

ТЕХНОЛОГИИ ИЗОЛЯЦИИ МЕСТ НЕГЕРМЕТИЧНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ ПАКЕРНЫМИ КОМПОНОВКАМИ. МЕТОДЫ УСТАНОВКИ ПАКЕРОВ ПРИ НЕДОСТАТОЧНОЙ НАГРУЗКЕ

TECHNOLOGIES FOR PRODUCTION CASING LEAKS ISOLATION WITH PACKER ASSEMBLES
PACKER SETTING METHODS WITH UNDERLOAD

М.Х. АМИНЕВ

заместитель директора по новой технике и технологиям, ООО НПФ «Пакер»
ведущий инженер-технолог службы разработки скважинных технологий ООО НПФ «Пакер»

Октябрьский
Aminev@npf-paker.ru
skv-tehn@npf-paker.ru

А.А. ЗМЕУ

M.H. AMINEV

Deputy Director on New Equipment and Technologies,
Packer NPF, LLC
Lead Manufacturing Engineer of Well
Technology Development, Packer NPF, LLC

Oktyabrskiy

A.A. ZMEU

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:

ООО НПФ «Пакер», пакерные установки, негерметичность эксплуатационных колонн, высокая обводненность, технология изоляции

KEYWORDS:

Packer NPF, LLC, developed single and double packers assemblies, casing leaks, high water cut, isolation technology

В настоящее время большая часть нефтяных месторождений России находится на поздней стадии разработки и характеризуется высокой и постоянно увеличивающейся обводненностью добываемой продукции. Одной из причин высокой обводненности является наличие негерметичности эксплуатационных колонн.

Возникновение негерметичности эксплуатационных колонн связано как с качеством первичного цементирования колонн, так и с самыми различными условиями эксплуатации скважин.

Для решения проблемы негерметичности эксплуатационных колонн применяются различные технологии с использованием тампонажных составов и

технических средств, каждая из которых имеет свои преимущества и недостатки, свою область применения.

Ремонтно-изоляционные работы (РИР) являются одним из основных видов капитального ремонта скважин по восстановлению конструкции скважин и устранению негерметичности эксплуатационных колонн.

На сегодняшний день стоимость РИР высока настолько, что некоторые нефтегазодобывающие предприятия вынуждены отказываться от их проведения. А обводнение ставит под угрозу продолжение рентабельной эксплуатации основных обустроенных объектов добычи нефти. Большое количество скважин, достигнув предела рентабельности, уходит из действующего фонда. В то же время

высокий процент неработающего фонда не означает полного отбора удельных извлекаемых запасов каждой простаивающей скважины.

На основании выше изложенного совершенствование ранее известных технологий, направленных на снижение объемов попутно добываемой воды и увеличение нефтеотдачи частично заводненных пластов, являются весьма актуальным.

По данным начальника отдела и учета оборудования ЦДО ОАО «Варьеганнефтегаз» ТНК-ВР Афанасьев А.В. (журнал «Инженерная Практика», выпуск 5-2011): «экономия на каждом РИР и ликвидации негерметичности эксплуатационной колонны (ЛНЭК) пакером составляет до ▶

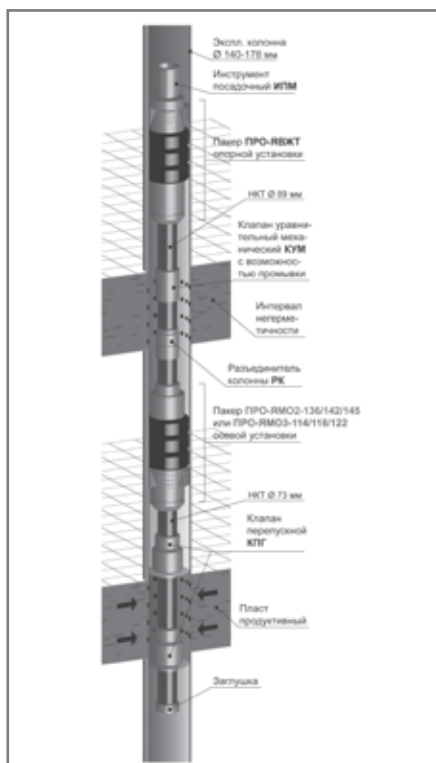


Рис. 1.

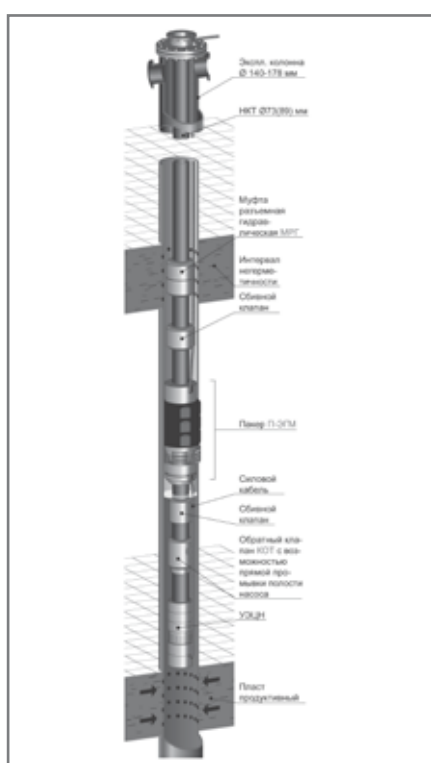


Рис. 2.

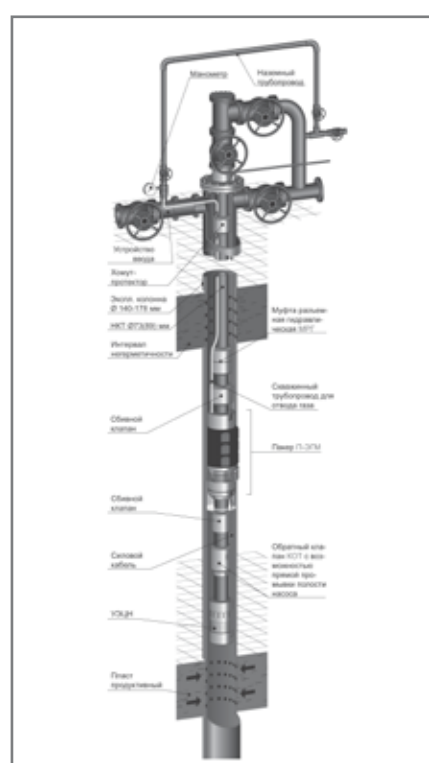


Рис. 3.

1,0 млн.руб». То есть сегодня в определенных скважинных условиях эффективней и целесообразней применение технических средств для ЛНЭК, чем традиционное применение различного рода тампонажных растворов и хим.реагентов.

Различными производителями оборудования предлагаются множество технических решений для борьбы с негерметичностью эксплуатационных колонн. Одним из таких решений нашей фирмы является применение одно- двухпакерных компоновок, изолирующих место негерметичности эксплуатационной колонны. С помощью пакерных компоновок решаются определенные скважинные задачи, позволяющие вести эксплуатацию скважин с одновременной изоляцией негерметичности эксплуатационной колонны.

Установка компоновок для изоляции негерметичности возможна как в жесткой сцепке с подземным оборудованием, так и в автономном режиме. В компоновках обязательно предусматривается:

- возможность выравнивания давления в над- и межпакерном пространстве для уменьшения нагрузки при срыве компоновки после длительной эксплуатации;
- применение узлов безопасности для уменьшения рисков возникновения осложнений, которые мы должны предусматривать при эксплуатации скважины;
- возможность смены насосно-компрессорных труб или всего подземного оборудования без извлечения пакерной компоновки;

Данные компоновки успешно прошли скважинные испытания и продолжают эксплуатироваться многими нефтегазодобывающими компаниями.

При наличии расстояния между насосным оборудованием и интервалом

перфорации применяются автономные двухпакерные компоновки типа 2ПРОК-СИАМ-1 с механическим инструментом посадочным, используемые на фонде скважин с небольшой глубиной установки, где имеется возможность передать крутящий момент на инструмент посадочный (ОАО «Удмуртнефть»). При глубине установки более 2000 метров и наличии значительных углов отклонения от вертикали более применима двухпакерная автономная компоновка типа 2ПРОК-СИАГ-1 (рис. 1) с гидравлическим инструментом посадочным, который дает большую однозначность при установке компоновки в скважине (ТПП «Лангеласнефтегаз» ООО «Лукойл-Западная Сибирь»).

Для отсечения интервалов негерметичности выше интервала перфорации при эксплуатации скважины УЭЦН применяется однопакерная компоновка 1ПРОК-ИВЭ-1 (рис. 2). Позволяет отказаться от проведения дорогостоящих и не всегда эффективных РИР и располагать пакер П-ЭГМ как непосредственно над УЭЦН, так и на удалении от него до 1500 м. Что позволяет применять компоновку 1ПРОК-ИВЭ-1 в различных скважинных условиях. Компоновка прошла неоднократные скважинные испытания в ТНК-ВР, ОАО «Роснефть», ОАО НК «Руснефть», ОАО «Лукойл» д.р.

Вопрос отвода свободного газа из подпакерного пространства при эксплуатации УЭЦН с негерметичной эксплуатационной колонной решается применением однопакерной компоновки 1ПРОК-ИВЭГ (рис. 3) с капиллярным трубопроводом, которая успешно прошла скважинные испытания в ОАО «Варьеганнефтегаз», ТНК-ВР.

При эксплуатации скважин УШГН с негерметичностью эксплуатационной колонны выше интервала перфорации применяются: однопакерная компоновка

1ПРОК-УО-1 (рис. 4) и двухпакерная компоновка 2ПРОК-УОИВ-1 (рис. 5), позволяющие произвести натяжение колонны НКТ, при этом снизить эксплуатационные затраты, и увеличить наработку подземного оборудования, а также применить технологию уменьшения обводненности продукции, что подтверждено скважинными испытаниями в ОАО «Белкамнефть» (журнал «Нефть России», выпуск 8/2011).

Также необходимо отметить наличие сложностей установки пакерных компоновок в наклонно-направленных скважинах, в горизонтальных участках эксплуатационных колонн и при небольшой глубине установки пакерных компоновок. В данных случаях нет возможности передать требуемую нагрузку на пакерную компоновку и, как следствие, гарантировать ее герметичность или способность выдерживать требуемый перепад давлений. Так же это актуально при установке пакеров в системе ППД и при проведении ремонта устьевого оборудования.

Для обеспечения передачи необходимой нагрузки на пакер или пакерную компоновку применяется разработанное специалистами нашей фирмы – Устройство Установочное Гидравлическое (УУГ) и созданная на его основании якорная компоновка ЯКПРО-СДУ (рис. 6). Данная компоновка обеспечивает передачу осевой нагрузки в 16,0 тонн при подаче гидравлического давления 25,0 МПа. Тем самым, мы имеем возможность качественно установить пакерную компоновку на любом проблемном участке эксплуатационной колонны.

Успешное применение якорная компоновка ЯКПРО-СДУ показала при установке автономных двухпакерных компоновок 2ПРОК-СИАМ-1 в ОАО «Ульяновскнефть», ТОО «Заман Энерго» респ.Казахстан, ОАО «ТНК-Уват». ■

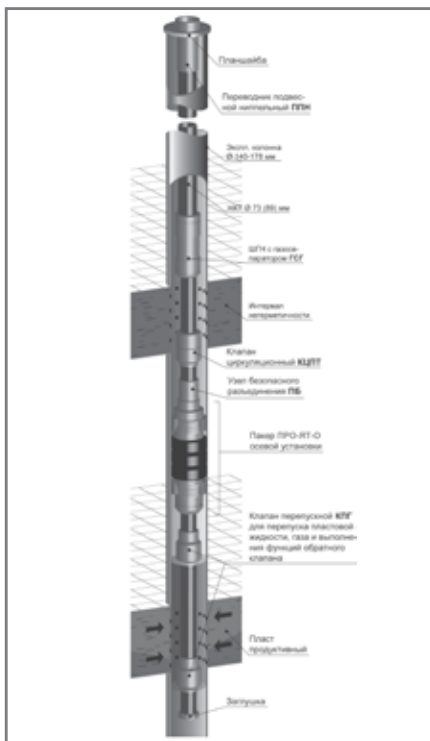


Рис. 4.

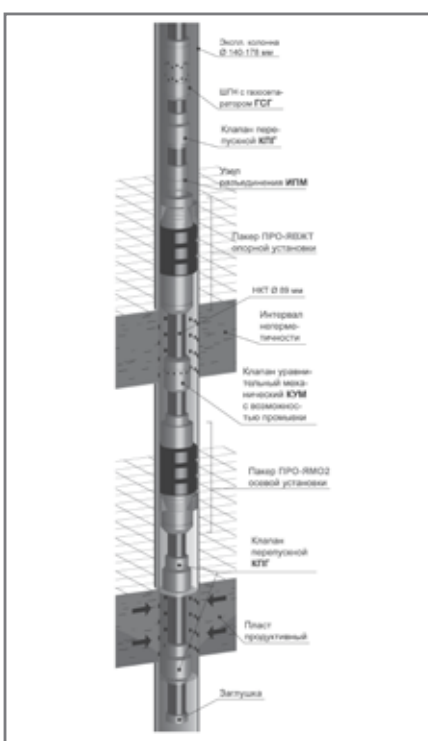


Рис. 5.

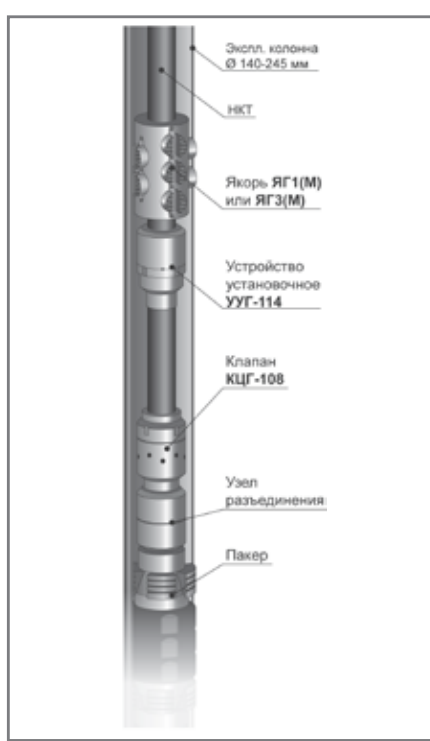


Рис. 6.