МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ОРДЕНА ЛЕНИНА ОБЪЕДИНЕНИЕ ТАТНЕФТЬ
им. В.Д. ШАШИНА

Татарский государственный научно-исследовательский и проектный институт /ТатНИПИнефть/

ИНСТРУКЦИЯ ПО ТЕХНОЛОГИИ ОТКЛЮЧЕНИЯ ПЛАСТОВ С ВЫСОКИМ ДАВЛЕНИЕМ С ПРИМЕНЕНИЕМ РАЗБУРИВАЕМЫХ ПАКЕРОВ-ОТСЕКАТЕЛЕЙ КОНСТРУКЦИИ ТАТНИПИНЕФТЬ

РД 39 - 01 - 63 - 78

1978

gost.e-ecolog.ru

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ОРДЕНА ЛЕНИНА ОБЪЕДИНЕНИЕ ТАТНЕФТЬ

им. В.Д.ШАШИНА

Татарский государственный научно-исследовательский и проектный институт / ТатНИИнефть/

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель Министра

нефтяной промышленности

Ф.А.Халимов

ИНСТРУКЦИЯ

ПО ТЕХНОЛОГИИ ОТКЛЮЧЕНИЯ ПЛАСТОВ С ВЫСОКИМ ДАВЛЕНИЕМ С ПРИМЕНЕНИЕМ РАЗБУРИВАЕМЫХ ПАКЕРОВ-ОТСЕКАТЕЛЕЙ КОНСТРУКЦИИ ТАТНИИНЕФТЬ

РД 39 - 01 -63 - 78

1978

А Н Н О Т А Ц И Я

В условиях высоких пластовых давлений, возникающих в процессе заводнения залежи, методы отключения, основанные на нагнетании тампонирующих смесей в обводненный пласт, недостаточно эффективны. В связи с этим на промыслах объединения "Татнефть" при проведении ремонтно-изоляционных работ для отключения обводненных пластов применяются разбуриваемые пакеры-отсекатели конструкции ТатНИИнефть. Применение их позволяет значительно сократить время ремонта, материальные затраты и повысить эффективность проводимых работ.

Данная инструкция включает в себя основные сведения о конструкции и назначения пакеров, о видах и технологии ремонтно-изоляционных работ с их применением в нефтяных и нагнетательных скважинах, а также правила техники безопасности.

Инструкция предназначена для работников нефтедобывающей промышленности, связанных с решением проблемы ограничения притока вод в нефтяные скважины из пластов с высоким давлением и других видов ремонтов.

Составители: Асфандияров Х.А., Газизов А.Г., Калашников Б.М., Максимов А.Н., Попов А.А., Юсупов И.Г.

В составлении инструкции принимали участие Лерман Е.А., Сливченко А.Ф., Быков М.Т.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

Инструкция по технологии отключения пластов с высоким давлением с применением разбуриваемых пакеров-отсекателей конструкции ТатНИПИнефть

РД 39 - I - 63 - 78 впервые

Приказом Министерства нефтяной промышленности от 07.06.78 № 282

Срок введения с I июля 1978 г.

I.I. В системе разработки нефтяных месторождений метод ограничения притока вод из заводнившихся пластов путем их отключения является одним из средств регулирования разработки нефтеносных площадей.

I.2. Применение законтурного и внутриконтурного заводнений, наряду с ускорением добычи нефти, ускоряет и темпы обводнения нефтяных скважин. Количество скважин, обводненных закачиваемой водой, с каждым годом увеличивается. Поэтому, естественно, встает вопрос о успешной изоляции / или отключении/ обводнившихся пластов. Для достижения данной цели существуют различные методы. Одним из наиболее распространенных является метод установки цементного моста путем спуска в скважину на заданную глубину насосно-компрессорных труб с пакером или без него, и закачки через них цементного раствора или другой тампонирующей смеси. Этот метод сравнительно прост в технологии, но трудоемок, требует больших капитальных затрат и имеет низкую эффективность.

I.3. Низкая эффективность ремонтно-изоляционных работ в таких случаях цементными суспензиями, главным образом, объясняется тем, что применяющиеся при этом пакеры многократного действия не соответствуют условиям проведения ремонта. Снятие их с места посадки до отверждения тампонирующей смеси приводит к снижению качества изоляции. Поэтому наиболее перспективными являются методы, основанные на использовании пакеров разового действия с последующим разбуриванием. Существующие пакеры, например, взрывные типа ВП и ВПМ не обеспечивают необходимую герметичность отключения пластов в условиях высоких пластовых давлений и не позволяют нагнетать под них тампонирующие смеси, повышающие надежность проводимых операций по изоляции.

I.4. Отмеченные факторы, снижающие эффективность изоляционных работ и обусловливающие увеличение затрат времени на проведение ремонта, в значительной мере устраняются при использовании разработанных институтом "ТатНИПИнефть" разбуриваемых пакеров-отсекателей. Конструктивные особенности данного пакера позволяют осуществлять временное отключение высоконапорных пластов с оставлением пакера на забое, а также открытие отсекателя и закачивание под него жидкости или тампонирующей смеси на основе смол, цементных суспензий и др. С помощью двух пакеров можно отсекать отдельные пласты или пропластки в стволе скважины и производить обработку только определенных участков скважины. В частности, такая технологическая схема используется для отключения верхних и средних обводненных пластов. Зафиксированный пакер обеспечивает отсекание части ствола скважины при перепадах давления до 20-21 МПа.

I.5. Указанные качества разбуриваемого пакера позволяют повысить надежность отключения пластов на I5-20% по сравнению с обычным тампонированием, что оказывает прямое влияние на улучшение технико-экономических показателей ремонтно-изоляционных работ в скважинах с высоким пластовым давлением. Кроме того, перспективность данного способа изоляционных работ обусловливается простотой конструкции и возможностью широкого использования их в других вспомогательных операциях по ремонту скважин.

I.6. Настоящая инструкция является руководством по применению разбуриваемых пакеров при ремонтно-изоляционных работах в эксплуатационных и нагнетательных скважинах, связанных с изоляцией или отключением обводненных пластов, путем отключения нижнего, среднего или верхнего пластов, а также герметизацией эксплуатационных колонн.

I.7. В инструкции изложены основные сведения о конструкции разбуриваемых пакеров-отсекателей, назначении и условиях применения их в скважинах, технологии проведения водоизоляционных работ, а также правила техники безопасности.

Инструкция составлена по результатам стендовых и промысловых испытаний разбуриваемых пакеров в эксплуатационных и нагнетательных скважинах на нефтяных месторождениях Татарской АССР.

2. НАЗНАЧЕНИЕ ИЗДЕЛИЯ

2.I. Пакер предназначен для отключения обводнившихся пластов и ликвидации нарушений обсадных колонн.

2.I.I. При отключении обводнившегося пласта с закачкой тампонирующего материала использовать пакер по рис. I а.

2.I.2. При отключении обводнившегося пласта без закачки тампонирующего материала и ликвидации нарушения обсадной колонны использовать пакер по рис. I б.

2.2. Для временного отключения нижележащих перфорированных пластов в тех случаях, когда возникает необходимость в проведении исследования вышележащих пластов.

3. ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

3.I. Основные технические характеристики должны соответствовать указанным в таблице.

Таблица

Шифр	ПР-К-II8-2I	ПР-Т-II8-2I	ПР-К-I22-2I	ПР-Т-I22-2I	ПР-К-I36-2I	ПР-Т-I36-2I	ПР-К-I40-2I	ПР-Т-I40-2I
Способ посадки пакера	Гидравлический							
Давление посадки пакера, МПа /кгс/см^2/	I8-20 (I80-200)							
Максимальный перепад давления, воспринимаемый пакером, МПа /кгс/см2/	2I (2I0)							
Рабочая среда	нефть, газ, пластовая воды							
Температура рабочей среды, °С не более	I00							
Диаметр колонны обсадных труб по ГОСТ 633-64 мм	условный внутренний	I46				I68		
		I24-I28	I30-I33	I44,3-I46,3		I48,3-I50,3		
Присоединительная резьба гладких труб по ГОСТ 633-63	60							
Габаритные размеры, мм		II8	I22	I36		I40		
Масса, кг								

3.2. Исполнение изделия - первая категория, пятая по ГОСТ I5I50-69.

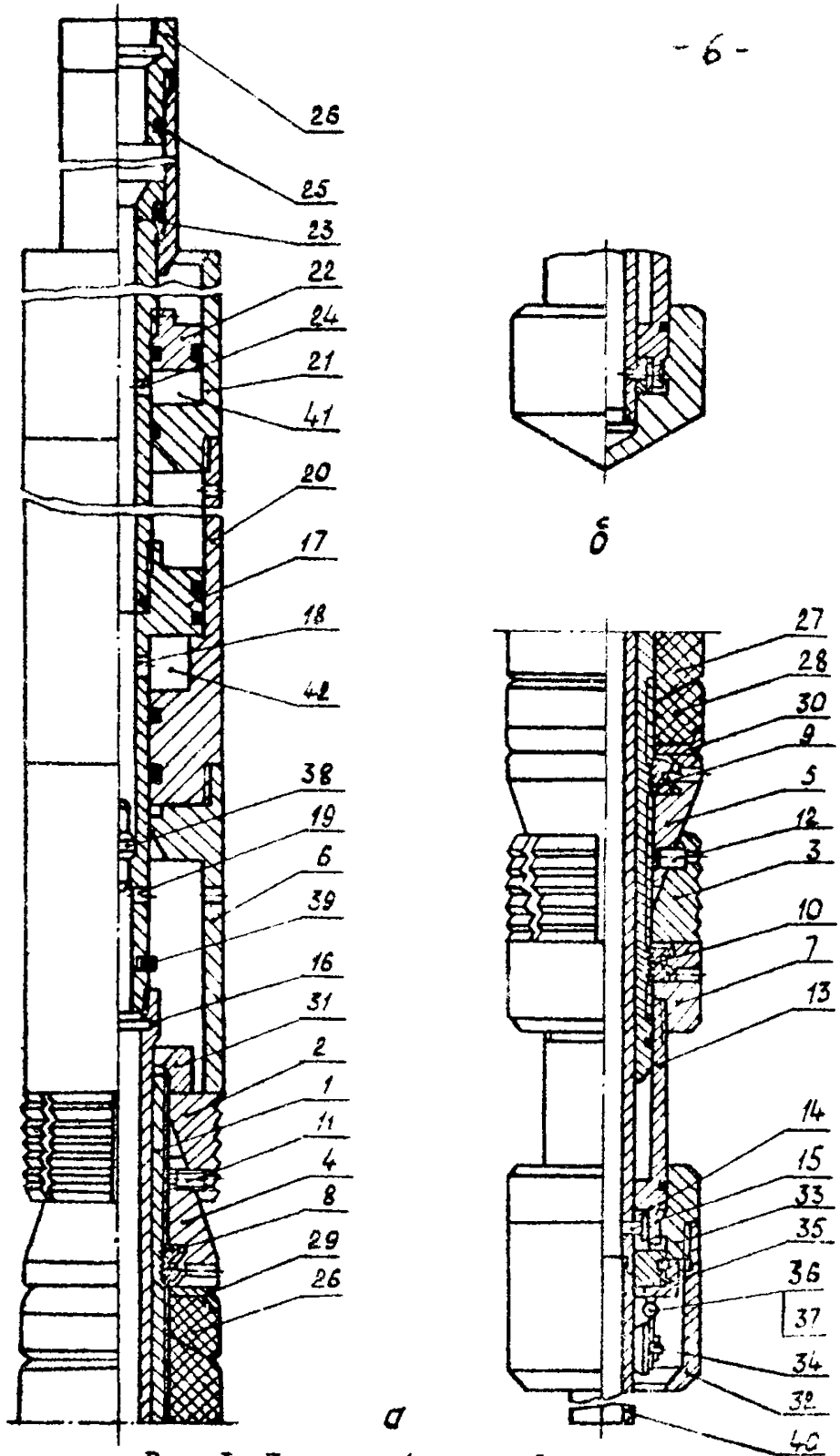


Рис. I Пакер разбуриваемый.

а/ с отсекающим клапаном б/ с заглушкой.

4. КОМПЛЕКТНОСТЬ

4.I. Комплект поставки должен соответствовать указанному в таблице 2.

Таблица 2

Н и Ф р	ПР-К-II8-2I	ПР-Т-II8-2I	ПР-К-I22-2I	ПР-Т-I22-2I	ПР-К-I36-2I	ПР-Т-I36-2I	ПР-К-I40-2I	ПР-Т-I40-2I
Пакер в сборе, шт				I				
Инструмент посадочный ИП-I36-30, шт				I		–		
Ключ, шт				I				
Вороток, шт				I				
Паспорт, экз				I				
Запасные части к посадочному инструменту. Кольца резиновые уплотнительные круглого сечения по ГОСТ 9833-73, шт								
049-055-36-2-2		2		!	–			
052-060-46-2-2				6				
098-I05-46-2-2		3		!				
		–		!				

ПРИМЕЧАНИЕ: а/ при поставке I0 или менее пакеров в один адрес поставляется один комплект посадочного инструмента и принадлежностей, при этом количество запасных частей к посадочному инструменту увеличивается на количество поставляемых пакеров;

б/ при поставке одного пакера и комплекта инструмента и принадлежностей запасные части не поставляется.

5. УСТРОЙСТВО И ПРИНЦИП РАБОТЫ

5.1. Пакер содержит корпус I / см. рис. I а/ на котором размещены верхний и нижний якорные узлы, включающие плашки 2 и 3, конуса 4 и 5, толкатель 7, и фиксаторы 8,9,10, выполненных в виде упругих разрезанных колец с резьбовой нарезкой на внутренней и наружной поверхностях, плашки 2 и 3, связанных с конусами 4 и 5 посредством срезных винтов II и I2. К толкателю 7 нижнего якорного узла присоединен телескопически установленный на корпусе I патрубок I3, который нижним концом через кольцо I4 и срезные штифты I5 соединяется со штоком I6 инструмента посадочного. Между якорными узлами размещен уплотнительный элемент, включающий манжеты 26,27 и 28 с антизатекателями 29 и 30. К верхнему концу корпуса I присоединена направляющая втулка 3I. К нижнему концу пакера присоединен отсекающий клапан, включающий кожух 32, седло 33, подпружиненную заслонку 34, закрепленную к гайке 35 с помощью ушков 36 и оси 37.

5.2. При отключении обводнившегося пласта без закачки тампонирующего материала и ликвидации нарушений обсадной колонны отсекающий клапан заменяется на заглушку /рис. I б/.

5.3. Инструмент посадочный служит для посадки пакера в скважине. Он содержит корпус I7 /см. рис. I а/ с радиальными отверстиями I8 и I9, на котором установлен нижний цилиндр 20 с резиновыми уплотнительными кольцами. К верхнему концу цилиндра 20 присоединен верхний цилиндр 2I, внутри которого размещен поршень 22. Причем корпус I7 и нижний цилиндр 20 образуют между собой гидравлическую камеру 42, а верхний цилиндр 2I и поршень 22 - камеру 4I. Корпус I7 через патрубок 23 с радиальными отверстиями 24

и переходники 25 и 26 соединяется с колонной НКТ. К нижнему концу корпуса I7 присоединен шток I6 с радиальными отверстиями в нижней части под штифты I5, соединяющие пакер с посадочным инструментом. Нижний конец штока I6 имеет патрубок 40, удерживающий заслонку 34 отсекающего клапана в открытом положении. В центральном канале корпуса ниже отверстия I8 в седле устанавливается приемный клапан 38. На нижнем конце корпуса I7 установлен фиксатор 39 в виде упругого разрезанного кольца.

5.4. Принцип работы пакера.

После спуска пакера в скважину в сборе с инструментом посадочным на необходимую глубину в колонну насосно-компрессорных труб сбрасывают приемный клапан 38 /см.рис. Iа/, который садится в седло корпуса, и создают в ней избыточное давление. От давления в гидравлических камерах 4I и 42 возникает усилие, которое перемещает цилиндры 2I и 20 с толкателем 6 вниз, а корпус I7 и поршень 22 - вверх. При этом нижний конец толкателя 6 действует на верхний шлипс 2 и перемещает его вместе с конусом 4, антизатекателем 29 и манжетой 26 вниз. Одновременно корпус I7 и поршень 22, перемещаясь вверх, увлекают за собой патрубок I3, толкатель 7, шлипс 3, конус 5, антизатекатель 30. Вследствие чего происходит деформация манжет 26,27,28 и антизатекателей 29 и 30, которые, прижимаясь к стенке обсадной трубы, герметизируют кольцевое пространство между корпусом пакера и обсадной трубой. Конуса 4,5 и толкатель 7 удерживаются от обратного перемещения фиксаторами 8,9 и I0. При давлении I6-I7 МПа /I60-I70 кгс/см^2/ срезаются винты II и I2, шлипсы 2 и 3, двигаясь по конусам 4 и 5, прижимаются к обсадной колонне, фиксируя пакер от осевого

перемещения. При давлении 18-20 МПа /180-200 кгс/см^2/ происходит окончательное уплотнение, заякоревание и отсоединение пакера от инструмента посадочного /срез штифтов 15 /. Одновременно цилиндр 20 и корпус 17, двигаясь относительно друг друга, сообщают зоны в центральном канале корпуса над приемным клапаном и под ним через отверстия 18 и 19, т.к. выступ цилиндра 20 переместится под отверстие 19, а патрубок 40 будет удерживать заслонку 34 в открытом положении, и кольцо 39 фиксирует толкатель 6 от перемещения вверх.

6. УКАЗАНИЯ МЕР БЕЗОПАСНОСТИ

6.1. Прежде чем приступить к эксплуатации пакера необходимо внимательно изучить инструкцию по эксплуатации.

6.2. При эксплуатации пакера и технологии руководствоваться действующимися "Правилами безопасности в нефтедобывающей промышленности".

6.3. Запрещается производить ремонтно-изоляционные работы с помощью разбуриваемых пакеров без наличия утвержденного плана работ с указанием цели и интервала /глубины/ установки разбуриваемых пакеров и последовательности проведения предусмотренных операций /указанного в приложении/.

6.4. Подъезд цементировочных агрегатов к устью скважины для опрессовки НКТ, приготовления тампонирующей смеси или закачивания продавочной жидкости разрешается только по личному указанию мастера /лица/, ответственного за проведение работ.

7. ПОДГОТОВКА ИЗДЕЛИЯ К РАБОТЕ

7.1. Произвести внешний осмотр пакера и инструмента посадочного. На деталях не должно быть забоин, раковин и порывов.

7.2. Проверить наличие уплотнительных колец инструмента посадочного.

7.3. Отвернуть отсекающий клапан пакера от патрубка I3 /см. рис. I а/.

7.4. Извлечь из проточки нижнего конца патрубка I3, кольцо I4 со штифтами I5.

7.5. Ввести шток I6 во внутренний канал пакера.

7.6. Установить кольцо I4 на шток I6 и вставить штифты в совмещенные отверстия штока и кольца.

7.7. Навернуть отсекающий клапан пакера на патрубок I3.

7.8. Переводником 26 соединить сборку с колонной насосно-компрессорных труб.

8. ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ

8.I. Техническое обслуживание включает в себя разборку инструмента посадочного, промывку, смазку деталей и сборку. С заменой всех уплотнительных колец.

8.2.I. Установить инструмент посадочный в тисах, закрепив его на наружной поверхности цилиндра 20 и, отвернув толкатель 6, снять фиксатор 39 с корпуса I7.

8.2.2. С помощью молотка из меди, ударяя по переходнику 26 переместить корпус I7 в крайнее нижнее положение.

8.2.3. Трубным ключем, зажимая шток I6 по проточкам, выполненным на нем, отвернуть его от корпуса I7, вставив вороток в отверстия I9.

8.2.4. Отвернуть нижний цилиндр 20 от верхнего 2I и снять его с корпуса I7.

8.2.5. Вывернуть патрубок 23 из корпуса I7.

8.2.6. Снять верхний цилиндр 21 с патрубка 23.

8.2.7. Отвернуть поршень 22 от патрубка 23.

8.2.8. Вывернуть переходник 26 из переходника 25.

8.2.9. Извлечь патрубок 23 из переходника 25.

8.2.10. Снять все резиновые уплотнительные кольца.

8.3. Промыть детали в дизельном автотракторном топливе ГОСТ 305-73.

8.4. Смазать детали техническим вазелином или солидолом по ГОСТ 4366-64.

8.5. Установить в канавки новые уплотнительные кольца.

8.6. Сборка инструмента посадочного производится в обратной последовательности.

9. ПОДБОР И ИССЛЕДОВАНИЕ СКВАЖИН ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ РАЗБУРИВАЕМЫХ ПАКЕРОВ-ОТСЕКАТЕЛЕЙ

9.1. На основании анализа условий изоляции водопритоков и эксплуатации скважин установлены следующие возможные варианты использования разбуриваемых пакеров-отсекателей.

9.1.1. Отключение нижних обводненных пластов с применением тампонажного материала и без него; временное отключение нижнего пласта.

9.1.2. Отключение "верхних" и"средних" пластов / в литологической колонке / с применением тампонирующих материалов.

9.1.3. Временное отключение пластов при восстановлении герметичности колонн, исследовании верхних пластов и других подобных операциях.

9.2. Подбор скважин для проведения ремонтно-изоляционных работ осуществляется, исходя из указанных выше назначений пакеров-отсекателей.

9.2.1. Отключение обводненного пласта в скважине с применением пакера проводится в скважинах:

а/ в которых обеспечивается давление на пакер не более 21 МПа /210 кгс/см^2/;

б/ при отсутствии нарушений эксплуатационной колонны в интервале установки пакера;

в/ в которых расстояние между двумя перфорированными пластами для установки пакера не менее 3-х метров.

9.3. Перед проведением ремонтно-изоляционных работ с использованием разбуриваемых пакеров проводится следующий комплекс промыслово-геофизических исследований.

9.3.1. На основании проб, отобранных из скважин, устанавливается содержание нефти и воды в добываемой жидкости, химический состав и плотность пластовой воды.

9.3.2. Анализируются промыслово-геологические данные по скважине и устанавливаются обводненные пласты, пластовые давления, а также пути водопритоков.

9.3.3. Определяется приемистость скважины /пласта/, закачиванием пресной или пластовой воды в объеме 3-4 м^3 при давлениях, допустимых на эксплуатационную колонну и не превышающих давление гидроразрыва пласта.

9.3.4. Исследуется профиль притока или приемистости жидкости из перфорированного интервала при помощи расходомера типа РГД.

9.3.5. Исследуется состояние цементного кольца скважины акустическим каротажем.

9.3.6. При недостаточной информации / по пп. 8.3.I - 8.3.6./ проводятся исследования по определению обводненных или водоносных пластов, мест нарушения эксплуатационных колонн, а также путей водопритоков и интервалов поглощения жидкости путем закачивания в предполагаемый интервал различных жидкостей, активированных изотопами; акустическим каротажем и гамма-дефектомером, дебитомером РГД-IМ или другими геофизическими методами /НГК, ИННК, КНАМ, термометрия, СГЛ, ВГД/.

9.3.7. В целях установления эффективности проведенных операций в нефтяной скважине повторно после ремонта исследуется профиль притока жидкости из перфорированного интервала, оценивается изменение дебита скважины и водо-нефтяного соотношения на основе отбора проб.

В нагнетательных скважинах исследуется профиль приемистости перфорированного интервала и определяется общий расход закачиваемой воды при постоянном режиме работы скважин.

9.3.8. Конкретно минимально необходимый объем исследований определяется для каждой скважины индивидуальным планом работ.

IO. ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ НА СКВАЖИНЕ ДО СПУСКА РАЗБУРИВАЕМЫХ ПАКЕРОВ

IO.I. Устанавливается на устье скважины подъемное сооружение

IO.I.I. Скважина заполняется минерализованной пластовой водой /водным раствором хлористого кальция/ или другой жидкостью, обеспечивающей противодавление на пласт.

10.1.2. Извлекаются из скважины насосно-компрессорные трубы и подземное эксплуатационное оборудование.

10.2. Исследуется приемистость изолируемого пласта путем нагнетания пластовой воды при давлении, не превышающем допустимое на эксплуатационную колонну.

10.3. Производится шаблонирование эксплуатационной колонны, зачистка скребером места установки разбуриваемого пакера и опрессовка заливочных труб /НКТ/.

10.4. Для шаблонирования эксплуатационной колонны условным диаметром 146 мм применяется шаблон диаметром 124 мм длиной 2 м, для колонны с диаметром 168 мм - 144 мм и длиной 2 м.

10.5. На скважину доставляется в комплекте с пусковым инструментом разбуриваемый пакер, тампонирующие материалы /Смола ТСД-9, цемент, гипан, и др./, продавочная жидкость согласно плана проведения работ.

10.6. На площадке у скважины устанавливается необходимая техника для проведения работ /цементировочный агрегат, смесительная машина, водовоз и др./.

II. ТЕХНОЛОГИЯ ПРОВЕДЕНИЯ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ С ПРИМЕНЕНИЕМ РАЗБУРИВАЕМЫХ ПАКЕРОВ В НЕФТЯНЫХ И НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ

II.I. После проведения подготовительных работ и необходимого комплекса промыслово-геофизических исследований на скважине, производится сборка разбуриваемого пакера, проверка его узлов и состояния. Пакер соединяется с инструментом посадочным, репером и на насосно-компрессорных трубах спускается в скважину ниже

пласта, на глубину, предусмотренную планом проведения работ.

II.I.I. Скорость спуска пакера не должна превышать 0,5 м/сек.

II.I.2. Проверяется глубина спуска пакера по реперу.

II.I.3. Промывается интервал посадки пакера в течение 3-5 мин. путем закачки промывочной жидкости в НКТ.

II.I.4. Создается избыточное давление в НКТ не менее 20 МПа /200 кг/см^2/.

II.I.5. Поднимаются НКТ с инструментом посадочным и репером.

II.2.I. Спускается верхний пакер с клапаном на 3-5 м выше кровли отключаемого пласта и устанавливается аналогично выше указанному.

II.2. Проверяется герметичность пакера при открытом затрубном пространстве на давление I5,0 МПа /I50 кгс/см^2/. Определяется приемистость отключаемого пласта на различных скоростях работы агрегата, при давлениях I0,0, I2,5, I5,0 МПа /I00,I25, I50 кгс/см^2.

II.3. Поднимается колонна труб на 2,0-2,5 м и закачивается расчетный объем изоляционного материала /например, смола ТСД-9, цементный раствор, гипан и др./ по технологии, предусмотренной в конкретном плане на проведение изоляционных работ. При достижении тампонирующей смеси открытого конца труб, колонна НКТ сажается на пакер и смесь задавливается в перфорированный интервал пласта между пакерами.

II.3.I. Объем продавочной жидкости берется из расчета оставления в НКТ тампонирующей смеси на 50 м выше пакера.

II.4. Приподнимается колонна НКТ на 2,0-2,5 м выше пакера и излишняя тампонирующая смесь вымывается из труб.

II.5. Поднимается НКТ и скважина оставляется на время отверждения тампонирующей смеси.

II.6. Разбуривается верхний пакер, мост из отвержденной тампонирующей смеси до нижнего пакера, промывается ствол скважины, проверяется герметичность отключаемого интервала при избыточном давлении до I5,0 МПа /I50 кгс/см^2/, скважина заполняется жидкостью, обеспечивающей противодавление на пласт.

II.7. Исследуется изолированный интервал пласта с помощью РГД и акустическим методом.

II.8. Разбуривается нижний пакер, осваивается скважина через НКТ, производится промывка ствола скважины и освоение интервала эксплуатации по общепринятой технологии с использованием компрессора.

II.9. Исследуется скважина расходомером и глубинным термометром для определения притока жидкости из перфорированного интервала.

II.I0. Определяется дебит жидкости в процессе работы скважины в режиме, установленном до ремонта.

II.II. Отбираются пробы жидкости /не менее 3-х раз в неделю/ и определяется процентное содержание в ней нефти и воды.

II.I2. Составляется акт о результатах проведения ремонтно-изоляционных работ.

II.I3. В случае отключения нижнего пласта, а также при проведении работ по ликвидации нарушения эксплуатационной колонны, спускается только один пакер и производится закачка изоляционного материала в интервал ниже пакера, или в интервал нарушения эксплуатационной колонны.

II.I4. В скважинах, задавленных утяжеленным глинистым раствором плотностью I,5-I,6 г/см^3 подготовительные работы и посадка пакера осуществляется аналогично. При этом перед посадкой пакера производится промывка ствола скважины пластовой водой с таким расчетом, чтобы глинистый раствор поднялся выше места установки пакера на I50-200 м.

СОГЛАСОВАНО
Главный геолог НГДУ
_____
"__" _____ 1978 г.

УТВЕРЖДАЮ
Гл. инженер УПНП и КРС
_____
Гл. геолог УПНП и КРС
_____
"__" _____ 1978 г.

ТИПОВОЙ ПЛАН

работ по отключению пластов разбуриваемыми пакерами-отсекателями конструкции ТатНИПИнефть

Цель работ - отключение среднего или верхнего пласта разбуриваемыми пакерами.

I. Данные по скважине

Диаметр скважины	мм
Глубина скважины	м
Диаметр эксплуатационной колонны	м
Искусственный забой	м
Цемент за эксплуатационной колонной поднят до глубины от устья	м
Интервал перфорации	м
Пластовое давление	МПа
Давление водоносного пласта	МПа

Скважина вступила в эксплуатацию . . . . . 197 г. с дебитом ..... т/сутки нефти и ..... % воды уд.веса ..... г/см^3. Способ эксплуатации /фонтанный, ЭЦН и НГН/. Скважина начала обводняться ..... м-ца 197 г. при ..... способе эксплуатации. Пластовое д

забойное давление в начале эксплуатации равнялось $P_{пл}$ = МПа, $P_{заб}$ = МПа.

Начальный ВНК прослеживается на глубине ..... м, текущий ..... м.

В ..... м-це 197 г. в скважине производили капитальный ремонт в целях изоляции притока вод в интервале глубин. ..... м при дебите ..... т/сут нефти и обводненности продукции ..... %. Уд. вес воды ..... г/см^3. Задавливание изоляционного материала проводили через ..... фильтр. При максимальном давлении ..... МПа в пласт задавили _____ м^3 ..... раствора.

После проведенного ремонта скважина работала с дебитом ... т/сут нефти и ..... % воды удельного веса ..... г/см^3.

В связи с прорывом воды по пласту, расположенным в интервале глубин ..... м, решено отключить данный интервал пласта из разработки с применением разбуриваемых пакеров-отсекателей конструкции ТатНИПИнефть.

2. Исследование скважины

В целях уточнения интервала обводнения и места установки пакера в скважине произвести следующие исследования:

2.1. Анализируется промысловый материал в целях определения причины обводнения скважины.

2.2. При недостаточности информации для определения места установки пакера необходимо:

а/ определить текущее положение ВНК методами ИНК, НГК, НИК;

б/ исследовать состояние цементного кольца в заколонном пространстве при помощи акустического каротажа АКЦ;

в/ исследовать профиль притока жидкости в скважину при помощи расходомера и профиль приемистости при давлениях I0,0, I2,5 и I5,0 МПа /I00, I25, I50 кгс/см^2/.

3. Технология проведения работ

3.I. После промывки ствола и заполнения жидкостью, обеспечивающей противодавление на пласт произвести шаблонирование эксплуатационной колонны шаблоном длиной 2000 мм и диаметром I24 мм /для колонны I46 мм/ с одновременной опрессовкой заливочных труб на избыточное давление до 220 МПа /220 кгс/см^2/. Шаблон спускается до искусственного забоя скважины.

3.2. Поднять колонну НКТ с шаблоном.

3.3. Спустить в скважину разбуриваемый пакер с заглушкой и репером на 3-5 м ниже перфорированного интервала отключаемого пласта.

3.4. Проверить глубину спуска пакера по реперу.

3.5. Промыть место установки пакера в течении 3-5 мин.

3.6. Сбросить в колонну насосно-компрессорных труб приемный клапан.

3.7. Создать избыточное давление в НКТ не менее 20 МПа /200 кгс/см^2/.

3.8. Поднять НКТ с инструментом посадочным и репером.

3.9. Аналогичным образом спустить верхний пакер с клапаном на 3-5 м выше кровли отключаемого пласта и произвести его посадку.

3.I0. Определить приемистость интервала пласта, заключенного между пакерами при давлениях I0,0, I2,5, I5,0 МПа /I00,I25

и I50 кгс/см^2/.

3.II. Приподнять колонну НКТ на 2,0-2,5 м и закачать расчетный объем тампонирующей смеси в трубы. При достижении ее открытого конца труб, колонна сажается на пакер и тампонирующая смесь задавливается в перфорированный интервал пласта между пакерами./В качестве тампонирующей смеси может использоваться цементный раствор, гипан, смола ТСД-9 или др. отверждающая смесь/.

3.I2. Объем продавочной жидкости берется из расчета оставления в НКТ тампонирующей смеси на 50 м выше пакера.

3.I3. Приподнять колонну НКТ на 2,0-2,5 м выше пакера и вымыть излишнюю тампонирующую смесь из труб обратной промывкой.

3.I4. Поднять НКТ и скважину оставить на время отверждения тампонирующей смеси.

3.I5. Разбурить пакер, мост из тампонирующей смеси. Проверить герметичность интервала изоляции при избыточном давлении до I5 МПа /I50 кгс/см^2/ и при необходимости, исследовать существующими промыслово-геофизическими методами исследования. Разбурить нижний пакер, промыть ствол скважины до забоя, поднять колонну НКТ.

3.I6. Исследовать перфорированный интервал ствола скважины подлежащий эксплуатации акустическим каротажем, глубинным термометром.

3.I7. Освоить скважину путем спуска НКТ, оборудованных в конце воронкой, по общепринятой технологии с использованием компрессора.

3.I8. Исследовать скважину расходомером для определения притока жидкости из перфорированного интервала пласта.

3.19. Определить дебит жидкости скважины в режиме работы установленном до ремонта.

3.20. Отобрать пробы жидкости / не менее трех / через каждые два дня в течение 10 дней.

Ст. инж. ЦИНП и КРС

Ст. геолог ЦИНП и КРС

Татполиграфиздат Т 500
зак. 31-10 октябрь 1978.

gost.e-ecolog.ru