

# МЕХАНИЗИРОВАННАЯ ДОБЫЧА НЕФТИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ПАКЕРОВ

Кризис и резкое снижение цен на нефть и, как следствие, сокращение доступных ресурсов негативно отразились на результатах работы российских нефтяных компаний. Очевидно, теперь компаниям необходимо переходить к интенсивному развитию и повышать эффективность производства.

Существующие подходы к планированию ГТМ могут быть усовершенствованы, равно как могут быть модифицированы и применяемые на скважинах компоновки подземного оборудования.

НПФ «Пакер» разработала несколько простых технологических решений для модификации КПО, которые могут быть смонтированы в скважинах, оборудованных УЭЦН и ШГН. Результатом внедрения таких КПО становится повышение эффективности работы оборудования, увеличение дебита нефти, повышение межремонтного периода работы скважин и увеличение срока наработки оборудования на отказ.

Кроме того, компанией «Пакер» разработаны одно- и двухпакерные компоновки для изоляции верхних и нижних водопритоков в добывающих скважинах. Разнообразие предлагаемых решений позволяет подобрать наиболее эффективное в каждом конкретном случае.

Разработаны и уже внедрены на многих объектах технологические решения для механизированной добычи нефти из скважин с высоким газовым фактором. Наконец, применение якорей-трубодержателей позволяет существенно снизить число обрывов при эксплуатации скважин насосным способом либо сократить время, затрачиваемое на ликвидацию их последствий.



**В** последние годы докризисного периода существенное влияние на развитие техники и технологий нефтедобычи оказала избыточность практически всех видов ресурсов, сложившаяся за счет высоких цен на нефть. Этот фактор в основном и обеспечивал постоянный прирост добычи нефти в России вплоть до середины 2007 года.

Мировой финансово-экономический кризис негативно отразился практически на всех отраслях экономики России. Нефтегазодобывающим предприятиям теперь предстоит переходить от экстенсивного развития к интенсивному, уделяя внимание повышению эффективности производства.

## Работа с действующим фондом

Особую важность в этой связи приобретает применяемый в нефтегазодобывающих предприятиях подход к работе с фондом скважин и составлению программ ГТМ.

Работа с фондом скважин на многих российских месторождениях в основном сводится к мероприятиям по увеличению числа действующих скважин за счет сокращения бездействующего и простаивающего фонда, а также ввода в эксплуатацию новых скважин. На подобные мероприя-

тия направляется львиная доля материальных ресурсов, что, в общем-то, правильно.

Тем не менее, существует и другая перспективная категория скважин — действующий фонд, который незаслуженно обделен вниманием. В лучшем случае для таких скважин планируется небольшая программа оптимизации. Обычно ее составляют по данным текущей работы насосного оборудования и исследований динамических уровней. При частых отказах погружного оборудования программа предусматривает переходы на новое оборудование, более стойкое к воздействию среды. Как правило, оно существенно дороже.

Плановое число текущих ремонтов по смене насосного оборудования рассчитывается на основе количества скважин и текущей или планируемой наработки на отказ. При подобном подходе к планированию ГТМ оказывается, что их фактически цель — поддержание параметров работы действующего фонда скважин с запланированными небольшими улучшениями по расчетным показателям на конец отчетного периода и потерями по добыче нефти, определенными как результат естественного истощения объектов разработки.

Неудивительно, что в результате такого подхода коэффициент

извлечения нефти на многих российских месторождениях остается ниже 30%, что на 10 процентных пунктов меньше среднемирового показателя.

Таким образом, принятый в отрасли подход к планированию ГТМ не совсем верный и нуждается в совершенствовании. Ведь смену глубинно-насосного оборудования практически на каждой скважине можно совмещать с набором мероприятий по увеличению дебита по нефти.

## Решения для механизированной добычи

Часто результатом применения традиционной схемы размещения УЭЦН оказываются технологические проблемы в работе скважин (см. «Традиционная схема размещения УЭЦН»). Насосное оборудование устанавливается в скважине практически всегда над интервалом перфорации. В процессе его работы при дебитах менее 100 м<sup>3</sup> в сутки в эксплуатационных колоннах диаметром 140 мм и более при поступлении флюида из призабойной зоны в ствол скважины вода успевает выделиться в свободную фазу. В эксплуатационной колонне до приема насоса формируется столб воды, который гидрофилизирует породу пла-

ста в зоне интервала перфорации, затрудняя поступление нефти на прием насоса.

НПФ «Пакер» предлагает несколько простых технологических решений для модификации скважинных компоновок подземного оборудования (КПО), которые можно быстро смонтировать во время смены насоса. Затраты на реализацию этих решений ниже стоимости ремонтных работ по смене глубинно-насосного оборудования. В то же время результатом таких работ становится повышение эффективности работы оборудования, увеличение дебита нефти, повышение межремонтного периода работы скважин и увеличение срока наработки оборудования на отказ.

В КПО для насосной эксплуатации нефтяных скважин с целью уменьшения обводненности добываемой продукции предусмотрено отсечение зоны перфорации автономно оставляемой пакерной компоновкой (см. «Схема КПО для УЭЦН»). С этой целью могут применяться пакеры с верхними замковыми устройствами: ПРО-ЯДЖ-О, П-ЯДЖ-О или ПРО-ЯТ-О. Хвостовик оборудуется перепускными клапанами с верхних клапанов — для приема газа, с нижних клапанов — для жидкости с водой. В результате интервал перфорации всегда будет оставаться в нефтяной среде и не будет происходить гидрофилизация ПЗП, а, наоборот, будет создан искусственный барьер для поступления воды.

При срабатывании клапанов будут создаваться небольшие импульсные воздействия, вызывающие увеличение внутрислоевого давления. В то же время контур питания капилляров не ограничен, что приведет к дополнительной расколматации порового пространства. Практика применения подобного рода компоновок подтверждает увеличение дебита по нефти в среднем более чем на 10%.

Непосредственно в компоновке УЭЦН или над насосом мы предлагаем устанавливать обратный клапан КОТ-93, обеспечивающий возможность переключать жидкость через себя в обратном направлении и таким путем промывать полость насоса

при повышении давления в НКТ выше заданного.

КПО с целью уменьшения обводненности добываемой жидкости для скважин, оборудованных ШГН, также уже успела хорошо себя зарекомендовать на промыслах (см. «Схема КПО для ШГН»). Пакерная компоновка в этом случае не меняется. Глубинный насос оборудуется перепускными клапанами, например типа КП, которые позволяют созданием давления в затрубном пространстве или доливом технологической жидкости промывать полость насоса. В этом заключается одно из принципиальных преимуществ предлагаемой КПО, особенно учитывая, что до сих пор свыше половины отказов насосов происходит по причине засорения их полостей.

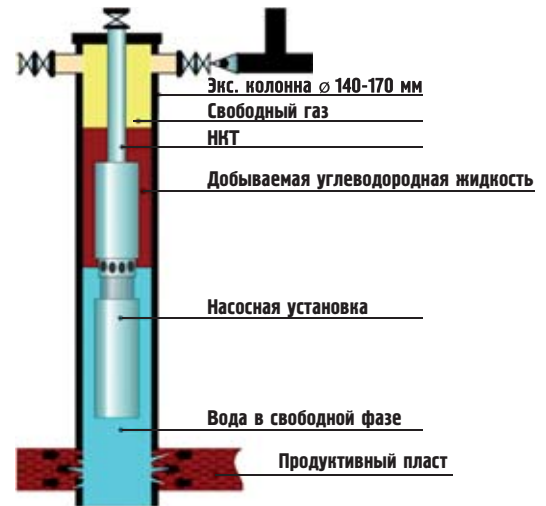
### Решения для изоляции водопритоков

Самая простая и, пожалуй, наиболее эффективная технология изоляции нижнего водопритока по сравнению с РИР в добывающих скважинах — отсечение нижнего водопроявляющего интервала установкой пакеров с верхним и нижним замковыми устройствами типа ПРО-ЯДЖ-О или ПРО-ЯТ-О без связи с НКТ. Компоновка может включать клапаны обратной промывки насоса, а также дополнительный циркуляционный трехпозиционный клапан, который позволяет создать открытое сообщение, затем закрытое, и снова открыть его созданием давления.

Проста в применении и эффективна технология изоляции верхнего водопритока при эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН, установкой пакера типа П-ЭГМ над глубинным насосом. Технология прошла промышленные испытания в добывающих подразделениях «Татнефти» и «РН-Пурнефтегазе».

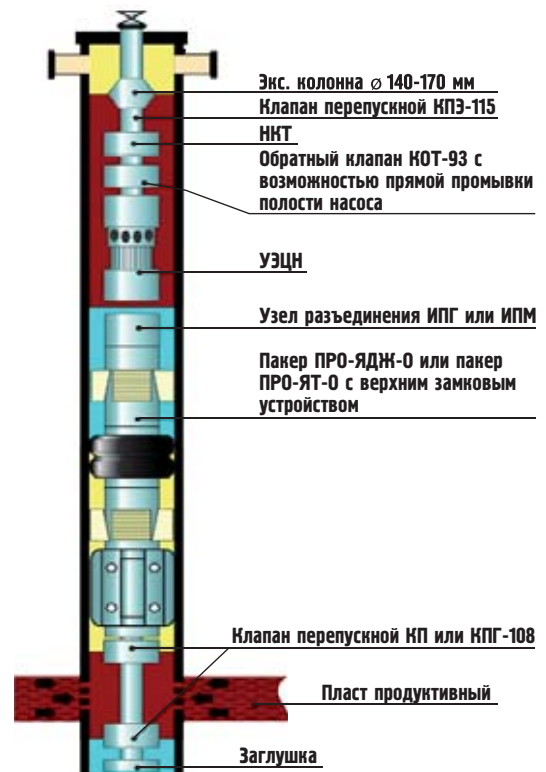
Пакер П-ЭГМ способен переключать через себя силовой кабель без разрыва. Уплотнение осуществляется по принципу кабельного ввода мягкого обжима. В верхней части компоновки устанавливаются разъединительную гидравлическую муфту, а над насосом — клапан КОТ-93.

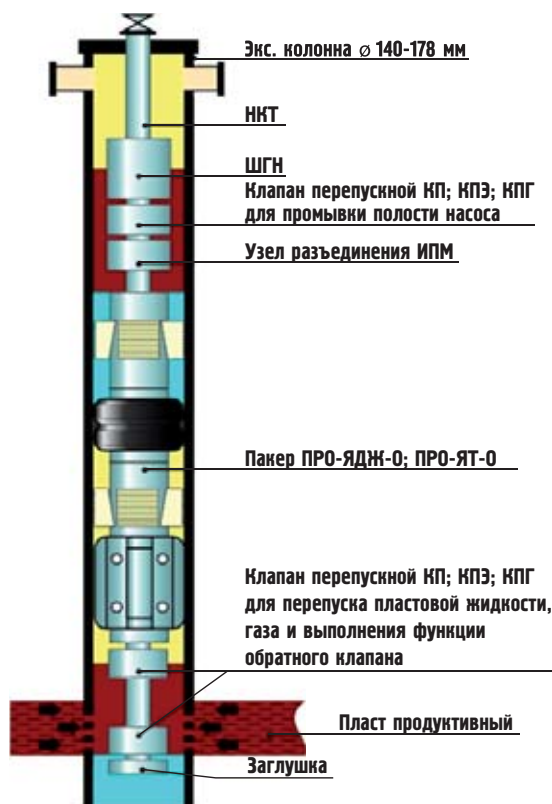
### Традиционная схема размещения УЭЦН



В случае осложнений, которые часто встречаются в скважинах с негерметичностью верхнего интервала и возможностью осыпания породы, разъединение производится сбросом шара. Разрыв кабеля происходит по узлу его герметизации при натяжении. Таким путем освобождается голова инструмента и без осложнений

### Схема КПО для УЭЦН





производятся стандартные лопильные работы и промывка с использованием широко распространенных инструментов.

Разработаны двухпакерные компоновки для изоляции водопритоков. К настоящему времени внедрено более 300 таких компоновок. В качестве верхнего пакера применяются ПРО-ЯВЖ или ПРО-ЯВЖТ опорной установки, позволяющие передавать вращение и регулируемые по нагрузке срыва. Нижние пакеры в этой компоновке — ПРО-ЯМО2 и ПРО-ЯМО3 осевой установки.

Преимущество механических компоновок по сравнению с гидравлическими заключается в том, что гидравлические пакеры существующих конструкций лучше работают при перепаде давления. Однако в автономных компоновках его практически невозможно создать. Следовательно, отсутствие перепада давления сводит на нет все достоинства гидравлических пакеров.

Недавно НПФ «Пакер» была разработана технология изоляции верхнего водопритока для сква-

жин, оборудованных ШГН. Предлагаемая технология заключается в отсечении верхнего газоводопроявляющего интервала автономно оставляемой двухпакерной компоновкой с узлом разъединения, который позволяет осуществить герметичное соединение приема насоса после его спуска. Применяемые пакеры: верхние — ПРО-ЯВЖ, ПРО-ЯВЖТ опорной установки, нижние — ПРО-ЯМО2, ПРО-ЯМО3 осевой установки. В настоящее время технология проходит промысловые испытания в нефтедобывающих предприятиях «Татнефти».

### Предотвращение осложнений

Работа насосных установок существенно затрудняется при газовом факторе выше 200 м<sup>3</sup>, так как при разгазировании столба жидкости давление в призабойной зоне падает ниже критического, в результате чего в ПЗП начинается интенсивное выделение газа.

Ограничить интенсивное разгазирование позволяют использование перепускных клапанов и эксплуатация скважины с закрытым затрубным пространством. Данный способ дает возможность без осложнений эксплуатировать скважины с газовыми факторами 400–500 м<sup>3</sup>, что подтверждено промысловыми испытаниями.

Антикризисная экономия нефтяных компаний на металле неминуемо ведет к снижению качества резьбы на трубах, к использованию старых труб, и в результате возрастает число обрывов при эксплуатации скважин насосным способом. Одно из доступных решений, способных предотвратить обрывы, либо, как минимум, сократить время ремонтных работ на ликвидацию их последствий — применение якорей-трубодержателей.

Технология применения якорей-трубодержателей при насосной эксплуатации скважин заключается в жесткой фиксации насосной установки для предотвращения вертикальных перемещений в случае эксплуатации ШСНУ и в ограничении возможности свободного падения в случае эксплуатации УЭЦН. С этой целью под глубинным насосом устанавли-

вается якорь-трубодержатель типа ЯТ-О или ЯТ.

### Новое оборудование

Прошел успешные промысловые испытания и уже широко применяется на промыслах пакер ПРО-ЯМОЗ-ЯГЗ (М, Ф), предназначенный для проведения технологических операций и ГРП до 100 МПа. Тип Ф снабжен фильтром и предназначен для проведения большеобъемных ГРП.

Пакер ПРО-ЯМОЗ-ЯГЗ имеет увеличенный внутренний проходной канал диаметром 59 мм для эксплуатационных колонн 140–146 мм. По данному параметру он единственный в своей категории.

Разработаны модификации этого пакера ПРО-ЯМОГЗ (М) и П-ЯМОГЗ (М), рассчитанные на давление 50 МПа и 35 МПа соответственно. Гидроякорь в этих конструкциях не разделен, а совмещен с корпусом, что позволяет уменьшить металлоемкость и стоимость пакера, ведь в ряде случаев достаточно пакера и на 25 МПа.

В наклоннонаправленных, пологих и горизонтальных скважинах возникает проблема с точной передачей веса для срабатывания пакеров. Иными словами, если вес на крюкоблоке 20–25 тонн, это не говорит о том, что при полной разгрузке колонны НКТ данный вес будет передан на находящийся внизу инструмент.

В таких случаях целесообразно применение пакера ПРО-Ш-М-С с регулируемой нагрузкой посадки, который обладает увеличенным внутренним проходным каналом диаметром 59 мм для эксплуатационных колонн 140–146 мм. Его рекомендуется применять в многопакерных компоновках при эксплуатации скважин и проведении операций, связанных с установкой пакеров по заданным осевым нагрузкам.

ПРО-Ш-М-С в таких компоновках дополнительно выполняет функцию контрольного пакера. Он не срабатывает до тех пор, пока не передаст нагрузку на нижний пакер, то есть, на который опирается. Регулировка нагрузки посадки ПРО-Ш-М-С гарантирует, что нижний пакер также распе-

рован и готов к проведению технологической операции.

Пакер ПРО-ЯТ-О с регулируемой нагрузкой срыва рекомендуется для использования как самостоятельно, так и в компоновках для ОРЭ, ОРЗ в качестве нижнего пакера при проведении работ, связанных с установкой пакеров для автономной работы или по заданным осевым нагрузкам срыва от 5 до 12 тонн.

Существуют компоновки для ОРЭ, в которых используются УЭЦН либо ШГН. В таких компоновках верхний пакер должен выдерживать определенные растягивающие нагрузки. ПРО-ЯТ-О может выдерживать нагрузки от 5 до 12 тонн. Регулирование нагрузок осуществляется либо самостоятельно заказчиками, либо в сервисных центрах.

В работе с пакерными компоновками необходимы простые инструменты для разъединения колонны НКТ и пакерной компоновки. На сегодняшний день разработаны два вида таких инструментов: гидравлический ИПГ-118/59, 136/59 и механический ИПМ 114/118/140. Проходной канал выполнен диаметром 50 мм для ИПМ и 59 мм для ИПГ для эксплуатационных колонн 140–168 мм. Разработаны модификации инструментов с увеличенными проходными каналами.

Пакер ПРО-ЯДЖ-О-М предназначен для ППД и характеризуется уменьшенной до 6 тонн, по сравнению с ПРО-ЯДЖ-О, нагрузкой при пакеровке. Это позволяет эффективно эксплуатировать его на НКТ диаметром 60,3 мм на глубинах от 1100 метров с учетом длины хвостовика.

Гидромеханический двустольный пакер с кабельным вводом П-ЭГМ предназначен для применения в КПО с УЭЦН при негерметичности эксплуатационной колонны выше интервала установки насосного оборудования. С декабря 2008 года успешно проводятся промысловые испытания пакера П-ЭГМ-122 в НГДУ «Джалиль-нефть», а с апреля 2009 года — в «РН-Пурнефтегазе».

Клапан обратный трехпозиционный КОТ-93 предназначен для двухстороннего перепуска жидкости через себя, а также мо-

жет выполнять функции обратного клапана в колонне НКТ. КОТ-93 позволяет в процессе насосной эксплуатации скважин проводить промывку полости насоса или закачку химических реагентов.

Клапан универсальный механический КУМ рекомендуется использовать при проведении технологических операций для выравнивания давления в кольцевом и трубном пространствах скважины перед срывом пакера, а также в пакерных компоновках, в которых необходима промывка «головы» пакера перед срывом.

КУМ нашел широкое применение в компоновках для ГРП. После проведения такой операции существует перепад давления. В результате уровень жидкости в НКТ падает до 1000–1500 метров и срыв пакера затруднен, так как давление столба жидкости по кольцевому пространству в зависимости от диаметра может быть 20 тонн и более, создавая дополнительные нагрузки.

При натяжении колонны НКТ клапан КУМ открывается, причем, усилие его натяжения регулируется. Таким способом осуществляется выравнивание давления и облегчается срыв пакера.

Клапан перепускной КПЭ-115 рекомендуется применять при насосной эксплуатации скважин с большим газовым фактором, когда необходимы перепуск газа или жидкости из кольцевого пространства в колонну НКТ наряду с сохранением герметичности и работа в режиме обратного клапана при репрессии. Также КПЭ-115 применяется в КПО при ОРЭ нескольких продуктивных пластов одной скважины.

Клапан циркуляционный гидравлический КЦГ-108 предназначен для создания сообщения внутренней полости НКТ и затрубного пространства в скважинных пакерных компоновках при проведении работ по излечению пакеров, закачке жидкостей и эксплуатации скважин. Он может работать в сочетании с клапаном КЦТ-108.

КЦГ и КЦТ специально разрабатывались для поочередной установки в скважинных компоновках. Полость одного клапана пропускает шар другого. Применение КЦГ и КЦТ облегчает про-

ведение сложных технологических операций, таких как поочередные селективные воздействия на два пласта, а затем их поочередное опробование.

Клапан циркуляционный полнопроходный КЦП-108 предназначен для создания сообщения внутренней полости НКТ и затрубного пространства при проведении скважинных работ, связанных с прокачкой жидкости или газообразных сред. КЦП-108 также выполняет функцию контрольного клапана по давлению в кольцевом пространстве скважины. Разработаны его модификации для многократного срабатывания от внутритрубного (КЦПТ) или затрубного (КЦПЗ) давления и выполнения функций контрольного клапана.

При проведении технологических операций важно следить за состоянием эксплуатационной колонны и не допускать роста давления выше предельного. КЦП при неконтролируемом давлении в той или иной полости будет срабатывать, создавая сообщение и тем самым выполняя функцию контроля без участия персонала. 

## ВОПРОСЫ ИЗ ЗАЛА

**ВОПРОС:** В вашей технологии изоляции верхнего водопритока в скважинах, оборудованных УЭЦН, установкой пакера П-ЭГМ из-за естественной сепарации часть газа будет двигаться вверх и скапливаться под пакером. Со временем этот газ дойдет до приема насоса и приведет к срыву подачи. Какое решение предусмотрено в таких случаях?

**М.А.:** Вопрос правильный, точно заданный и очень интересный. Такая проблема действительно существует. Когда есть замкнутое пространство и газосодержащий флюид, газ всегда будет стремиться выделяться и сохранять давление. Тем самым он будет оттеснять жидкость от купола под пакером до приема насоса.

Здесь надо понимать три нюанса. Во-первых, необходимо учитывать ожидаемое газосодержание и точно рассчитать расстояние до подвеса. Если в объеме флюида около 30% газа, практически все насосы такую среду способны прокачивать. На практике при газовом факторе до 100 м<sup>3</sup> и дебитах 50–80 м<sup>3</sup>в сутки насосы работают нормально.

Далее, в нашем пакере предусмотрены два дополнительных канала, которые могут по капиллярным трубкам работать. Также существуют новые модификации кабеля, которые имеют канал. Тем не менее, величина этих каналов небольшая.

Еще один способ — не удалять этот газ до определенного предела, а растворять его в жидкости. Такую фазовую систему насос тоже, как правило, прокачивает. Здесь также существуют ограничения по газосодержанию, возможно, на уровне 200–300 м<sup>3</sup> на куб добываемой жидкости. Необходимо проводить расчеты для более точной оценки.

На уровне проработок существует и четвертое решение. Хотелось бы отметить, что не может быть и никогда не будет одной таблетки от всех болезней. Просто нужно индивидуально просчитывать каждую скважину и учитывать риски.