

Двухпакерная компоновка с телескопическим удлинителем для проведения поинтервальной обработки призабойной зоны нескольких пластов с целью увеличения их проницаемости

Егоров С.Н.¹, Шмуратко К.В.¹, Калошин Д.А.¹, Сизов Л.А.², Салахов Р.В.², Ардалин А.А.³

¹АО «Оренбургнефть», Бузулук, Россия, ²ООО «НПФ «Модуль», Лениногорск, Россия, ³ООО «СамараниПИнефть», Самара, Россия
modullen-pr@mail.ru

Аннотация

В статье представлены результаты опытно-промышленных испытаний двухпакерной компоновки с телескопическим удлинителем для проведения поинтервальной обработки призабойной зоны нескольких пластов с целью увеличения их проницаемости, производства ООО «НПФ «Модуль».

Ключевые слова

поинтервальная обработка призабойной зоны нескольких пластов, опытно-промышленные испытания, двухпакерная компоновка с телескопическим удлинителем, поглощение

Для цитирования

Егоров С.Н., Шмуратко К.В., Калошин Д.А., Сизов Л.А., Салахов Р.В., Ардалин А.А. Двухпакерная компоновка с телескопическим удлинителем для проведения поинтервальной обработки призабойной зоны нескольких пластов с целью увеличения их проницаемости // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 3. С. 58–59.

Кратко о проблеме

Как пример рассмотрим процесс проведения кислотных обработок призабойной зоны пласта в качестве одного из основных способов увеличения продуктивности добывающих скважин и приемистости нагнетательных скважин.

Существуют различные виды кислотных обработок призабойной зоны пласта:

- кислотные ванны,
- простая кислотная обработка,
- кислотная обработка под давлением,
- ступенчатая, или поинтервальная, кислотная обработка.

Если кислотную ванну можно провести на обычном «пере», то для проведения других видов обработки призабойной зоны пласта необходимо различное пакерное оборудование.

Для проведения кислотных обработок призабойной зоны пласта на скважинах с одним пластом обычно используется стандартная компоновка с одним пакером, который устанавливается выше обрабатываемого интервала для отсечения эксплуатационной колонны. В данном случае особых проблем при проведении работ не наблюдается. Сложнее обстоит ситуация, когда в скважине эксплуатируется два и более пластов.

В скважинах, где эксплуатируется два и более пласта, при проведении поинтервальной кислотной обработки каждого интервала в отдельности в основном применяется двухпакерная компоновка с перфорированным патрубком, расположенным между пакерами. После спуска двухпакерной компоновки до заданной глубины кислотный состав через насосно-компрессорную трубу доводится до перфорированного патрубка, далее производится посадка нижнего, а затем верхнего пакера, и кислота закачивается в пласт.

В скважинах, где пласты имеют существенно отличающиеся свойства (различная проницаемость и пластовое давление), приемистость может колебаться от 10 м³/сут при давлении 100 атм в одном интервале и до 720 м³/сут при давлении 0 атм в другом. Осевыми перемещениями подвески насосно-компрессорных труб необходимо произвести посадку нижнего пакера, и разгрузкой веса колонны насосно-компрессорных труб — посадку верхнего пакера. Для этого требуется точный расчет доведения химического состава в нужный интервал и определенное время для активации пакера. В результате зачастую химический состав опускается ниже двухпакерной компоновки и поглощается нижележащими интервалами перфорации с низкими пластовыми давлениями и высокой приемистостью. В последующем, после посадки двухпакерной компоновки, в планируемый интервал закачивается не весь расчетный объем химического состава или вместо запланированного химического состава закачивается технологическая жидкость — и операция по обработке призабойной зоны пласта становится неэффективной. Поэтому для эффективного проведения данной технологической операции по целевому объекту при вышеописанных условиях необходимо

проведение дополнительных работ по временной изоляции нижележащего поглощающего интервала. Для этого производится установка извлекаемой/разбуриваемой пакер-пробки с последующей отсыпкой песком. После проведения обработки призабойной зоны пласта целевого объекта производятся работы по вымыву песка с дальнейшим извлечением или разбуриванием пакер-пробки. Проведение описанных работ существенно увеличивает длительность и стоимость капитального ремонта скважин.

Принцип действия

При проведении поинтервальной обработки призабойной зоны нескольких пластов работы необходимо производить от нижнего интервала к верхнему. Двухпакерная компоновка спускается в скважину на колонне насосно-компрессорных труб, так чтобы обрабатываемый интервал находился между верхним и нижним пакером. При достижении проектной глубины производится подъем компоновки на 20–50 см (в зависимости от глубины спуска и кривизны скважины) с последующим опусканием и разгрузкой инструмента. При этом происходит переход якоря механического из транспортного положения в рабочее, а также посадка нижнего

Табл. 1. Основные технические характеристики компоновки с телескопическим удлинителем

Условный диаметр ЭК, мм	Наибольший наружный диаметр компоновки, мм	Наименьший внутренний диаметр компоновки, мм	Максимальный перепад давления, Мпа	Максимальная температура рабочей среды, °С
146	118–122	60	35,0	100
168	138–142			
178	152			

и верхнего пакеров. После этого производится подъем инструмента на 1–2 м для снятия нагрузки с уплотнительных манжет верхнего упорного пакера. При этом нижний пакер находится в рабочем положении и его резиновые манжеты сжаты, подъем колонны насосно-компрессорных труб до 3 м компенсирует удлинитель телескопический (рис. 1). Затем производится доведение кислотного состава до перфорированного патрубка с циркулирующей технологической жидкости по затрубному пространству и дальнейшая разгрузка инструмента для установки верхнего упорного пакера — компоновка готова к проведению обработки призабойной зоны пласта (рис. 2). По завершении работ компоновку извлекают путем натяжения колонны НКТ, якорный механизм входит в транспортное положение.

Преимущества двухпакерной компоновки с телескопическим удлинителем:

- отличительная особенность данной компоновки в том, что нижний пакер оснащен специальным фиксатором, который после посадки в эксплуатационной колонне и снятия нагрузки с верхнего пакера сохраняет осевое сжатие и герметичность уплотнительных манжет;
- фиксатор нижнего пакера многоразового действия, что позволяет проводить поинтервальную обработку призабойной зоны пласта;
- в сравнении с проведением обработки призабойной зоны пласта на обычных пакерах (без фиксатора), применение данной компоновки позволяет исключить поглощение кислотного состава другими пластами с высокой приемистостью.

Применение двухпакерной компоновки с телескопическим удлинителем в промысловых условиях

В 2021–2022 гг. на месторождениях АО «Оренбургнефть» специалисты отдела по ТКРС под руководством Сергея Николаевича Егорова, Константина Викторовича Шмуратко, Дмитрия Анатольевича Калошина, совместно с представителями завода ООО «НПФ «Модуль» Леонидом Александровичем Сизовым, Русланом Виноризовичем Салаховым, а также представителем ООО «СамараНИПИнефть» Алексеем Анатольевичем Ардалиным, разработали и провели опытно-промышленные испытания двухпакерной компоновки с телескопическим удлинителем для проведения поинтервальной обработки призабойной зоны пласта. Применение данной компоновки позволяет избежать поглощения химического состава



Рис. 1. Двухпакерная компоновка с телескопическим удлинителем готова для доведения кислотного состава в призабойную зону пласта при посаженном нижнем пакере

нижележащими пластами. Работы были проведены на трех скважинах АО «Оренбургнефть» с успешностью 100 %. В результате были подтверждены технические характеристики и преимущества компоновки.

Итоги

С 2022 г. по настоящее время на месторождениях АО «Оренбургнефть» с применением данной компоновки выполнено 19 операций с успешностью 100 %. Двухпакерная компоновка с телескопическим удлинителем зарекомендовала себя как надежное оборудование, которое позволяет повысить эффективность проведения поинтервальной



Рис. 2. Двухпакерная компоновка с телескопическим удлинителем готова для закачки кислотного состава в пласт при посаженном нижнем и верхнем пакерах

обработки призабойной зоны пласта, снизить продолжительность и стоимость капитального ремонта скважин в целом.

Выводы

Применение двухпакерной компоновки с телескопическим удлинителем для проведения поинтервальной обработки призабойной зоны пласта производства ООО «НПФ «Модуль» имеет большую значимость для производственной деятельности нефтедобывающих компаний и может рассматриваться как потенциальный проект для успешного внедрения. На текущий момент данное оборудование аналогов в РФ не имеет.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Егоров Сергей Николаевич, начальник отдела ТКРС, АО «Оренбургнефть», Бузулук, Россия
Для контактов: snegorov2@orn.rosneft.ru

Шмуратко Константин Викторович, руководитель сектора по технологиям отдела ТКРС, АО «Оренбургнефть», Бузулук, Россия
Для контактов: kvshmuratko@orn.rosneft.ru

Калошин Дмитрий Анатольевич, менеджер сектора по технологиям, АО «Оренбургнефть», Бузулук, Россия
Для контактов: dakaloshin@orn.rosneft.ru

Сизов Леонид Александрович, заместитель директора по новым технологиям, ООО «НПФ «Модуль», Лениногорск, Россия
Для контактов: leonid_28@list.ru

Салахов Руслан Виноризович, заместитель директора по развитию, ООО «НПФ «Модуль», Лениногорск, Россия
Для контактов: modullen-pr@mail.ru

Ардалин Алексей Анатольевич, главный специалист отдела внедрения новых технологий, ООО «СамараНИПИнефть», Самара, Россия
Для контактов: ardalinaa@samnipi.rosneft.ru