

Успешный опыт проведения 20-стадийного ГРП за одну спуско-подъемную операцию на Самотлорском месторождении с применением технологии «Манжетный ПАКЕР»

В.В. ГОРИН, заместитель директора АО «ОКБ ЗЕНИТ» по новым технологиям

В настоящий момент нефтяная отрасль переживает нелегкие времена, связанные с тем, что падение стоимости нефти заставляет нефтяные компании изыскивать способы снижения затрат на добычу нефти. Введенные в отношении России санкции, в том числе на оборудование и материалы, связанные с добычей нефти, затрудняют доступ прихода на наш нефтяной рынок импортных технологий.

В 2012 году АО «Самотлорнефтегаз» запустило проект по внедрению технологии BPS+ селективный пакер C2C компании ООО «Трайкан Велл Сервис». В течение двух лет происходило апробирование данной технологии на Самотлорском месторождении, происходила доработка узлов и материалов, и в 2015 году данная технология была признана основной в АО «Самотлорнефтегаз». Но возникла проблема потери данной технологии из-за политических рисков в мире.

Учитывая все эти моменты, АО «НК «Роснефть» в ноябре 2015 года поручило производителям оснасток и подземного оборудования рассмотреть вопрос импортозамещения некоторых из технологий, в частности, АО «ОКБ ЗЕНИТ» получило техническое задание на разработку оборудования для проведения многостадийного разрыва пласта с применением селективного пакера и разрывных муфт.

АО «ОКБ Зенит» поддержало данное поручение и к июню 2016 года презентовало первые опытные образцы манжетного пакера и муфты с вышибными окнами.

Суть технологии заключается в том, что в хвостовик устанавливаются равнопроходные муфты для селективной стимуляции интервалов ГРП. Разобшение интервалов возможно заколонными набухаемыми пакерами или сплошным цементированием.

В дальнейшем, после демонтажа буровой установки, все работы по подготовке скважины к проведению

многостадийного разрыва пласта производится силами капитального ремонта скважин.

Ствол скважины подготавливается к спуску селективного пакера ГРП, а именно: производится СПО ДТФ и шаблона, который имитирует компоновку селективного пакера ГРП.

В компоновку пакера входит механический локатор

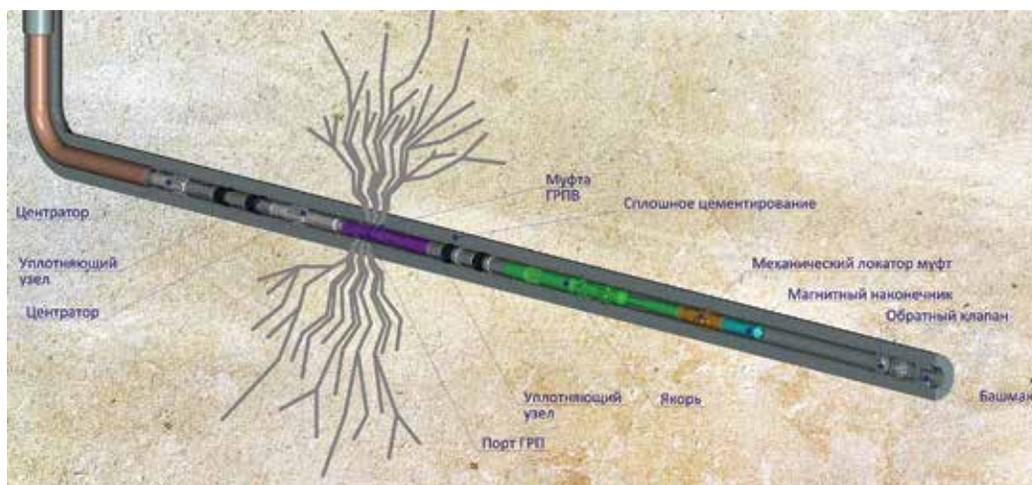


Рисунок 1 – Цементируемый хвостовик

муфт, позволяющий отбивать стыки колонны и позиционировать пакер ГРП напротив муфт ГРП, а также два забойных манометра, которые позволяют после подъема пакера из скважины и расшифровки данных путем наложения давлений определить, была ли герметичность пакера при проведении МГРП.



Рисунок 2 – Муфта ГРПВ-114 (ЗХБ 200.03.00.000)



Рисунок 3 – Конус магнитный перед спуском в скважину



Рисунок 4 – Конус магнитный после подъема из скважины (остатки металлической стружки с внутренней стенки хвостовика)

Работы по гидроразрыву силами флота ГРП производятся без демонтажа бригады КРС.

После стимуляции зоны ГРП бригада КРС производит подъем пакера на следующую зону стимуляции. В случае незапланированного «Стопа» при производстве ГРП вымыв проппанта производится обратной промывкой силами флота ГРП или агрегатами КРС. После проведения всех работ по стимуляции интервалов ГРП флот ГРП демонтируется, а бригада КРС производит подъем компоновки пакера и спуск ЭЦН.



Производить очистку забоя от проппанта не требуется. Все это позволяет эффективно использовать мощности подрядчиков по КРС и ГРП и сокращать сроки ввода скважины в эксплуатацию.

Вехи проекта:

Ноябрь 2015 года – поручение НК Роснефть на разработку.

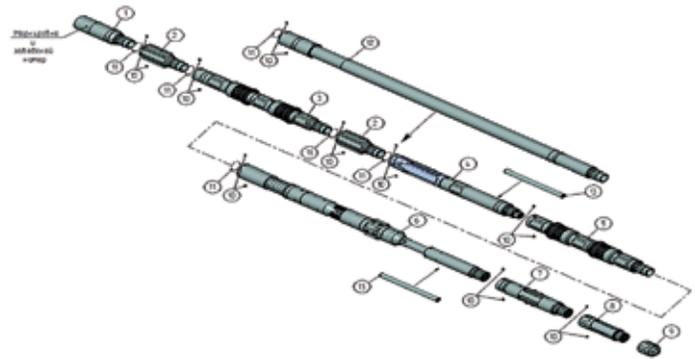
Февраль 2016 года – подписание технического задания.

Июнь 2016 года – презентация пакера заказчиком.

Сентябрь 2016 года – проведение ОПИ на 2 скважинах АО «Самотлорнефтегаз».

Октябрь – ноябрь 2016 года – доработка оборудования с учетом пожеланий АО «Самотлорнефтегаз».

Декабрь 2016 года – февраль 2017 года – проведение работ на АО «Самотлорнефтегаз», в том числе 20-стадийного ГРП по 7 тонн за одну СПО пакера. Проведение МГРП на 10 стадиях по 10 тонн с плановой недопродавкой проппанта, с проведением обратных промывок поле каждой стадии ГРП для безаварийного срыва пакера и перепозиционирования на следующую зону.



1 – Разъединитель аварийный; 2 – центратор жесткий; 3 – узел уплотняющий верхний; 4 – порт ГРП; 5 – узел уплотняющий нижний; 6 – якорь; 7 – локатор муфт; 8 – переводник магнитный; 9 – наконечник магнитный; 10 – винт установочный; 11 – кольцо уплотнительное; 12 – удлинитель; 13 – манометр-термометр

Рисунок 5 – Составные части пакера манжетного ПМ2 – 114

Проведение МГРП на пластах 1 АВ 1-2, БВ 8(0) – 6–12 стадий с массой проппанта от 2 до 15 тонн, БВ 10 (1–2) – 6 стадий с массой проппанта до 35 тонн.

Апрель – май 2017 года – успешное проведение работ на фильтровые части хвостовиков ПАО «ВЧНГ» – 3 скважины.

На сегодняшний день силами АО «ОКБ ЗЕНИТ» выполнены работы на 20 скважинах АО «НК Роснефть» АО «Самотлорнефтегаз» с применением данной технологии.

Таким образом, АО «ОКБ ЗЕНИТ» в кратчайшие сроки провело проектирование, изготовление и начало тиражирования технологии на оборудовании полностью российского производства, но не останавливается на достигнутом. В настоящее время в изготовлении муфта ГРПВ с возможностью повторных закрытий и открытий. ☉