

Технические средства для работы осложненного фонда скважин. Узлы безопасности

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

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

А.А. Змеу
zmeuAA@npf-paker.ru

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

Осложненный фонд большинства нефтедобывающих предприятий составляет не менее четверти эксплуатационного фонда. Среди осложняющих факторов типичны: свободный газ на приеме насоса, аномально высокая температура среды на глубине подвески насоса, наличие мехпримесей, солеотложения, АСПО, искривленность ствола скважины, а также технологическая связанность всех перечисленных проблем. Нефтедобывающие предприятия постоянно ведут работы по подбору и совершенствованию оптимальных способов и технологий борьбы с осложняющими добычу нефти факторами. В настоящее время весомым критерием оценки выбора методов и технологий, применяемых на осложненном фонде, является стоимость. Она не должна быть высокой, чтобы процесс добычи нефти оставался рентабельным.

Материалы и методы

На основании производства, проведения ОПИ и внедрения оборудования ООО НПФ «Пакер»

Ключевые слова

ООО НПФ «Пакер», осложненный фонд, мехпримеси, свободный газ, газ, солеотложения, АСПО, осложняющие факторы, газосодержание, срыв подачи, циклический перепуск газа, энергозатраты, снижение наработки, КОТ, КПЭ, УЭЦН с пакером, прямая промывка с пакером, снижение КПД насоса, деформация колонны штанг и НКТ, преждевременный износ НКТ и штанг, якорная компоновка, экономия электроэнергии, снижение нагрузок, узлы безопасности, разъединители колонны, сокращение рисков, сокращение затрат

Свободный газ

При эксплуатации скважин с забойным давлением ниже давления насыщения, выделяющийся свободный газ доставляет немало проблем. Когда газосодержание на приеме насоса превышает допустимую величину, происходит снижение динамического уровня в скважине до критического значения, что приводит к срыву подачи и выходу УЭЦН из строя. Данная проблема не только является причиной дорогостоящих ремонтов по смене насосного оборудования, его ремонту, но, в конечном итоге, ведет к значительным потерям при добыче нефти.



Рис. 1 — ЯКПРО-ЦПГ-1

На сегодняшний день методами борьбы с большим объемом выделяющегося свободного газа являются:

- увеличение глубины спуска ЭЦН, что приводит к дополнительному расходу НКТ и электрического кабеля, повышению нагрузки на колонну НКТ, дополнительным энергозатратам на подъем жидкости из скважины, а также увеличение температуры вокруг электродвигателя в месте установки УЭЦН за счет пластовой температуры;
- установка на устье между кольцевым пространством и коллекторной линией дифференциального перепускного клапана или выпуск газа в атмосферу через устьевую арматуру, что приводит к преждевременному охлаждению добываемой жидкости и ускорению отложений парафинов в лифте НКТ. Также ведет к ускоренному промерзанию устья, итогом чего является вывод из строя дифференциального перепускного клапана;
- применение специального оборудования в УЭЦН, таких как: диспергаторы, мультифазные насосы, ведет к усложнению и удорожанию подземного оборудования.

Одной из технологий для эксплуатации скважин с большим объемом выделяющегося свободного газа является **технология Циклического перепуска газа** в лифт НКТ. Данная технология успешно прошла скважинные испытания, доказав свою работоспособность, и применяется нефтегазодобывающими предприятиями РФ.

Сущность **технологии Циклического перепуска газа** состоит в перепуске свободного газа из затрубного пространства в колонну НКТ. Для этого необходимо включить в компоновку подземного оборудования два **Клапана перепускных КПЭ-115**, установив один клапан на некотором расстоянии от УЭЦН, а второй на некотором расстоянии от устья

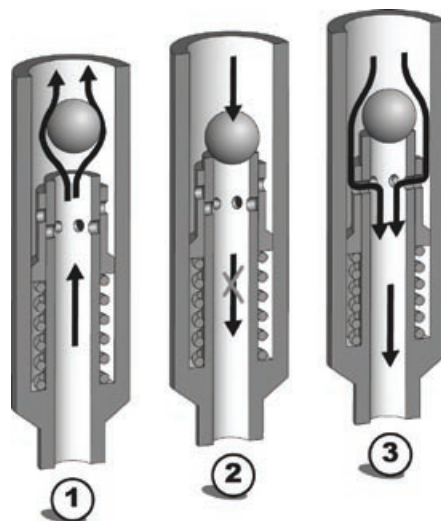


Рис. 2 — КОТ-93

скважины (рис. 1). С помощью определенной методики рассчитать глубину установки клапанов КПЭ-115 и обеспечить, тем самым, циклический перепуск газа из затрубного пространства в колонну НКТ. Надо отметить, что эксплуатация скважины ведется с закрытым затрубным пространством.

Так мы обеспечиваем удержание динамического уровня в определенном интервале, не давая ему снизиться до приема и вывести из строя УЭЦН. Установленный на некотором расстоянии от устья **Клапан перепускной КПЭ-115** препятствует преждевременному охлаждению добываемой жидкости, что замедляет отложение парафинов в лифте НКТ.

В свою очередь в процессе **Циклического перепуска газа** формируются гармонические колебания забойного давления. За счет резкого снижения давления в момент перепуска с последующим медленным нарастанием, в результате чего происходит: а) приобщение или более полное раскрытие интервала пласта, б) за счет действия механической составляющей (уплотнение линз или трещин вмещающей породы пласта при снижении

давления) вытеснение жидкости из порового пространства пласта, а значит и наиболее полная выработка запасов нефти, особенно в неоднородных коллекторах. Также имеет место газлифтный эффект, в момент перепуска газа в НКТ с последующим его подъемом на устье скважины, при котором снижаются энергозатраты на подъем скважинной жидкости на поверхность. [1]

Солеотложения, АСПО и мех. примеси

Отложения солей, парафинов и мех. примесей на рабочих органах насосного оборудования, по лифту НКТ. На сегодняшний день известно немало способов борьбы с ними: применение дозирочных установок, установка контейнеров с хим. реагентами, обработка через систему ППД и др. Результатом их применения становится удаление и предотвращение отложений солей, парафинов и мех. примесей.

Но достигнутый результат имеет и недостатки — это длительное взаимодействие хим.реагентов с насосным оборудованием и НКТ и как следствие коррозии и снижение

наработки оборудования на отказ.

Клапан обратный с функцией прямой промывки КОТ-93 (рис. 2) применяется в компоновках с УЭЦН вместо стандартного обратного клапана и позволяет проводить прямые промывки колонны НКТ и насосного оборудования, а при наличии приемистости также произвести обработку пласта.

Плановое периодическое применение **Клапана КОТ-93** для прямой промывки колонны НКТ и насосного оборудования, возможно не исключает всех неблагоприятных факторов, но способствует значительному уменьшению их влияния. В отличие от других методов борьбы с отложениями солей, парафинов и мех.примесей при проведении прямой промывки через **Клапан КОТ-93** не возникает длительный контакт применяемых хим.реагентов с подземным оборудованием, что, соответственно, не приводит к дополнительной коррозии подземного оборудования, а продукты реакции и оставшиеся реагенты удаляются из скважины сразу при запуске УЭЦН.

Для проведения промывки через Клапан КОТ-93 необходимо создать перепад давления в над- и подклапанном пространстве. Давление открытия **клапана КОТ-93** настраивается в диапазоне **от 9,0 до 30,0 МПа**.

Отметим, что данный клапан необходим при эксплуатации скважины компоновкой УЭЦН с пакером, так как, при наличии пакера мы полностью лишаемся возможности проведения реанимационных действий с УЭЦН. Приведем несколько примеров работы **клапана КОТ-93**.

ОАО «Самаранефтегаз». В скважине имеется негерметичность, которую нецелесообразно ликвидировать стандартными методами. Принято решение о применении компоновки 1ПРОК-ИВЭ-1 (рис.3) (УЭЦН с пакером П-ЭГМ). Успешно проведено ГРП, подготовка ствола скважины. Произведен монтаж компоновки и установка оборудования в скважине. При запуске УЭЦН получен «жесткий» клин на обоих вращениях. Промыть УЭЦН обратной промывкой нет возможности ввиду наличия пакера. Надо отметить, что в компоновке смонтирован клапан КОТ-93. Проведя прямую промывку УЭЦН через клапан КОТ-93, удалось запустить скважину в работу. Таким образом, применение клапана КОТ-93 позволило исключить затраты, которые мы могли бы понести по повторному СПО, смене УЭЦН, его ремонту и увеличению срока ремонта скважины.

ОАО «Саратовнефтегаз». Одни из первых внедрений компоновок УЭЦН с Пакером. В скважине имеется негерметичность, которую нецелесообразно ликвидировать стандартными методами. Принято решение о применении компоновки 1ПРОК-ИВЭ-1 (рис. 3) (УЭЦН с пакером П-ЭГМ). Успешно проведена подготовка ствола скважины, монтаж и установка компоновки 1ПРОК-ИВЭ-1 в скважине. При запуске УЭЦН получен срыв подачи по причине «газ». В компоновке также смонтирован клапан КОТ-93. Проведя прямую промывку и закачку жидкости под пакер для оттеснения газа с приема насоса, удалось запустить УЭЦН, вызвать приток из пласта. Таким образом, применение клапана КОТ-93 позволило исключить затраты, которые мы могли бы понести по повторному СПО, смене УЭЦН, его



Рис. 3 — 1ПРОК-ИВЭ-1



Рис. 4 — ЯКПРО-ДПВ-1

ремонту и увеличению срока ремонта скважины.

Истирание НКТ, увеличение КПД ШГН, снижение затрат

В процессе работы штанговой насосной установки колонна НКТ и штанг периодически подвергается упругим деформациям от веса жидкости, воспринимаемого плунжером, а также от динамического характера откачки. В результате длина хода плунжера может существенно уменьшаться по сравнению с длиной хода полированного штока. Соответственно, происходит снижение КПД насоса, потеря устойчивости низа колонны НКТ и их скручивание по спирали.

Изгиб труб в виде спирали, намотанный на растянутую колонну штанг, вызывает дополнительное трение, приводит к преждевременному износу НКТ и штанг, а также увеличивает максимальную нагрузку в точке подвеса штанг и требует дополнительных затрат электроэнергии на привод.

В результате этих процессов, потери в добыче и снижении МРП скважин составляют до 20...25% и известны более полувека (работа А.Лубинского и А.Бленкара была опубликована в США в 1956г).

Для решения данной задачи в ООО НПФ «Пакер» разработана и применяется нефтегазодобывающими предприятиями, такими как: ОАО «Лукойл», ОАО «Татнефть», ОАО «Русснефть», якорная компоновка ЯКПРО-ДПВ-1 (рис.4), удерживающая колонну НКТ в растянутом состоянии.

Опыт внедрения компоновки ЯКПРО-ДПВ-1 показал, что достигается экономия электроэнергии на подъём одного кубического метра жидкости до 15%, увеличение коэффициента подачи в среднем на 10%, увеличение наработки ГНО по причине

истириания/обрывности НКТ и штанг в среднем на 48%, снижение максимальных нагрузок в точке подвеса штанг на 1,0 тонны.

Применение якорных компоновок требует некоторого усложнения технологии подземного ремонта, однако, приводит к значительному увеличению МРП, КПД штанговых насосов и снижению эксплуатационных затрат.

Безопасность

При спуске какого-либо оборудования в скважину, всегда необходимо задумываться о том, как это оборудование извлечь. Если скважина не осложнена ни аномально высокой температурой, ни мех. примесями, ни солеотложениями, ни АСПО, не имеет искривлений ствола скважины, а также нет факторов ускоряющих коррозию оборудования, то нет необходимости применять дополнительные устройства в компоновке подземного оборудования. Но, к сожалению, таких скважин очень и очень мало.

ООО НПФ «Пакер» предлагает применять в компоновках подземного оборудования различного вида узлы безопасности. Они имеют возможность разъединения как от вращения — **Переводник Безопасный** или растяжения колонны — **НКТ — Разъединитель Колонны**, так и гидравлически — **Муфта Разъемная Гидравлическая** (рис. 5). Подбор узлов безопасности осуществляется к каждой компоновке подземного оборудования индивидуально. Для применения с УЭЦН это гидравлический узел типа **МРГ**, для компоновок, не имеющих возможности передать вращение, это узлы, разъединяющиеся от растяжения колонны НКТ типа **РК**.

Применение узлов безопасности позволяет

сократить риски возникновения тяжелых осложнений с подземным оборудованием. Случилось ли осложнение при эксплуатации или проведении внутрискважинных работ, мы всегда должны иметь возможность отсоединения лифта НКТ от насосного или технологического оборудования. В дальнейшем, замена НКТ на специальный инструмент для проведения ловильных работ, позволяет извлекать только насосное или технологическое оборудование, а не тратить время и деньги на подъем аварийного оборудования и НКТ по частям.

Итоги

Типичные осложняющие факторы: свободный газ на приеме насоса, аномально высокая температура среды на глубине подвески насоса, наличие мех. примесей, солеотложения, АСПО, искривленность ствола скважины, а также технологическая связанность всех перечисленных проблем присутствуют не менее чем на четверти эксплуатационного фонда нефтедобывающих предприятий.

Выводы

Нефтедобывающие предприятия постоянно ведут работы по подбору и совершенствованию оптимальных способов и технологий борьбы с осложняющими добычу нефти факторами. В настоящее время весомым критерием оценки выбора методов и технологий, применяемых на осложненном фонде, является стоимость. Она не должна быть высокой, чтобы процесс добычи нефти оставался рентабельным.

Существующие тех. средства могут в полной мере удовлетворить потребности нефтегазодобывающих предприятий для организации работы осложненного фонда скважин.



ПБ



РК



МРГ

Рис. 5 — ПБ, РК, МРГ