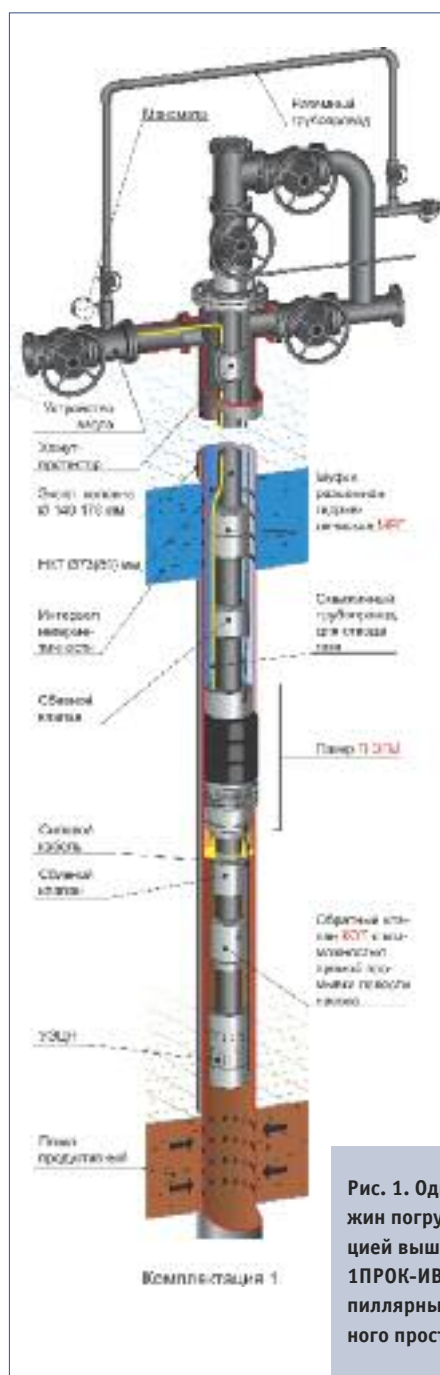


Опытно-промышленные испытания пакерной компоновки с технологией отвода газа

Марат АМИНЕВ,
Фаат ШАМИЛОВ
(Научно-производственная фирма «Пакер»);
Александр АФАНАСЬЕВ
(ОАО «Варьганнефтегаз», ТНК-ВР);
Владимир ШАЙДАКОВ,
Евгений ШАЙДАКОВ
(Инжиниринговая компания «ИНКОМП-Нефть»)

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). 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 м³/м³ 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 м³/м³ при участии Инжиниринговой компа-



нии «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 «Варьганнефтегаз» – «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. Дебит – 80 м³/сут. Скважина запущена 11 мая 2011 г. и успешно эксплуатируется по сегодняшний день.

На скважине № 227 в интервале 1972–2077 м выявлена негерметичность эксплуатационной колонны. Скважина была оснащена однопакерной компоновкой 1ПРОК-ИВЭГ-1-122-48-250-Т150-К-3-2

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



(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 м³/сут. Обводнёность – 90%. На глубине 20 м от устья установле-

на 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 осо-

бую 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.

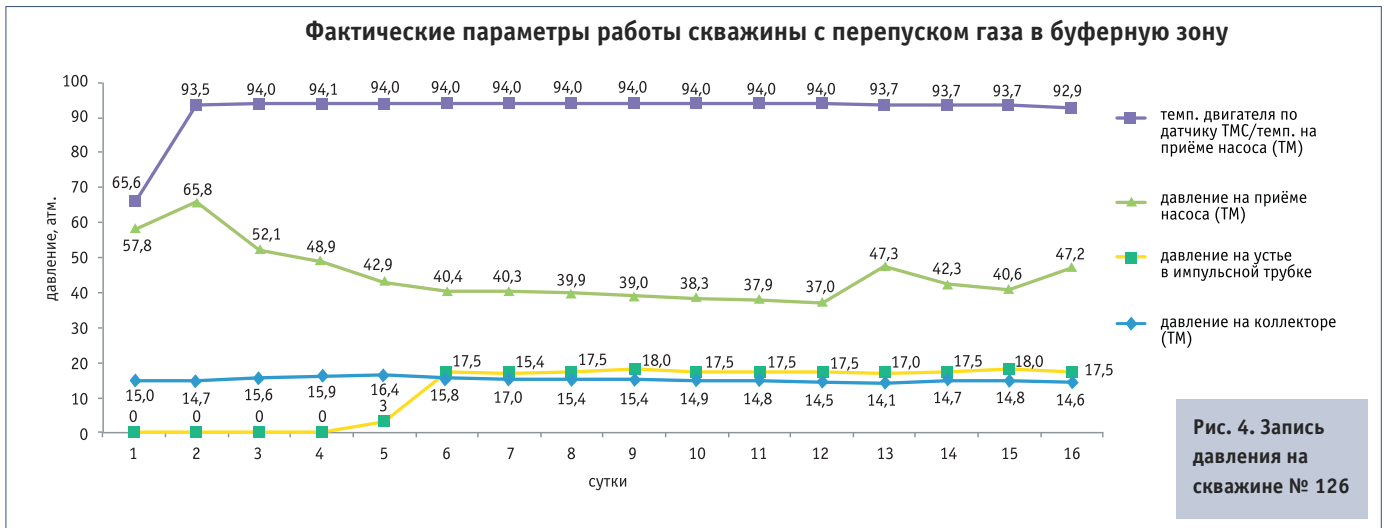


Рис. 5.

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

(до 15%), которую он выдерживает, не разрушаясь. Это позволяет при зашламовании трубопровод легко продуть с устья. Для дополнительной защиты капиллярного трубопровода при спуске ГНО на каждую муфту НКТ устанавливается хомут-протектор (рис. 6).

Спуск капиллярного трубопровода осуществляется аналогично кабелю УЭЦН, барабаны устанавливаются параллельно (рис. 7).

Высокие теплоизоляционные свойства полимера трубопровода, незначительная шероховатость внутренней поверх-



Рис. 7.

ности 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 термоизоляцию 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 м³/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. Обводнённость добываемой продукции 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 м³/м³ 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. 6.