разобщение пластов; герметичность затрубного пространства, заполненного тампонажным материалом; герметичность эксплуатационной колонны и кондуктора; герметичность устья.

Первые исследования технического состояния скважин проводят во время их строительства. В дальнейшем, в процессе эксплуатации скважин, эксплуатационная колонна и заколонное пространство (цементное кольцо) подвергаются различным механическим и коррозионным воздействиям при соприкосновении с пластовыми и закачиваемыми водами. Это обуславливает необходимость периодического исследования технического состояния скважин.

Методы исследования технического состояния скважин:

1. Геофизические:

инклинометрия для нахождения соотношения между длиной скважины по колонне и абсолютной отметкой по глубине залегания пластов;

гамма-гамма-толщинометрия для интерпретации цементограмм, паспортизации ОК, определения местоположения муфт и цементирующих фонарей, определения участков с механическими и коррозионными разрушениями ОК;

гамма-гамма-цементометрия (СГДТ) для определения распространения объемных дефектов (каверн, каналов) в цементном кольце, наличия или отсутствия цементного кольца за ОК, эксцентricности ОК в скважине. Преимуществами данного метода исследований являются: проведение исследований в любое время после окончания цементирования; выделение

незацементированных интервалов; выполнение работ с односторонней заливкой. Недостатки метода – косвенный метод; необходимо значительное отличие в плотностях бурового раствора, цементного камня или горной породы; эффективность метода снижается с уменьшением диаметра скважины; необходимо существенное различие в диаметрах скважины и ОК;

акустическая цементометрия (АКЦ) для оценки наличия или отсутствия цементного кольца за ОК, степени сцепления цементный камень – обсадная колонна и цементный камень – горная порода. Недостатки метода: косвенный метод; оценивает только наличие объемных или щелевых дефектов, а не их герметичность; невозможно производить оценку герметичности в области двух и трех колонн труб (на уровне кондуктора и направления);

высокочувствительная термометрия.

2. Промысловые:

дебитометрические (механическая, термокондуктивная дебитометрия, влагометрия, индукционная резистометрия и т.д.);

гидродинамические (замеры динамического и статического уровней жидкости в скважине, проведение гидродинамических исследований скважин и пластов на установившихся и неустановившихся режимах фильтрации и т.д.);

химические (химический анализ попутно отбираемых на устье скважины пластовых вод, закачка индикаторов (изотопов) и химический анализ отбираемых вод и т.д.);

гидравлические (опрессовка скважины давлением и понижением уровня, применение пакерных технологий).

Как правило, для однозначной оценки технического состояния скважин применяют комплекс промыслово-геофизических и промысловых методов исследований:

1. Акустические и гамма-методы исследований используют на различных стадиях эксплуатации скважин, и они позволяют оценить только качество цементного кольца за обсадными колоннами.

2. Методы термометрии, особенно высокочувствительной, применяют для косвенной оценки герметичности заколонного пространства и самой обсадной колонны в процессе эксплуатации скважины, а также при производстве работ по ее физической ликвидации.

3. Сравнительно более качественная оценка герметичности (наличие или отсутствие перетоков) заколонного пространства достигается путем применения комплекса исследований – АКЦ и высокочувствительной термометрии.

4. Герметичность эксплуатационной колонны оценивается путем проведения исследований резистивиметром, влагомером, плотностномером и закачиванием изотопов.

5. Исследования глубинным расходомером (дебитомером) прямо определяют герметичность обсадных колонн, косвенно – герметичность цементного кольца. Указанные исследования используют также для локализации глубины негерметичности обсадных колонн после предварительного установления их негерметичности методом термометрии.

6. Пакер применяется как для оценки герметичности всей эксплуатационной колонны в интервале устье скважины – выше интервала перфорации продуктивного пласта, так и определения локализации глубины негерметичности колонны.

7. Наличие перетока жидкости в зацементированном заколонном пространстве прямо определяется путем перфорации спецотверстий в двух интервалах и вызова циркуляции жидкости через пакер, установленный между отверстиями.

Исправление негерметичности цементного кольца

Необходимость проведения ремонтно-восстановительных работ по исправлению негерметичности цементного кольца (ликвидация межпластовых перетоков) вызвана несоответствием качества цементирования эксплуатационной колонны условиям эксплуатации скважины. Несоответствие качества является следствием некачественного цементирования и разрушения цементного кольца в процессе эксплуатации скважины.

Первоначально негерметичность цементного кольца определяется только по косвенным признакам: изменение дебитов нефти, содержания воды, ее плотности и состава в нефтяной продукции, а также увеличение приемистости при уменьшении давления закачки воды в нагнетательной скважине.

В процессе эксплуатации скважин негерметичность цементного кольца может быть установлена в интервале между перфорированными продуктивными пластами, между перфорированным и неперфорированным нижним и верхним пластами, между продуктивными пластами и непродуктивной верхней частью разреза, между водоносными пластами, залегающими над продуктивными пластами, и верхней частью разреза и т.д. Негерметичное цементное кольцо может быть и за промежуточной технической колонной, кондуктором.

При выборе технологии РВР, в первую очередь, учитывают значение приемистости, расстояние между интервалом перфорации и источником перетока, направление перетока и значение планируемой депрессии на продуктивный пласт.

При приемистости дефекта менее $0,6 \text{ м}^3/(\text{ч} \cdot \text{МПа})$ предварительно проводят кислотную обработку, а затем применяют легкофильтрующиеся тампонажные составы. Если приемистость не увеличивается, закачивать тампонажный раствор через интервал перфорации нежелательно.

Эти работы могут проводиться без использования пакера. Но в этом случае рекомендуют предварительно цементировать весь интервал перфорации продуктивного пласта с оставлением моста, последующим его разбуриванием и испытанием на герметичность. При отсутствии непрерывной приемистости в пределах допускаемого давления на колонну тампонажный раствор закачивают через спецотверстия без установки пакера. Описанный прием используют также в случаях недостаточного расстояния между интервалами перфорации и спецотверстий (менее 4 м).

При приемистости дефекта цементного кольца $0,6\text{--}1,4 \text{ м}^3/(\text{ч} \cdot \text{МПа})$ рекомендуют применять легкофильтрующиеся тампонажные составы, отверждающиеся в полном объеме и образующие прочный полимер.

При приемистости дефекта цементного кольца $1,4\text{--}2,1 \text{ м}^3/(\text{ч} \cdot \text{МПа})$, предварительно закачивают гелеобразующие составы, а затем – цементный раствор. В этом случае оставляется мост в эксплуатационной колонне, и в последующем он разбуривается. Предварительное закачивание гелеобразующих составов производят при ожидаемой депрессии на пласт более 5 МПа после РИР.

При приемистости дефекта цементного кольца более $2,1 \text{ м}^3/(\text{ч} \cdot \text{МПа})$ возможно закачивание тампонажных растворов через интервал перфорации. При этом желательно использовать раствор на углеводородной основе. В случае перетока жидкости снизу и при расстоянии между нижними отверстиями перфорации продуктивного пласта и пластом – источником перетока более 4 м, РИР проводят через спецотверстия (2–5 отверстий), перфорируемые между указанными пластами. Для предотвращения загрязнения продуктивного пласта тампонажные растворы закачивают через пакер, устанавливаемый между интервалом перфорации продуктивного пласта и спецотверстиями. Последние перфорируют против плотных пород в кровельной части источника перетока.

При применении цементных растворов для исправления негерметичности цементного кольца необходимо применять меры по улучшению их проникающей способности в мелкие каналы и трещины в цементном кольце. С этой целью в цемент добавляют реагенты – понизители водоотдачи цементных растворов, такие

как КМЦ и гипан, в количестве 0,5–2,0 % (по массе) к массе цемента. В качестве ускорителей схватывания применяют хлористый кальций, хлористый натрий и кальцинированную соду в количестве 1–3 % (по массе) к массе цемента. Для горячих скважин те же КМЦ и гипан в количестве 0,1–0,8 % (по массе) используют как замедлители схватывания.

Устранение негерметичности эксплуатационной колонны

Причинами негерметичности эксплуатационных колонн являются частичное или некачественное ее цементирование во время строительства, использование сточных вод для заводнения и агрессивных жидкостей для интенсификации добычи нефти, высокое давление нагнетания, качество металла и закрепления резьбовых соединений.

Для устранения негерметичности эксплуатационных колонн применяют следующие методы:

- спуск и установку пакера;

- докрепление негерметичности резьбовых соединений путем доворота обсадных труб с устья скважины (пропускная способность негерметичности составляет менее 1 л/с по воде и отмечается только падением давления при опрессовке) в случаях, когда негерметичность обнаруживается в незацементированной и неприхваченной частях эксплуатационной колонны. Крутящий момент на устье скважины выбирают из условия прочности труб на кручение (1000 и 1200 кг·м для 146- и 168-мм колонн соответственно) и стандартных значений крутящего момента для завинчивания резьбового соединения (450 и 650 кг·м для 146- и 168-мм колонн соответственно);

- отвинчивание и замену негерметичных обсадных труб в следующих случаях: негерметичность обнаружена в незацементированной части эксплуатационной колонны и преимущественно выше башмака предыдущей колонны; отсутствуют цементные сальники в межколонном пространстве; цементирование нежелательно исходя из необходимости вторичного цементирования кондуктора во время ликвидации скважины путем извлечения части эксплуатационной колонны;

- установку металлических пластырей;

- спуск летучки в специфических условиях: наличие нескольких нарушений; трещина вдоль образующей обсадной трубы значительной длины и т.д.;

- спуск дополнительной колонны меньшего диаметра в следующих случаях: замена дефектной части обсадной колонны технически невозможна; метод тампонирования не обеспечивает

необходимой герметичности обсадной колонны; обсадная колонна имеет несколько дефектов, устранение которых технически невозможно или экологически нецелесообразно; по условиям эксплуатации скважины допускается уменьшение проходного сечения колонны;

тампонирование.

В большинстве случаев ремонтные работы по устранению негерметичности эксплуатационной колонны проводят с использованием различных вариантов метода тампонирования под давлением. Применение того или иного варианта тампонирования зависит от характера нарушения эксплуатационной колонны: сквозные дефекты со значительной приемистостью или негерметичность резьбовых соединений с "малой" утечкой.

Технический регламент устранения негерметичности обсадных колонн, используемый в ОАО "Оренбургнефть" для геолого-промысловых условий месторождений данного объединения, предусматривает следующую последовательность операций:

1. Останавливают, глушат и исследуют скважину.
2. Обследуют обсадную колонну.
3. Выбирают технологическую схему проведения операций, тип и объем тампонажного материала. Технологию тампонирования под давлением с оставлением тампонажного моста производят в соответствии с РД 39-1-843-82.
4. В случае, если в скважине межколонных проявлений не наблюдается, а негерметичность выявлена при гидроиспытании, то башмак НКТ устанавливают на 5–10 м выше искусственного забоя или цементного моста, расположенного над интервалом перфорации. В качестве тампонирующего материала используют гелеобразующие составы.
5. При установленном интервале негерметичности обсадной колонны применяют метод тампонирования под давлением с непрерывной (или с остановками) прокачкой тампонирующей смеси по затрубному пространству.
6. В случае, если в процессе эксплуатации наблюдались межколонные проявления, после отключения интервала перфорации башмак НКТ устанавливают на 200–300 м выше нижней границы предполагаемого интервала негерметичности.
7. В случае, если значение межколонного давления больше 4 МПа, в качестве тампонирующих материалов допускается использование отверждающихся составов.
8. В фонтанирующих скважинах допускается применение извлекаемого полимерного состава.

9. Изоляцию сквозных дефектов обсадных колонн осуществляют, если:

зона нарушения обсадной колонны расположена более чем на 500 м выше интервала перфорации. В этом случае устанавливают дополнительный цементный мост высотой не менее 5 м в интервале на 20–30 м ниже дефекта;

при наличии в колонне нескольких дефектов тампонируют каждый дефект производят последовательно сверху вниз, предварительно установив под очередным нарушением на расстоянии от 20 до 30 м разделительный мост высотой не менее 5 м;

при приемистости дефекта колонны более $3 \text{ м}^3/(\text{ч} \cdot \text{МПа})$ предварительно проводят работы по снижению интенсивности поглощения;

при приемистости $0,5 \text{ м}^3/(\text{ч} \cdot \text{МПа})$ в качестве тампонажного материала используют полимерные материалы;

при тампонировании под давлением лишний объем тампонажного раствора из зоны дефекта не удаляют;

на период отверждения скважину оставляют под избыточным давлением от 40 до 60 % от достигнутого при продавливании тампонажного раствора;

определяют местоположение установленного моста и разбуривают его, оставляя толщиной не менее 3 м над дефектом.

10. Оценку качества работ по тампонированию проводят в соответствии с действующими РД. При испытании отремонтированного интервала газом межколонные проявления должны отсутствовать. Качество РИР без отключения перфорированной зоны оценивают по результатам изменения межколонного давления при освоении и эксплуатации скважины. При определении показателя долговечности (среднего срока службы изолирующего тампона) устанавливают ежемесячный контроль за эксплуатацией скважины.

Восстановление герметичности обсадных колонн с применением стальных пластырей

В последние годы в ОАО "Оренбургнефть" (НГДУ "Бузулукнефть", "Бугурусланнефть") успешно проводят работы по герметизации обсадных колонн с применением стальных пластырей. Комплекс технических средств по установке металлических пластырей, разработанных институтом "ВНИИКрнефть" включает в себя:

устройство для установки металлических пластырей в эксплуатационной колонне типов "Дорн-1", "Дорн-2".

Технические данные обсадных колонн и периметры пластырей приведены в табл. 11.8;

скребок гидромеханический СГМ-2;

устройство для обследования обсадной колонны УОК-1;

устройство для поинтервальной опрессовки колонны УПОК-1;

гофрированные металлические пластыри.

Технология ремонта негерметичной обсадной колонны заключается в спуске гофрированного металлического пластыря в скважину на дефект и расширения его до сопряжения с внутренней поверхностью обсадной колонны с помощью дорна.

Успешность и результаты ремонта зависят от качества проведенных подготовительных работ в скважине, которые включают: шаблонирование обсадной колонны; промывку скважины; обследование (поиск места) негерметичности обсадной колонны; очистку внутренней поверхности обсадной колонны в интервале ремонта; поинтервальную опрессовку обсадной колонны.

Пластырь из тонкостенной трубы Ст10 с толщиной стенки 3 мм позволяет обеспечить герметичность эксплуатационной обсадной колонны при избыточном внутреннем давлении до 20 МПа и депрессии до 7–8 МПа. Стандартная длина пластыря 9 м. Может быть применен пластырь длиной до 15 м, сваренный на производственной базе, а также секционный сварной пластырь большей длины, сваренный над устьем скважины.

Таблица 11.8

Рекомендации по выбору режима установки пластыря

Диаметр ОК, мм	Толщина стенки ОК, мм	Пластырь		Режим установки пластыря		
		Периметр, мм	Натяг, % к периметру	Давление в устройстве, МПа	Усилие протяжки (в кН) при заходе головки в пластырь без давления	
					"Дорн-1"	"Дорн-2"
146	6,5	405	-3,1	18	125	115
				20	130	120
	7,0		-2,3	15	125	115
				20	130	120
	7,7		-1,3	15	130	120
				18	135	125
	8,5		0	12	115	105
				15	145	135
	9,5		+1,5	12	140	130
				15	170	160
168	10,7	466	+3,5	12	185	175
				15	230	210
	7,3		-3,3	15	150	—
				18	180	—
	8,9		-1,2	15	140	—
				18	150	—
	10,6		+1,0	15	150	—
	12,1		+3,2	15	210	—

Технический регламент установки стальных пластырей, разработанный в ОАО "Оренбургнефть" для геолого-промысловых условий месторождений данного объединения, предусматривает следующую последовательность операций:

1. После глушения скважины поднимают НКТ и другое скважинное оборудование.

2. Устанавливают в обсадной колонне на 50–100 м выше интервала перфорации цементный мост.

3. При необходимости доставляют на скважину комплект НКТ или буровых труб грузоподъемностью на 250 кН выше усилия, создаваемого весом колонны труб, спущенных до ремонтируемого интервала.

4. Производят гидравлическое испытание труб на избыточное давление не менее 15 МПа с одновременным шаблонированием их шаром диаметром не менее 36 мм.

5. Определяют глубину, размеры и характер нарушения обсадной колонны:

геофизическими методами – интервал нарушения;

поинтервальным гидравлическим испытанием с применением пакера – размеры нарушения с точностью ± 1 м;

боковой гидравлической печатью ПГ-2 (ТУ 39-1106–86) уточняют размеры и определяют характер нарушения.

6. Очищают внутреннюю поверхность обсадной колонны в интервале ремонта от загрязнений гидравлическим скребком СГМ-1 (ТУ 39-1105–86).

7. Производят шаблонирование обсадной колонны:

в колонне диаметром 146 мм используют шаблон 121 мм длиной 400 мм;

в колонне диаметром 168 мм используют шаблон 140 мм длиной 400 мм;

для шаблонирования участков колонны, расположенных ниже ранее установленного пластыря, муфты МСУ или другого сужения ствола скважины, может быть использован гидромеханический шаблон ШГ-1 соответствующего диаметра.

8. Замеряют внутренний периметр обсадных труб в интервале установки пластыря с помощью измерителей периметра ИП-1, опускаемых на НКТ или бурильных трубах.

9. Если в процессе обследования обсадной колонны выявлено несколько нарушений, подготовительные работы на каждом из них проводят последовательно в соответствии с пп. 5–8.

10. Сборку и подготовку устройства для запрессовки пластыря и продольно-гофрированных труб проводят на базе производственного обслуживания.

11. Дорны и многолучевой продольно-гофрированный пластырь типа ПМ для ремонта эксплуатационных обсадных колонн должны соответствовать требованиям ТУ 39-01-08-466–79.

12. Транспортирование дорна производят в собранном виде. Запрещается сбрасывать дорны и пластыри при их разгрузке с автомобиля.

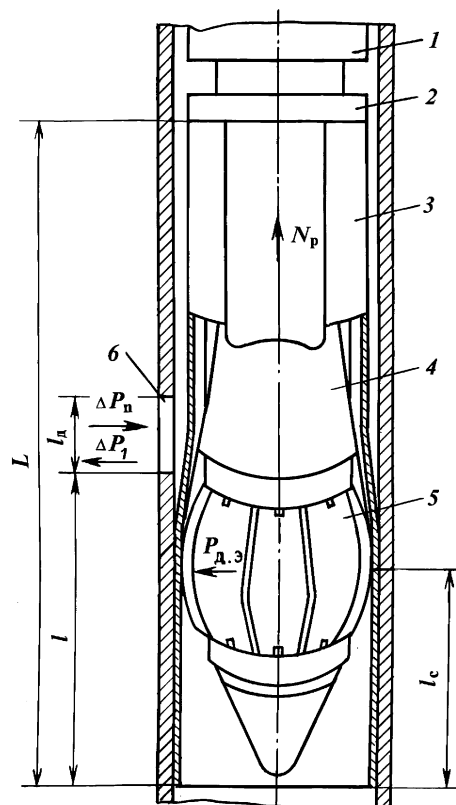
13. Дорн должен быть оборудован клапанами для долива и слива жидкости.

14. При работе на загрязненных жидкостях целесообразно над дорном устанавливать пескосборник.

15. Длина пластыря выбирается исходя из размеров поврежденного участка обсадной колонны. Длина пластыря должна быть не менее чем на 3 м больше длины повреждения. В большинстве случаев используются пластыри стандартной длины (9 м), при необходимости – удлиненные сварные.

Рис. 11.9. Гидравлическая дорнирующая головка:

L – общая длина пластыря; l – длина пластыря от его торца до дефекта; l_d – длина дефекта; l_c – длина сцепления пластыря при наличии упора на противоположном его конце; N_p – осевое усилие, необходимое для расширения пластыря до сопряжения с колонной; $P_{д.э}$ – радиальное усилие на дожимные элементы в дорнирующей головке; 1 – силовой толкатель-якорь; 2 – упор; 3 – пластырь; 4 – конус; 5 – дожимные элементы; 6 – дефект



16. Наружный периметр продольно-гофрированных заготовок пластыря выбирают исходя из результатов замеров внутреннего периметра обсадной колонны и толщины стенки ее в интервале ремонта (см. табл. 11.8).

17. На производственной базе и перед спуском в скважину на наружную поверхность продольно-гофрированных заготовок пластыря наносится слой герметика.

18. Технология установки стального пластыря в обсадной колонне (рис. 11.9, 11.10) следующая:

на устье скважины собирают дорн с продольно-гофрированной трубой;

дорн с заготовкой пластыря спускают на НКТ или бурильных трубах и устанавливают в интервале нарушения обсадной колонны;

соединяют нагнетательную линию со спущенной колонной труб, с помощью насоса цементировочного агрегата создают дав-

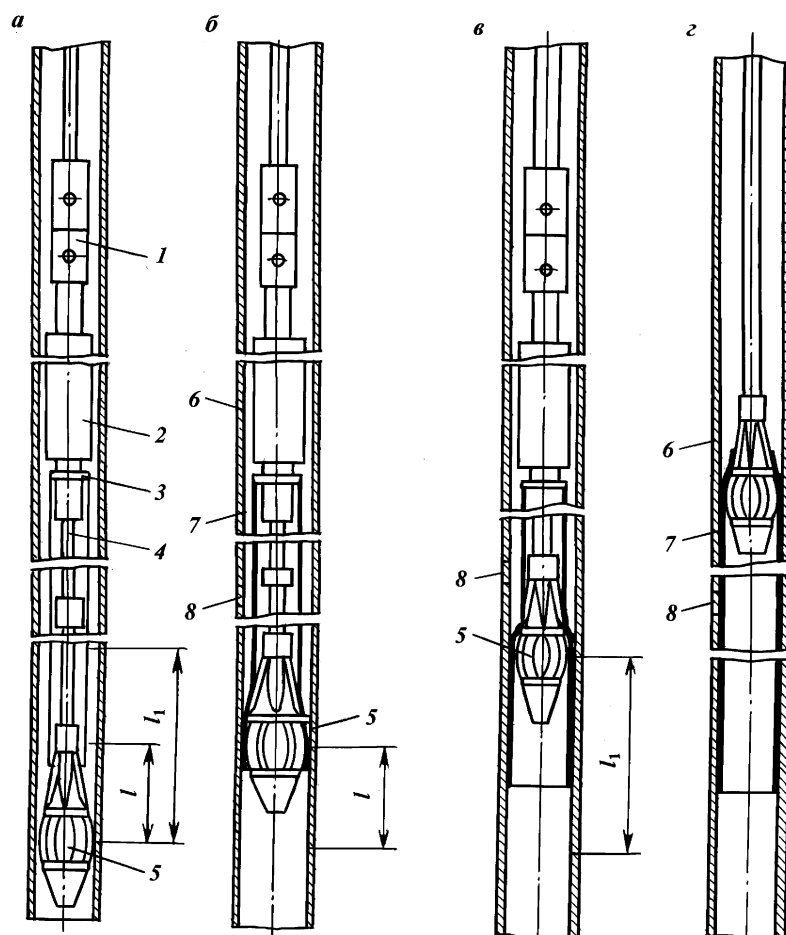


Рис. 11.10. Схема установки пластыря устройством ДОРН-1:

а – этап 1 – спуск устройства с пластырем к дефекту; *б* – этап 2 – заход головки в пластырь без давления на отрезке l (протяжка силовыми цилиндрами); *в* – этап 3 – расширение пластыря головкой на отрезке l_1-l (предварительное сцепление пластыря с обсадной колонной протяжкой силовыми цилиндрами); *г* – этап 4 – расширение пластыря головкой при подъеме инструмента; 1 – циркуляционные клапаны; 2 – силовые цилиндры; 3 – упор пластыря; 4 – штанга; 5 – гидравлическая дорнирующая головка; 6 – обсадная колонна; 7 – пластырь; 8 – дефект

ление и производят запрессовку пластыря. Давление запрессовки выбирают исходя из диаметра и толщины стенки обсадной колонны (табл. 11.9);

Таблица 11.9

**Технические данные обсадных колонн и периметры пластырей
для ремонта**

Диаметр ОК, мм	Толщина стенки ОК, мм		Условный внутренний диаметр ОК, мм	Расчетный внутренний периметр ОК, мм	Предпочти- тельный периметр пластыря, мм
	ГОСТ 632–64	ГОСТ 632–80			
140	6,0	(6,2)	127,7 (127,3)	401 (400)	398 (402)
	7,0	(7,0)	125,7 (125,7)	395 (395)	392 (396)
	8,0	(7,7)	123,7 (124,3)	388 (390)	386 (392)
	9,0	(9,2)	121,7 (121,3)	382 (381)	380 (382)
	10,0	(10,5)	119,7 (118,7)	376 (373)	374 (378)
	11,0	–	117,7	370	368
146	6,5	(6,5)	133 (133)	418 (418)	416 (420)
	7,0	(7,0)	132 (132)	414 (414)	412 (416)
	8,0	(7,7)	130 (131)	408 (411)	406 (412)
	9,0	(8,5)	128 (129)	402 (405)	400 (406)
	10,0	(9,5)	126 (127)	396 (399)	394 (406)
	11,0	(10,7)	124 (125)	389 (392)	386 (394)
168	6,5	–	155	487	484
	7,0	(7,3)	154 (154)	484 (484)	482 (486)
	8,0	(8,0)	152 (152)	477 (477)	474 (480)
	9,0	(8,9)	150 (150)	471 (471)	468 (474)
	10,0	(10,6)	148 (147)	464 (462)	460 (466)
	11,0	–	146	458	456
	12,0	(12,1)	144 (144)	452 (452)	450 (454)

приглаживают пластырь дорнирующей головкой при избыточном давлении не менее 4–5 раз;

не извлекая дорн из скважины, опрессовывают колонну, при необходимости приглаживание повторяют;

поднимают колонну труб с дорном, осваивают и вводят скважину в эксплуатацию по утвержденному плану.