



ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ КОМПОНОВОК ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ДОБЫЧИ ОРД-РЭК

ВАСИЛЯУСКАС Андриус Антано
Главный специалист ОРМФ УДНГ
ОАО «Самаранефтегаз»



САГИНДЫКОВ Рустам Иршатович
Начальник ОРМФ УДНГ
ОАО «Самаранефтегаз»

Внедрение технологии одновременно-раздельной добычи (ОРД) в ОАО «Самаранефтегаз» началось в 2009 году. В качестве основной задачи ОРД рассматривалось обеспечение дополнительной добычи нефти с приобщением продуктивных пластов. На данный момент потенциал применения компоновок ОРД в ОАО «Самаранефтегаз» составляет 212 скважин с приростом дебита 9,7 т/сут.

Вместе с тем различные внедрявшиеся схемы ОРД не находили широкого применения на фонде Компании по ряду причин: сложность конструкции, отсутствие налаженного сервиса, несоответствие компоновки заданным критериям одновременно-раздельной эксплуатации и др. Особый интерес вызвала первая в России полностью отечественная компоновка с электроклапанами ОРД-2РЭК-2БТ для эксплуатации двух пластов с дискретной регулировкой клапанов производства ООО НПФ «Геоник». На основе опыта эксплуатации компоновки данного типа в ОАО «Оренбургнефть» производитель произвел доработку первой конструкции, и спущенная в скважину Компании новая компоновка ОРД-2РЭК-2БТ-ГК по итогам неполного года работы показала положительные результаты, позволяя устанавливать и длительное время поддерживать оптимальный режим эксплуатации динамической системы из двух и более пластов.

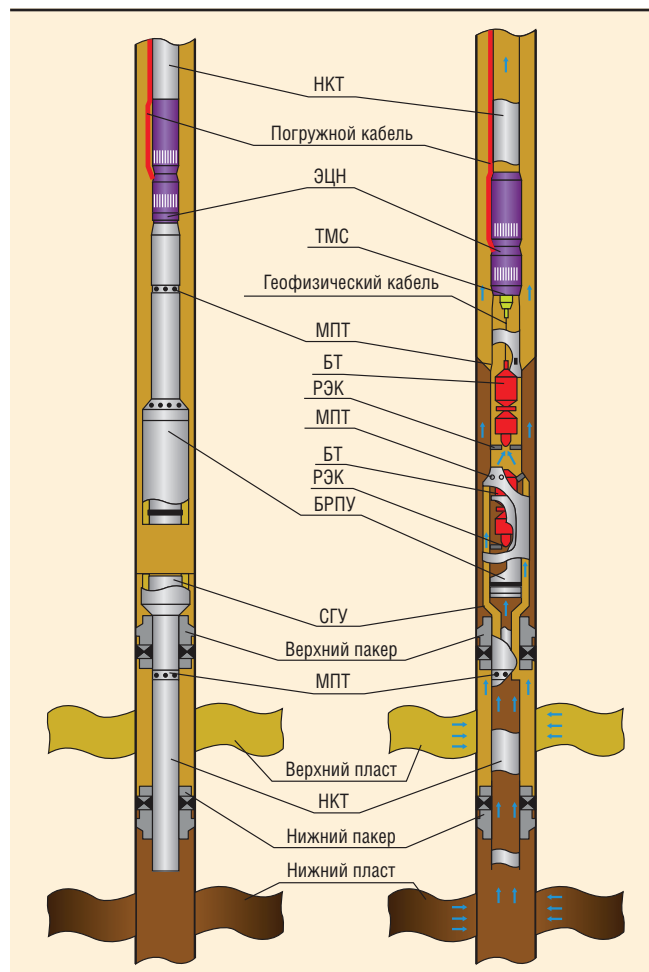
Рис. 1. Общий вид компоновки с электроклапанами ОРД-2РЭК-2БТ на два пласта с дискретной регулировкой клапанов



В состав компоновки для одновременно-раздельной добычи ОРД-2РЭК-2БТ входят регулируемые электроклапаны (РЭК), блок раздельной подачи и учета (БРПУ), блок телеметрии (БТ), муфты перекрестного течения (МПТ), стыковочные герметизирующие устройства (СГУ) и другие элементы (рис. 1-4).

Компоновка в своей первой конструкции была внедрена в ОАО «Оренбургнефть» 31 мая 2012 года и по настоящее время находится в работе. За первый год данная компоновка прошла два основных этапа испытаний: первый месяц опытной эксплуатации и шесть месяцев непрерывной работы. После года эксплуатации было проведено множество коррекций режима отборов по обоим пластам с целью снижения обводненности продукции, увеличения дебита нефти и стабилизации работы УЭЦН. Компоновка показала себя работоспособной на протяжении длительного времени и дала много ценной информации для даль-

Рис. 2. Схема компоновки с электроклапанами ОРД-2РЭК-2БТ на два пласта с дискретной регулировкой клапанов





МИФТАХОВ Руслан Талгатович
Заместитель главного инженера-начальник УДНГ ОАО «Самаранефтегаз»



НИКОЛАЕВ Олег Сергеевич
Советник генерального директора по развитию техники и технологий ООО НПФ «Геоник»

Рис. 3. Верхний пакер с СГУ и посадочным устройством (слева), БРПУ и муфта перекрестного течения выхода флюида из нижнего пласта (справа)



Рис. 4. БРПУ и муфта перекрестного течения выхода флюида из верхнего и нижнего пластов



Рис. 5. Полное закрытие обоих клапанов, открытие верхнего

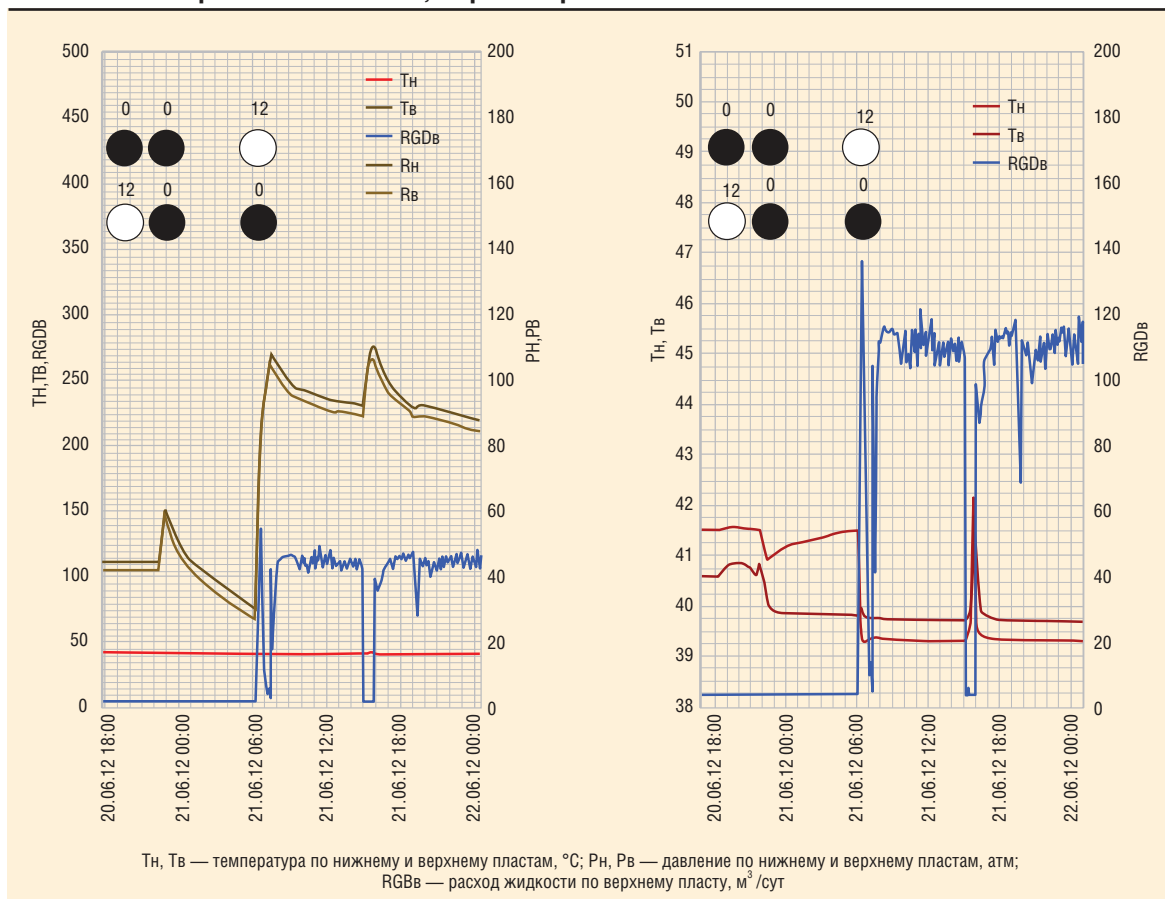


Рис. 6. Мониторинг показаний блока датчиков по верхнему пласту в зависимости от степени раскрытия верхнего клапана при полностью открытом нижнем

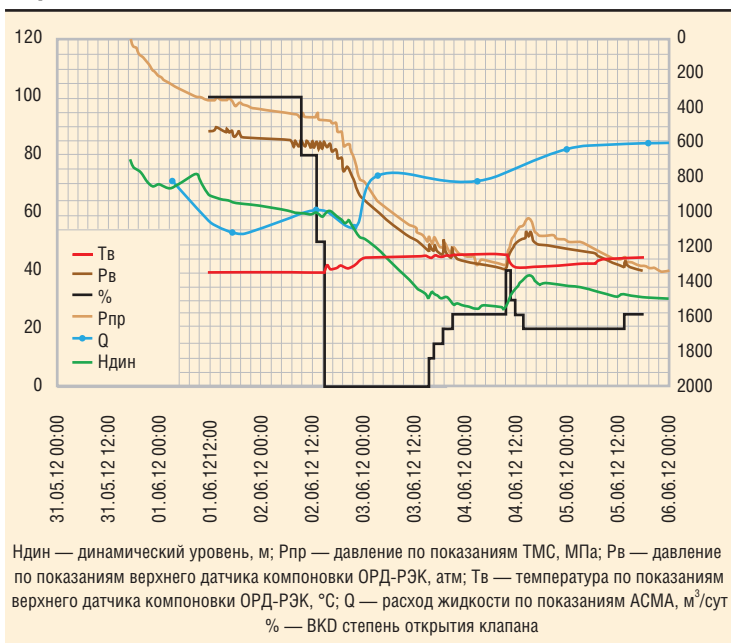
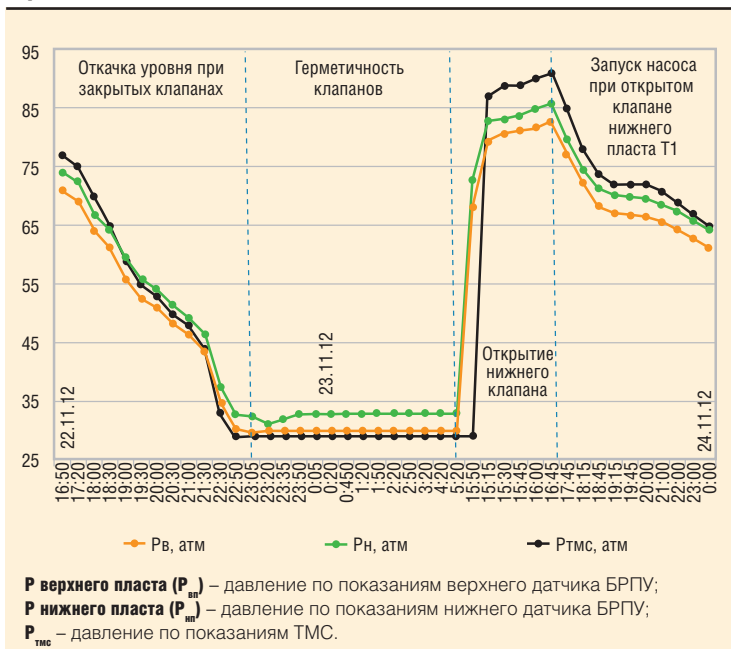


Рис. 7. График поведения кривых Рвп, Рнп и Ртмс для определения герметичности компоновки ОРД-РЭК



нейшего совершенствования конструкции.

Каждый из блоков испытаний включал в себя поочередное отключение одного из пластов для тарировки входящих в блок телеметрии датчиков (PQTR) по показаниям устьевой массоизмерительной установки АСМА (рис. 5,6). Запись КВД по каждому из пластов можно было осуществить только при отключенном ЭЦН и одном из пластов. Так как клапаны находились перед датчиками, было произведено полное закрытие клапанов на работающем ЭЦН для максимально возможного снижения уровня. После чего ЭЦН отключался и производилась запись «полки» для определения герметичности обоих клапанов. Результат в обоих случаях: «герметично» (рис. 7,8).

Однако опыт работы с первой компоновкой выявил и два существенных конструктивных недостатка компоновки. Так, во-первых, последовательное расположение РЭК+БТ в БРПУ нивелирует пластовые температуры до средних величин, и датчики температуры теряют свою информативность. Кроме того, коаксиальность каналов штуцерирует прохождение флюида, создает турбулентные зоны с температурными аномалиями и, следовательно, повышает риск формирования АСПО.

Во-вторых, расположение РЭК до БТ с датчиками лишает компоновку возможности записи КВД после закрытия РЭК без отключения ЭЦН. И это основной недостаток первой компоновки.

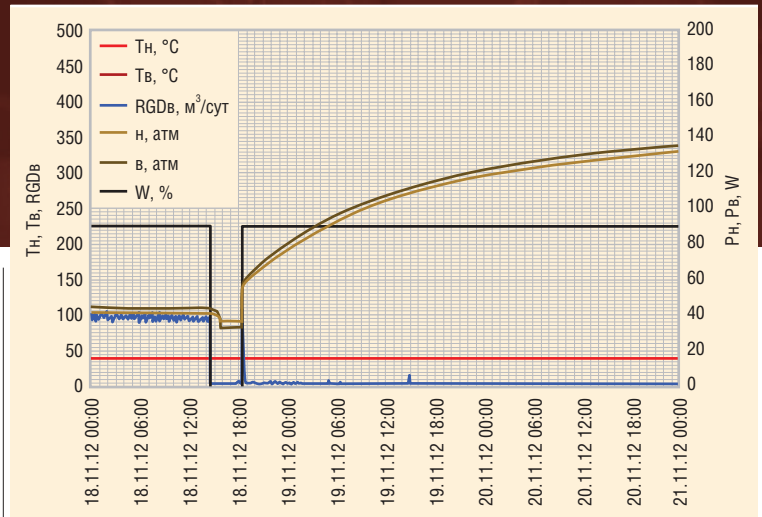
КОМПОНОВКА ОРД-РЭК НОВОЙ КОНСТРУКЦИИ

С целью устранения выявленных недостатков была разработана новая компоновка ОРД-2РЭК-2БТ-ГК с параллельным расположением каналов для прохождения флюида в БРПУ и РЭК с установленными за БТ с датчиками (рис. 9). Параллельное расположение каналов в БРПУ значительно повышает информативность температурных датчиков (рис. 10). А установка клапанов за БТ с датчиками снимает проблему с записью КВД без остановки ЭЦН (рис. 11).

Кроме того, для снижения стоимости компоновок и увеличения стабильности прохождения потока данных с датчиков на наземную панель и обратно, а также увеличения стабильности энергоснабжения РЭК был осуществлен переход на управление компоновкой по геофизическому кабелю вместо подключения к ТМС (рис. 12).

По результатам совместных переговоров ОАО «Самаранефтегаз» и ООО «НПФ «Геоник» по внедрению новой компоновки была составлена программа испытаний с подконтрольным сроком эксплуатации 180 суток. Была определена скважина, подобрано погружное оборудование, назначена дата монтажа. Монтаж усовершенствованной компоновки ОРД-2РЭК-2БТ-ГК с параллельными каналами начался 23 июня 2014 года. В работу скважину запустили 27 июня.

Рис. 8. КВД по данным датчиков пласта А4



В течение первой недели эксплуатации проводилась калибровка датчиков PQT по трем установленным режимам по каждому пласту при отключенном с помощью РЭК втором пласте (рис. 13, 14). В ходе калибровки также регистрировались индикаторные кривые. Калибровка дебитомеров проводилась по показаниям мобильной замерной установки МЕРА-МР, при этом на отключенном пласте производилась запись КВД. В результате был выведен поправочный коэффициент, позволяющий определять текущий дебит с погрешностью не более 4%. Данные можно получать как в режиме онлайн, так и из памяти приборов целиком или за период.

С использованием зарегистрированных при калибровке индикаторных диаграмм и КВД были определены характеристики пласта, позволившие контролировать режимы совместной эксплуатации пластов скважины на математической модели (рис. 15). Рассчитанный благодаря этому оптимальный режим депрессии на каждый из пластов был установлен с помощью дистанционного открытия РЭК.

РЕЗУЛЬТАТЫ ВНЕДРЕНИЯ КОМПОНОВКИ ОРД-РЭК

Установка и поддержание максимально эффективного режима эксплуатации по данным геологической службы ОАО «Самаранефтегаз» позволили дополнительно добыть за период с 27 июня 2014 по 02 апреля 2015 года (268 суток) 4 091 т нефти. Средний прирост за период составил 15,3 т/сут, что для этого региона равносильно вводу в эксплуатацию дополнительной среднетоннажной скважины.

Вместе с тем в ходе эксплуатации компоновки был

Рис. 9. Компоновка ОРД-2РЭК-2БТ-ГК с параллельным расположением каналов для прохождения флюида в БРПУ и РЭК с установленными за БТ с датчиками

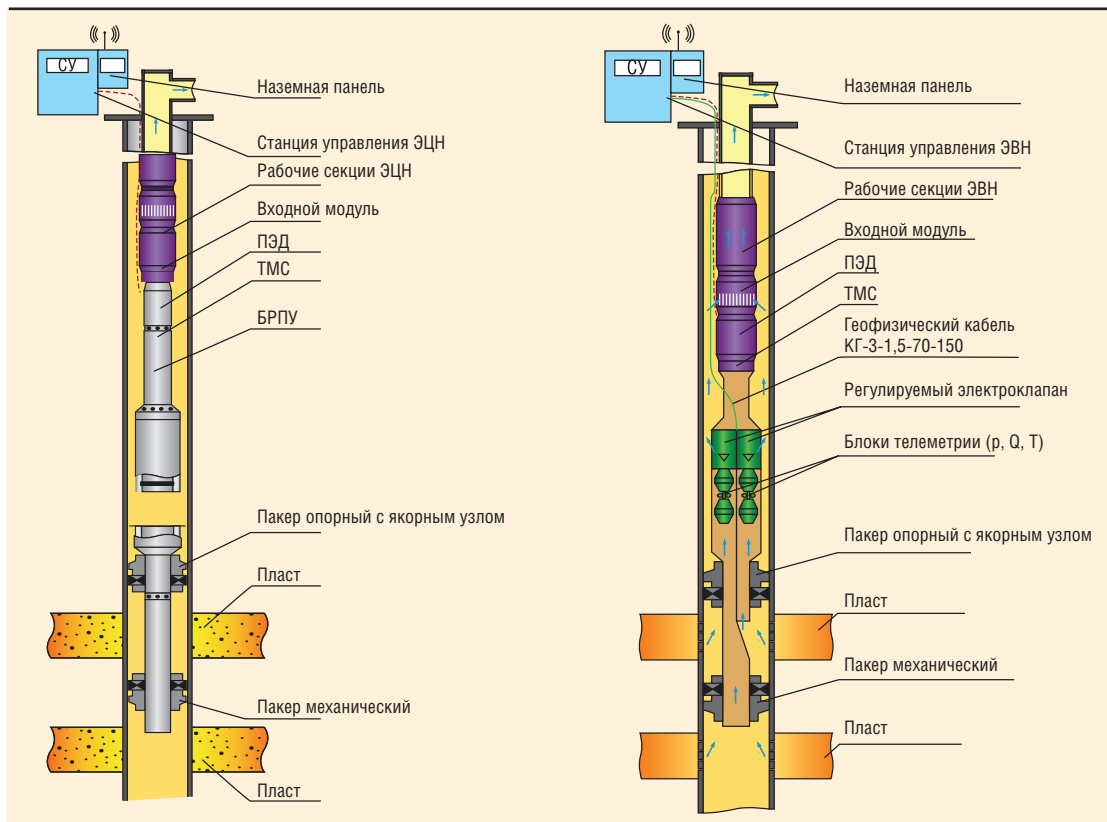


Рис. 10. БРПУ с параллельными каналами и отдельными пластовыми датчиками РВТС



Рис. 11. Блок датчиков суммарного потока РТС с узлом для подключения геофизического кабеля



выявлен плавающий дефект в управлении одного из клапанов, не влияющий на работоспособность компоновки в целом. Анализ дефекта и соответствующие мероприятия по его устранению будут проведены после демонтажа установки.

Таким образом, после продолжительного периода разработки и доводки была получена компоновка, не только снимающая лицензионные риски бесконтрольной эксплуатации двух и более объектов, но и способ-

Рис. 12. Геофизический кабель для передачи телеметрии и управления РЭК (слева), компоновка ОРД-2РЭК-2БТ-ГК перед спуском (справа)



ная за счет онлайн-контроля параметров разработки пласта и, самое главное, обратной связи с пластом посредством РЭК устанавливать и длительное время поддерживать оптимальный режим эксплуатации динамической системы из двух и более пластов. Данная функция позволяет получать на уже эксплуатируемых скважинах значительные приросты добычи нефти.

Рис. 13. Калибровка нижних датчиков в корреляции с показаниями устьевой установки МЕРА-М с одновременным снятием индикаторной кривой по нижнему пласту на трех режимах и записью КВД по верхнему пласту

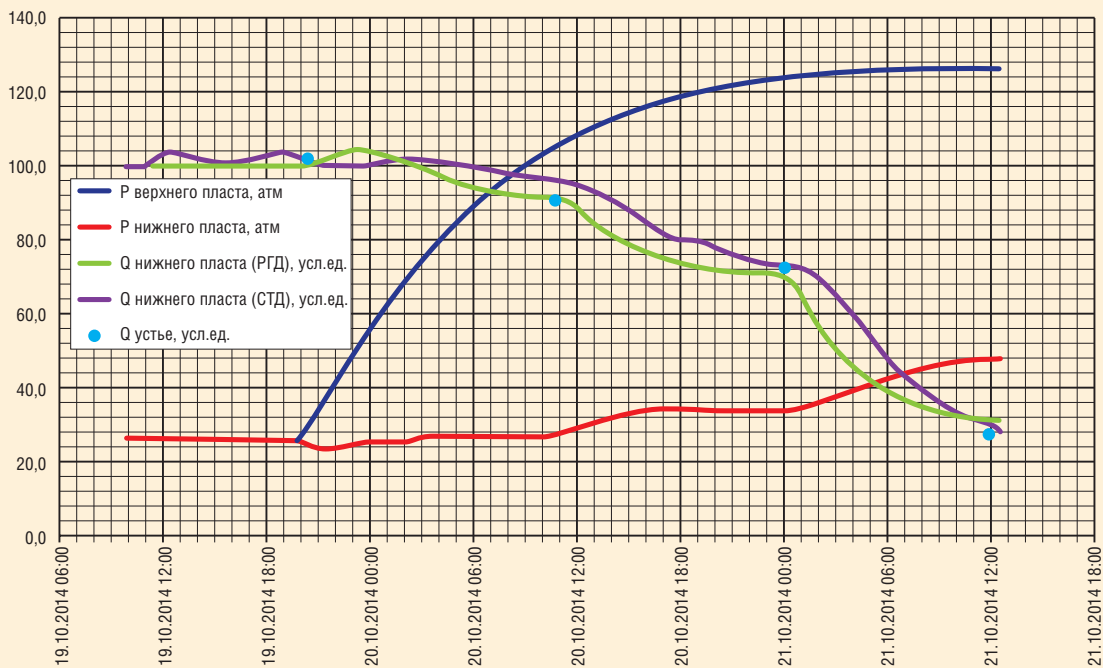


Рис. 14. Калибровка верхних датчиков в корреляции с показаниями устьевой установки МЕРА-М, с одновременным снятием индикаторной кривой по верхнему пласту на трех режимах и записью КВД по нижнему пласту

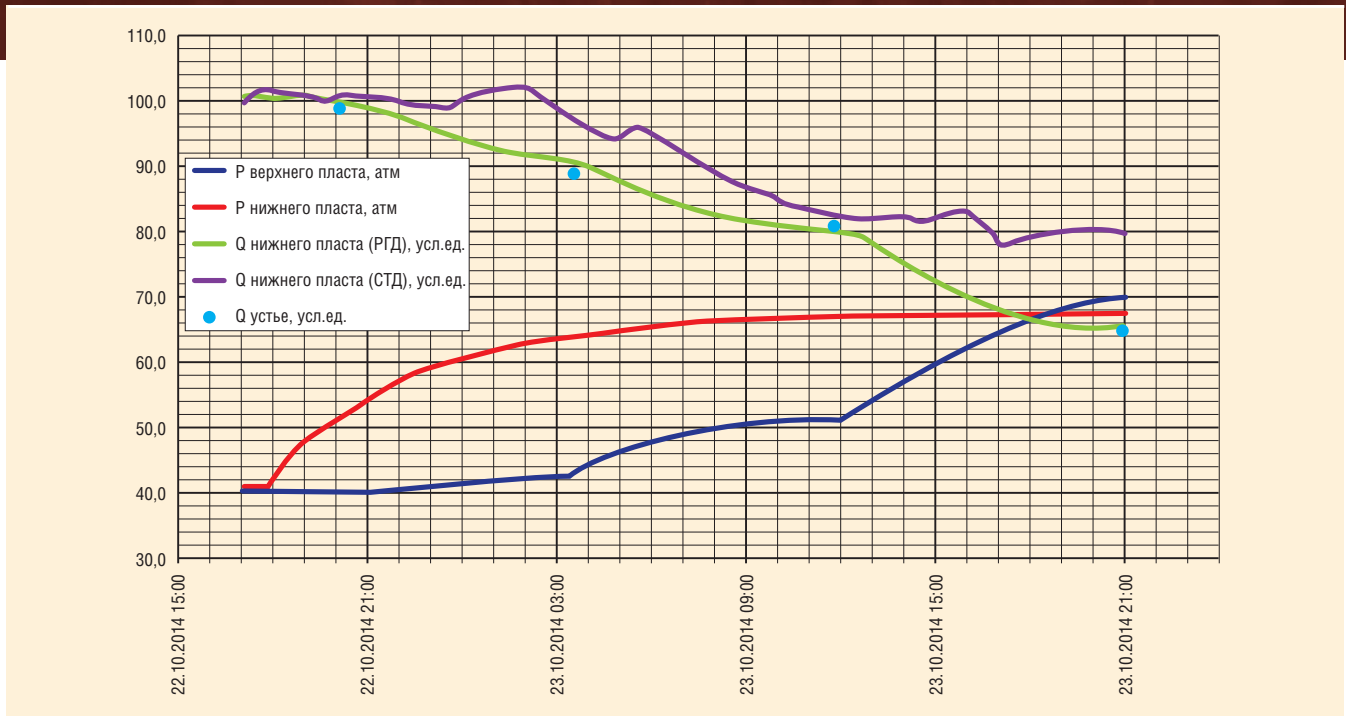


Рис. 15. Проверка герметичности РЭК после снижения забойного давления и отключения УЗЦН, с одновременной записью КВД по верхнему и нижнему пластам КВД по нижнему пласту

