

# Опытно-промышленные испытания пакерной компоновки с технологией отвода газа

**М.Х. Аминев ( Октябрьский, Россия )**  
Aminev@npf-paker.ru

заместитель директора по новой технике и технологиям ООО НПФ «Пакер»

**Ф.Т. Шамилов ( Октябрьский, Россия )**  
skv-tehn@npf-paker.ru

инженер-технолог службы разработки скважинных технологий ООО НПФ «Пакер»

**С проблемой повышенной обводнённости добываемой скважинной продукции, вызванной негерметичностью эксплуатационной колонны, сталкиваются практически на всех нефтяных месторождениях. Значительное количество скважин переведены в бездействующий фонд именно по этой причине. Ремонтно-изоляционные работы (РИР) требуют значительных затрат и, как показала практика, не всегда дают положительный результат. Более целесообразно в этих условиях использовать пакерные компоновки, устанавливаемые «лёгкой» бригадой текущего ремонта скважин (ТРС).**

## Материалы и методы

Материалы:  $KMnO_4 + H_2SO_4 \rightarrow Mn_2O_7 + \dots$   
Лабораторное исследование:  
Подача смеси  $Mn_2O_7 + H_2SO_4$  в модель пласта, заполненную песком, насыщенного тяжёлой нефтью. Моментальное возгорание нефти в модели пласта. Введение в состав пласта этанола позволяет уменьшить количество окислительной смеси более чем в два раза.

## Ключевые слова

ООО НПФ «Пакер», осложненный фонд, свободный газ, осложняющие факторы, газосодержание, срыв подачи, энергозатраты, снижение наработки, КОТ, УЭЦН с пакером, прямая промывка с пакером, снижение КПД насоса, разъединители колонны, сокращение рисков, сокращение затрат. Капиллярный трубопровод, отвод газа, отвод газа из под пакера.

По данным ТНК-ВР, минимальная экономия в случае отказа от технологии РИР в пользу технологии ЭЦН с пакером составляет около 1 млн рублей на каждую операцию. В то же время установленный над УЭЦН пакер создаёт условия для накопления свободного газа и является причиной срыва подачи центробежного насоса. При газовом факторе до 100... 180 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> проблему можно решить, используя диспергатор или мультифазный насос. При большем газовом факторе целесообразно отводить газ в интервал выше пакера, в колонну НКТ либо непосредственно на устье и далее в буферную линию.

Технология отвода газа реализована в компоновке НПФ «Пакер». Для скважин с газовым фактором свыше 180 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> при участии Инжиниринговой компании «ИНКОМП-Нефть» разработана однопакерная компоновка 1ПРОК-ИВЭГ-1 для изоляции интервала негерметичности выше УЭЦН (УЭВН) с отводом газа из-под пакера по капиллярному полимерному армированному трубопроводу в НКТ на расчётную глубину либо в буферную линию.

Опытно-промышленные испытания компоновки проходили в ОАО «Варьёганнефтегаз» — «дочке» ТНК-ВР — на скважинах №126 и 227 Пермского месторождения.

На скважине №126 в интервале 2021 — 2037 м выявлена негерметичность эксплуатационной колонны. Скважина была оснащена однопакерной компоновкой 1ПРОК-ИВЭГ-1-122-48-250-Т150-К-3-1 со скважинным капиллярным полимерным армированным трубопроводом, который отводит газ из-под пакера на устье и далее в буферную линию (рис. 1). В состав компоновки входят пакер с кабельным вводом гидромеханический П-ЭГМ, установленный на глубине 2143,6 м, муфта разъёмная гидравлическая МРГ-89, скважинный капиллярный полимерный армированный трубопровод СКТ-7/16 внутренним диаметром 7 мм. На глубине 2289 м размещён насос УЭЦН-80-2300 м.

На скважине №227 в интервале 1972 — 2077 м выявлена негерметичность эксплуатационной колонны. Скважина была оснащена однопакерной компоновкой 1ПРОК-ИВЭГ-1-122-48-250-Т150-К3-2 (рис. 3). В её состав входили: пакер с кабельным вводом гидромеханический П-ЭГМ, установленный на глубине 2263 м; муфта разъёмная гидравлическая МРГ-89; скважинный капиллярный полимерный армированный трубопровод СКТ-7/16 внутренним диаметром 7 мм. Глубина подвески насоса УЭЦН-80-2300 составила 2484 м. Давление устьевое — 1,5 МПа. Дебит — 70 м<sup>3</sup>/сут. Обводнённость — 90%. На глубине 20 м от устья установлена вводная муфта (рис. 2), через которую газ из-под пакера по капиллярному трубопроводу поступает в лифт НКТ. Скважина была запущена 25 мая 2011 г. и успешно эксплуатируется по настоящее время.

Компоновка, обеспечивающая подачу газа в буферную линию (рис. 3), позволяет

контролировать процесс отвода газа во времени по манометру. Приёмный модуль газа под пакером имеет особую конструкцию, позволяющую значительно снизить риски и вероятность попадания в капиллярную трубку различного рода загрязнений. В случае зашламования капиллярного трубопровода было бы возможно продуть его со стороны устья азотом либо промыть метанолом при отложении гидратов. Также возможна подача различных химических реагентов в подпакерное пространство.

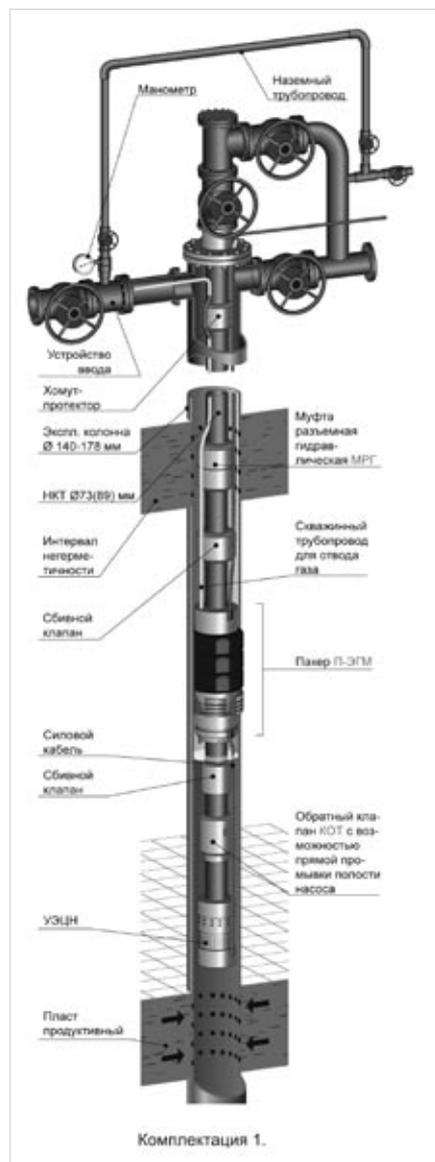


Рис. 1. — Однопакерная компоновка для эксплуатации скважин погружным электронасосом с одновременной изоляцией вышерасположенного интервала негерметичности 1ПРОК-ИВЭГ-1-122-48-250-Т150-К3-1 со скважинным капиллярным трубопроводом для отвода газа из подпакерного пространства и вводом в буферную линию



Рис. 2 — Установка вводной муфты

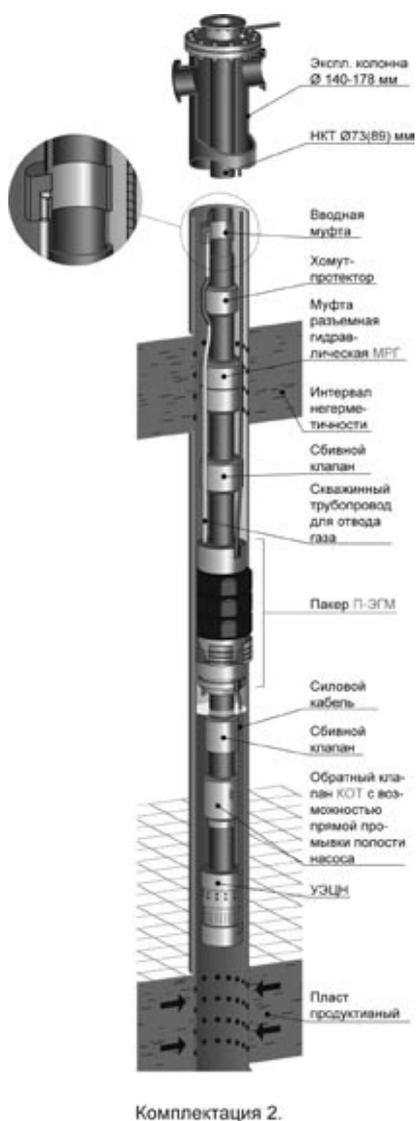


Рис. 3 — Однопакерная компоновка для эксплуатации скважин погружным электронасосом с одновременной изоляцией вышерасположенного интервала негерметичности 1ПРОК-ИВЭГ-1-122-48-250-Т150-К3-2 со скважинным капиллярным трубопроводом для отвода газа из подпакерного пространства и вводом в колонну НКТ

На рис. 4 представлена посуточная запись параметров давления после запуска скважины в эксплуатацию.

В период ремонта скважина была заполнена раствором глушения. При спуске капиллярный трубопровод также заполнился раствором глушения. После запуска УЭЦН снижение забойного давления ниже давления насыщения привело к накоплению газа под пакером П-ЭГМ. Газ, имея меньший удельный вес, начинает поступать в капиллярный трубопровод, постепенно замещая раствор глушения. На графике записи давлений мы наблюдаем, что газ полностью заместил в капиллярном трубопроводе раствор глушения и начал отводиться на 5-е сутки. Здесь можно рекомендовать, не ожидая полного замещения раствора глушения газом в капиллярном трубопроводе, а после вывода установки на режим, продуть трубопровод азотом. Отвод газа регулируется вентилем на устье, чтобы не допустить попадания жидкости в капиллярный трубопровод, и оснащён обратным клапаном (рис. 5).

В компоновках применяли полимерный армированный трубопровод типа СКТ. Особенностью данного трубопровода является значительная радиальная деформация незначительная шероховатость внутренней поверхности значительно снижают вероятность отложения гидратов. Для полной гарантии предотвращения отложения гидратов в капиллярном трубопроводе на устье в зимнее время в интервале «вечной» мерзлоты в скважине можно рекомендовать использование трубопровода с электроподогревом капиллярного канала и его термоизоляции вспененным полимером. Разработано и испытано устройство для предотвращения отложения гидратов на основе постоянных магнитов. Устройство типа УМЖ-7/16 создано специально для данных компоновок.

Для обоснования параметров компоновки были разработаны методика и программа прогнозирования накопления газа под пакером. На основании параметров пласта, скважины, добываемой продукции прогнозируются интенсивность накопления газа и темпы его отвода по капиллярному трубопроводу. Современные капиллярные трубопроводы с проходным каналом 7...10 мм позволяют отводить объёмы газа до 600 м<sup>3</sup>/сут. по одному трубопроводу. При необходимости возможна компоновка с двумя параллельными капиллярными трубопроводами. Соответственно это удвоит объём отводимого газа. В конструкции пакера П-ЭГМ предусмотрено два канала для газоотвода.

Капиллярные трубопроводы позволяют кроме отвода газа подавать в скважину химические реагенты (ингибиторы, деэмульгаторы) для предотвращения осложнений.

Разработанная пакерная компоновка 1ПРОК-ИВЭГ-1 с отводом газа по капиллярному трубопроводу для скважин с негерметичной эксплуатационной колонной по результатам опытно-промышленных испытаний подтвердила свою эффективность. Обводнённая добываемая продукция по двум скважинам в среднем снизилась с 97 до 86%. Это обеспечило дополнительную добычу 5 т/сут. нефти на каждую скважину. Нужно отметить, что снизить давление на приёме насоса ниже 50 атм при газовом факторе свыше 200 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> до внедрения технологии с отводом газа из подпакерной зоны не представлялось возможным. Учитывая возраст добывающих скважин и осложнения, связанные с коррозией эксплуатационных колонн, технология применения УЭЦН с пакером, позволяющая отводить газ из-под пакерной зоны, имеет большие перспективы и делает рентабельным вывод из бездействия малодобитных скважин.

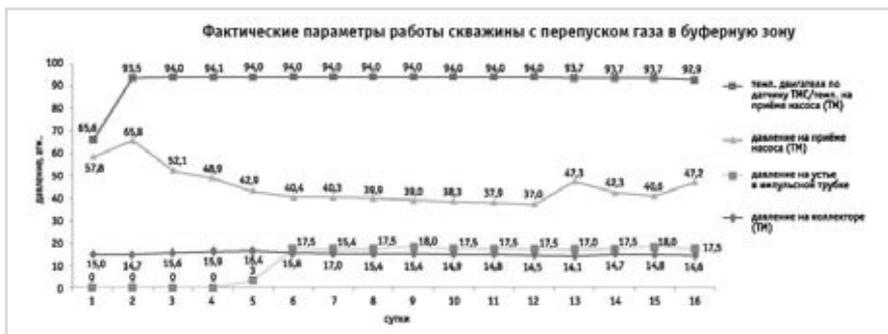


Рис. 4 — Запись давления на скважине №126



Рис. 5



Рис. 7



Рис. 6