

# Проекты ОРЭ пластов в ТНК-ВР: на НИЗКОМ старте

## Dual Completion Projects at TNK-BP: Ready to Roll

Применение систем одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) способно существенно улучшить экономическую эффективность инвестиций ТНК-ВР, обеспечить оптимальную выработку пластов и минимизировать технологическое влияние на окружающую среду. К настоящему времени Компанией наработан обширный опыт тестирования технологий ОРЭ, и в ближайшие годы масштаб их применения значительно расширится.

*Dual completion (DC) systems can dramatically improve the economic efficiency of TNK-BP's investments, ensure optimal management and development of reservoirs, and minimize environmental impact. TNK-BP has gained extensive experience in testing dual completion technology and the scope of their application can be expected to broaden in the coming years.*



**Эдуард Муслимов**

директор по технологиям эксплуатации и заканчивания, Департамент внутрискважинных работ, БН «Разведка и Добыча»

**Eduard Muslimov**

Director, Production Technology and Completions, Wellwork Department, Upstream



**Петр Медведев**

руководитель группы технологий интеллектуализации, Департамент внутрискважинных работ, Центр экспертной поддержки и технического развития, БН «Разведка и Добыча»

**Peter Medvedev**

Leader, Intelligent Technologies Team, Peer Review and Technical Development Center, Upstream

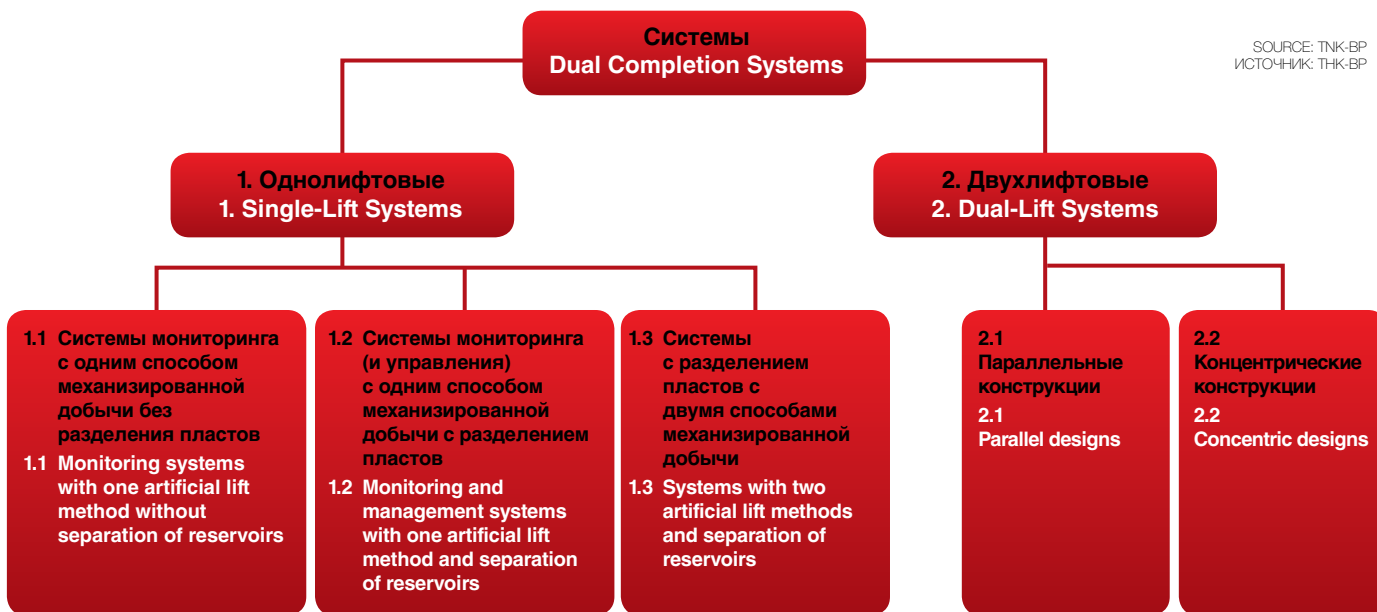
В ряде случаев бурение отдельных скважин на каждый объект разработки экономически нецелесообразно. Кроме того, часто для строительства большого количества скважин имеются технические или логистические ограничения. При этом разработка пластов последовательным способом замедляет освоение запасов. Эксплуатация разных объектов одной скважиной с применением технологий ОРЭ способна сократить объемы бурения, обеспечить прирост добычи, ускорить ввод запасов в разработку и снизить вредное воздействие на окружающую среду. Отметим, что применение технологии должно соответствовать требованиям проектных документов и постановления Ростехнадзора о раздельном учете продукции, то есть обеспечивать необходимую надежность, быть экономически приемлемым, удовлетворять требованиям оптимальной разработки объектов. Согласно постановлению Ростехнадзора, ОРЭ нескольких эксплуатационных объектов одной скважиной допускается при наличии сменного внутрискважинного оборудования, обеспечивающего возможность реализации раздельного учета добываемой продукции, промысловых исследований каждого пласта раздельно и проведения безопасного ремонта скважин с учетом различия давлений и свойств пластовых флюидов.

Drilling separate wells in every reservoir is economically unviable in some cases. Aside from that, construction of many wells entails technical or logistical restrictions and limitations. Successive development of reservoirs slows down the production of reserves. Developing different reservoirs with the same well via DC technologies can decrease the scope of drilling, increase production, accelerate development of reserves, and help mitigate adverse environmental impact. It should be noted that the use of DC technologies must meet the requirements of design documents and provisions of the Federal Environmental, Technological and Nuclear Supervision Service (Rostekhnadzor) for separate accounting of products, provide the required level of reliability and cost efficiency, and fulfill the requirements to optimal development of reservoirs. According to Rostekhnadzor's resolution, dual completion of several reservoirs with the same well shall be permitted when exchangeable downhole equipment is available for separate metering of produced hydrocarbons, separate testing and logging of every reservoir, and safe servicing of wells with due consideration for pressure differential and the properties of reservoir fluids.

The actual operating conditions of TNK-BP's fields are such that 98 percent of wells are worked by artificial lift, 90

Операционные условия месторождений ТНК-БП таковы, что 98% действующего фонда скважин эксплуатируются механизированным способом, из них 90% – с применением установок электроцентробежных насосов (УЭЦН). Средняя глубина скважин превышает 2 000 м, эксплуатационные колонны представлены в основном диаметром 168 мм и менее; активно применяются технологии гидроразрыва пласта (ГРП) (около 1 500 операций в год). Многие месторождения имеют три и более пласта и осложняющие факторы

percent of them using electrical submersible pump (ESP) units. The average depth of wells exceeds 2,000 m, the diameter of most production casings is 168 mm or less, and hydraulic fracturing technologies are used extensively (approximately 1,500 hydraulic fracturing jobs a year). Many fields have three or more reservoirs and a number of complicating factors, such as asphalt-paraffin deposits, salts, abrasive suspended solids, a high gas-oil ratio, and frequent crossflows behind casings. In such conditions, the requirements for DC equipment are more stringent. Despite



**Рис. 1** Классификация систем для ОРД, применимых для активов ТНК-БП

**Fig. 1** Classification of DC Systems Applicable to TNK-BP's Assets

(асфальтенопарафиновые отложения, соли, абразивные механические примеси, высокий газовый фактор), нередко проблемы заколонных перетоков. В таких условиях к внедряемому оборудованию для ОРЭ предъявляются повышенные требования. Хотя данные системы и не являются принципиально новой технологией, их использование требует применения передовых разработок в механизированной добыче, геофизике, метрологии и заканчивании скважин.

Основные риски при внедрении технологий ОРЭ заключаются в отсутствии точно известного потенциала дебита или приемистости по новым объектам разработки, а также неопределенности распределения добычи по пластам на действующем фонде. Формировать техническое задание на закупку оборудования при этом требуется задолго до уточнения потенциала. К рискам относятся также неудовлетворительное или неизвестное механическое состояние скважин-кандидатов (состояние колонны, цементного кольца и т.д.) и низкая стадия готовности технологии для промышленного внедрения. При планировании использования технологии приходится

the fact that dual completion systems do not constitute an essentially new technology, their use requires application of advanced methods of artificial lift, geophysical studies, metrology, and well completion.

The main risk inherent in DC technologies is that the flow rate of wells or permeability of new reservoirs under development is not known exactly and the distribution of production from reservoirs with an active well stock is usually uncertain. Other risks include unsatisfactory or unknown mechanical conditions of candidate wells (casings, cement sheath, etc.) and the poor susceptibility of technologies to commercial integration. Furthermore, the fact that the reliability of a complex system is lower than that of its constituent elements should always be taken into consideration in technology application planning.

According to the Tyumen Petroleum Research Center (TNRC), TNKBP's potential well stock usable for DC as of the beginning of 2012 stood at approximately 3,300 wells, and the oil reserves that may be developed and recovered using dual completion technologies are estimated at several

учитывать, что надежность комплексной системы ниже, чем ее отдельных элементов.

Потенциальный фонд для применения ОПЭ в ТНК-ВР, согласно оценке Тюменского нефтяного научного центра (ТННЦ) по состоянию на начало 2012 года составляет около 3 300 скважин, предварительная оценка текущих извлекаемых и вовлекаемых запасов с применением ОПЭ – несколько десятков миллионов т нефти. В перспективе этот потенциал будет расти за счет вовлечения в разработку новых месторождений. Классификация ключевых систем для ОПЭ, применимых для активов ТНК-ВР, приведена на Рис. 1. Различают системы для одновременно-раздельной добычи (ОРД), одновременно-раздельной закачки (ОРЗ) и одновременно-раздельной добычи и закачки (ОРДиЗ).

### Внедрения однолифтовых систем

В ТНК-ВР внедрялись три типа систем мониторинга с одним способом механизированной добычи без разделения пластов (1.1). Первый из них – схема с подвижной геофизикой под УЭЦН (Рис. 2а) – представляет собой комплексный прибор на геофизическом кабеле. В 2008–2011 годах данная технология применялась в целевом дочернем обществе (ЦДО) «Бугурусланнефть» на четырех скважинах, а в 2010–2011 годах – в ЦДО «Сорочинскнефть» на девяти скважинах. В процессе применения отмечалось засорение расходомера и случаи раскрытия децентрактора.

Схема «УЭЦН + Y-Tool» (Рис. 2b) позволяет проводить промыслово-геофизические исследования (ПГИ) в динамических условиях с извлечением приборов. Первый опыт применения данного оборудования был неудачным – в 2008 году из скважины ООО «Бугурусланнефть» не удалось извлечь герметизирующее устройство системы байпасирования, а в ЦДО «Сорочинскнефть» был получен ранний отказ насоса. Испытания аналогичной технологии другого производителя решено возобновить в 2012 году на месторождениях ООО «ТНК-Уват», где запланировано ее внедрение на 10 скважинах.

Преимуществом схемы «УЭЦН + подвесной геофизический прибор» (Рис. 2с) является использование стандартного внутрискважинного оборудования с добавлением геофизического блока, подключенного к ТМС УЭЦН, и выводом данных на поверхность. Минимальный дебит жидкости для этой технологии составляет 30 м<sup>3</sup> в сутки, а величина угла – до 15 градусов. Успешные испытания метода проведены в 2011 году на скважинах ОАО «ТНК-Нягань». Текущий межремонтный период составляет 280 суток, на 2012 год запланировано тиражирование технологии.

Региональные предприятия ТНК-ВР протестировали и три типа систем мониторинга и управления с одним способом механизированной добычи с разделением пластов (1.2). Схема «УЭЦН + мандрели» (Рис. 2d)

tens mln t. In future, this potential is expected to rise with the number of new fields brought into development. A classification of the key systems required for application of DC technologies in the assets of TNK-BP is shown in Fig. 1.

There are systems for dual production (DP), dual injection (DI), and dual production and injection (DP&I).

### Integration of Single-Lift Systems

Three types of monitoring systems with one artificial lift method and without separation of reservoirs (1.1) have been integrated at TNK-BP. The first type uses mobile logging equipment under the ESP unit (Fig. 2a) and consists of complex equipment on a logging cable. This type of system was used in four Buguruslanneft wells in 2008–2011 and in nine Sorochinskneft wells in 2010–2011. There were cases of flow meter clogging and eccentric stabilizer opening.

The ESP + Y-tool scheme (Fig. 2b) allows for logging in dynamic conditions with tool tripping. The first attempt at using this scheme ended unsuccessfully with a failure to pull out a bypass system packoff from one of Buguruslanneft's wells in 2008 and an early pump failure at Sorochinskneft. A decision was then made to test similar equipment of another manufacturer in 2012 at TNK-Uvat fields and use it in 10 wells.

The advantage of the ESP + hooked log scheme (Fig. 2c) is using standard downhole equipment with a logging block hooked to the downhole monitoring equipment of the ESP unit and data output to the surface. The minimum liquid flow rate in this scheme is 30 cu. m per day at an angle of up to 15°. Successful tests of this scheme were conducted in 2011 in wells operated by TNK-Nyagan. The current turnaround interval for this scheme is 280 days. This technology will be rolled out in 2012.

Regional enterprises of TNK-BP have tested three types of monitoring and management systems with one artificial lift method and with separation of reservoirs (1.2). The ESP + mandrels scheme (Fig. 2d) runs on modified gas-lift equipment. Chokes and logging tools on a cable are inserted into mandrels for measuring pressure, temperature, humidity, and flow rate. The most common equipment operates autonomously with its own memory, but there are technical solutions for output of data to the surface in real time. In 2008, this technology with autonomous tools was integrated in 14 wells of Varyoganneftegaz. Flow rates varied in the range of 53–110 cu. m per day, and the average turnaround interval was 365 days. In 2010, this scheme was tested in two wells of Samotlorneftegaz, where quick clogging of flow meters was observed. In 2011, a technology with data output to the surface was tested at TNK-Nyagan with rapid failure of flow meters.



2-3 октября 2012, Астана, Казахстан, Дворец Независимости



# VII ЕВРАЗИЙСКИЙ ФОРУМ KAZENERGY

## МИР В ЭПОХУ ПЕРЕМЕН:

Формирование устойчивого энергетического будущего



**Карим МАСИМОВ**  
Премьер-Министр,  
Республика Казахстан



**Мухаммед  
Бин Загин  
Аль-Хамили**  
Министр энергетики, ОАЭ



**Герхард ШРЁДЕР**  
33-й канцлер Германии,  
член Совета директоров,  
Председатель Комитета  
акционеров Nord Stream AG



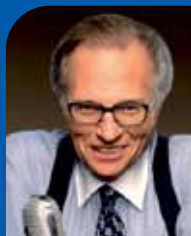
**Рандал ГОССЕН**  
Президент, Всемирный  
Нефтяной Совет (ВНС)



**Мехмет  
ХИЛМИ ГЮЛЕР**  
Экс-Министр  
энергетики и природных  
ресурсов, Турция



**Джон ХОВАРД**  
25-й Премьер-Министр,  
Австралия



**Ларри КИНГ**  
Ведущий Larry King Live  
(1985-2010)



**Кямаладдин  
ГЕЙДАРОВ**  
Министр по  
чрезвычайным ситуациям,  
Азербайджанская  
Республика



**Д-р Кристоф ФРЕЙ**  
Генеральный Секретарь,  
Всемирный  
энергетический  
совет (ВЭС)



**Леонид  
БОХАНОВСКИЙ**  
Генеральный Секретарь,  
Форум стран-экспортёров  
газа



**Робин ВЕСТ**  
Председатель,  
PFC Energy



**Ричард ДЖОНС**  
Заместитель Исполнительного  
директора, Международное  
энергетическое  
агентство (МЭА)

### УЧАСТНИКИ ПРОШЛЫХ ФОРУМОВ



### ГЕНЕРАЛЬНЫЕ СПОНСОРЫ ПРОШЛЫХ ФОРУМОВ



### УЧРЕДИТЕЛЬ



### ПРИ ПОДДЕРЖКЕ



Правительство  
Республики Казахстан

### АККРЕДИТОВАННЫЙ ОРИГАНИЗАТОР



### СО-ОРИГАНИЗАТОРЫ ПРОШЛЫХ ФОРУМОВ



### ПО ВОПРОСАМ ПРОГРАММЫ

**Рамазан Жампиисов**  
Менеджер проекта  
т: +7 7172 794 985  
с: +7 701 888 7080  
м: ramazan@kazenergy.com

**Арман Сапаргалиев**  
Менеджер проекта  
т: +7 7172 790 204  
с: +7 701 555 5271  
м: arman@kazenergy.com

### ПО ВОПРОСАМ РЕГИСТРАЦИИ

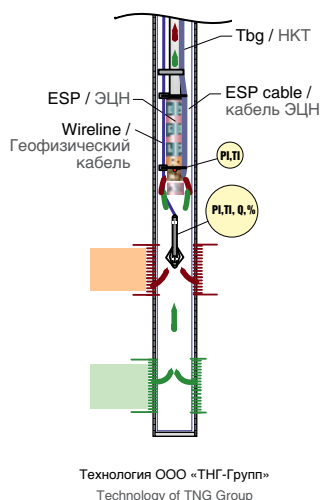
**Эльвира Российская**  
Гульжан Солтанбекова  
т: +7 727 258 34 34  
т: +7 717 258 02 55  
м: elvira@iteca.kz; gulzhan@iteca.kz

**Нитин Триведи**  
Менеджер проекта  
т: +44 (0) 20 7596 5092  
nitin.trivedi@ite-exhibitions.com

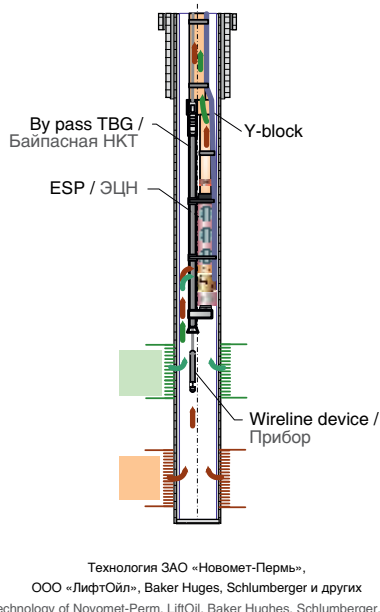
### МЕДИА-ПАРТНЕРЫ ПРОШЛЫХ ФОРУМОВ



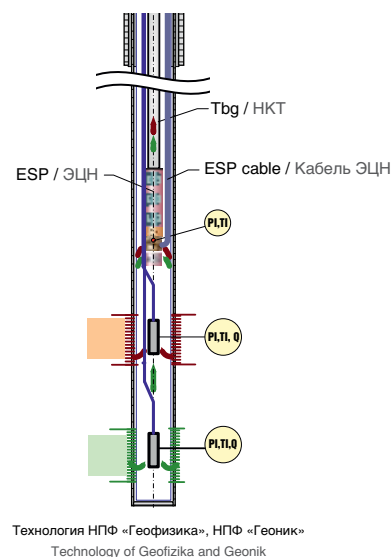
**а) Схема с подвижным геофизическим прибором под УЭЦН**  
**a) Mobile logging equipment under the ESP unit**



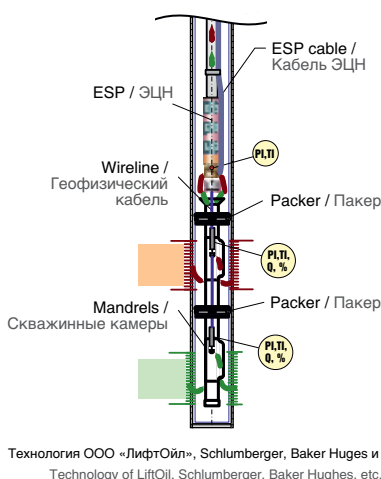
**б) Схема «УЭЦН + Y-Tool»**  
**b) ESP + Y-Tool**



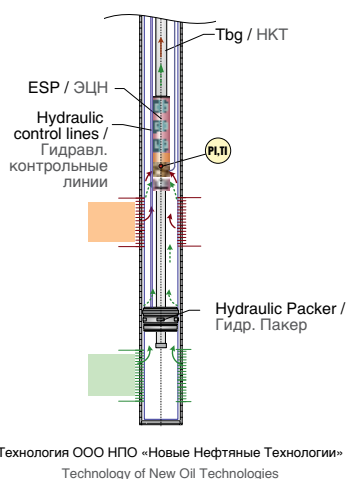
**в) Схема «УЭЦН + подвесной геофизический прибор на ТМС»**  
**c) ESP + hooked log**



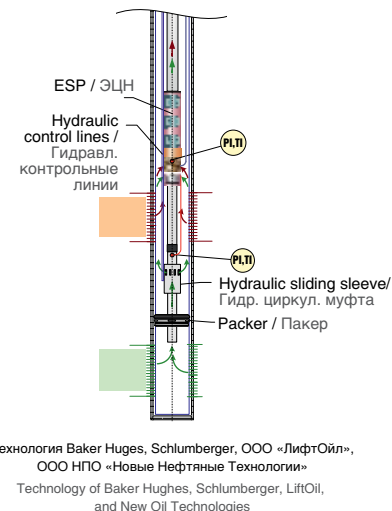
**д) Схема «УЭЦН + мандрели»**  
**d) ESP + mandrels**



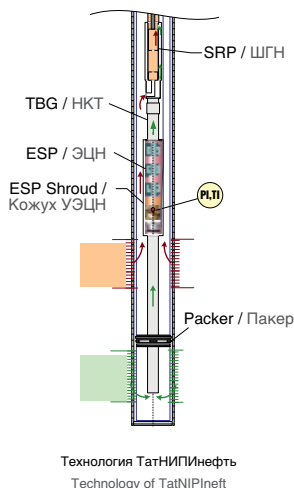
**е) Схема «УЭЦН + расширяющийся пакер»**  
**e) ESP + expanding packer**



**ж) Схема «УЭЦН + гидравлическая циркуляционная муфта»**  
**f) ESP + hydraulically control sliding sleeve**



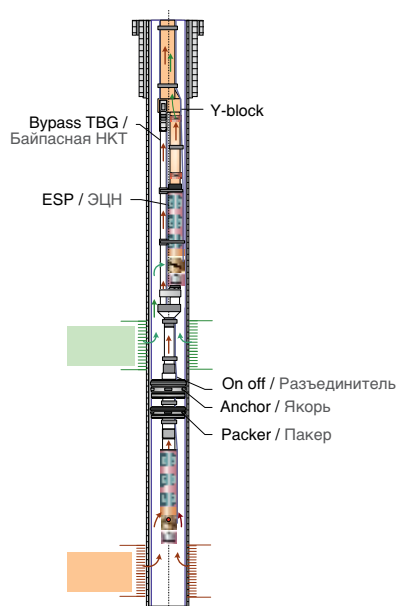
**г) Схема «УШГН + УЭЦН»**  
**g) SRP + ESP**



**Рис. 2 Системы ОПЭ, применимые для активов ТНК-ВР (Часть 1)**  
**Fig. 2 Dual Completion Systems Applicable to TNK-BP Assets (Part 1)**

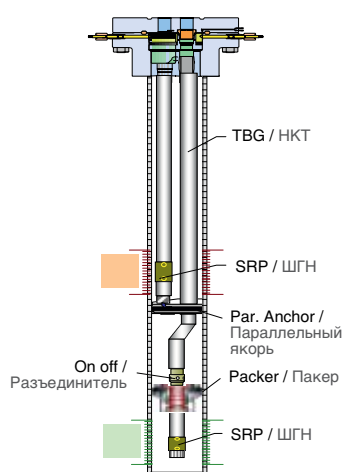
“ Часто для строительства большого количества скважин имеются технические или логистические ограничения  
 Construction of many wells entails technical or logistical restrictions and limitations ”

h) Схема «УЗЦН + УЗЦН»  
h) ESP + ESP



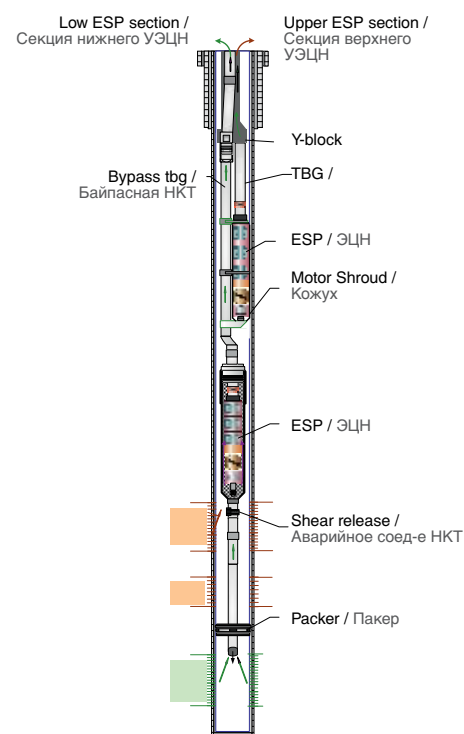
Технология ЗАО «Новомет-Пермь»  
Technology of Novomet-Perm

i) Схема «ШГН + ШГН» (параллельный лифт)  
i) SRP + SRP (parallel lift)



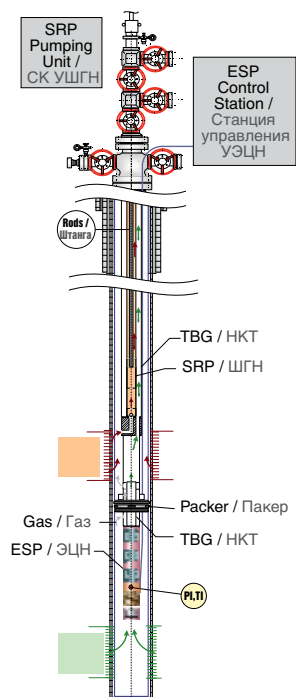
Технология ТНК-ВР, ТатНИПИнефть  
Technology of TNK-BP and TatNIPIneft

j) Схема концентрической конструкции «ЭЦН + ЭЦН»  
j) Concentric ESP + ESP



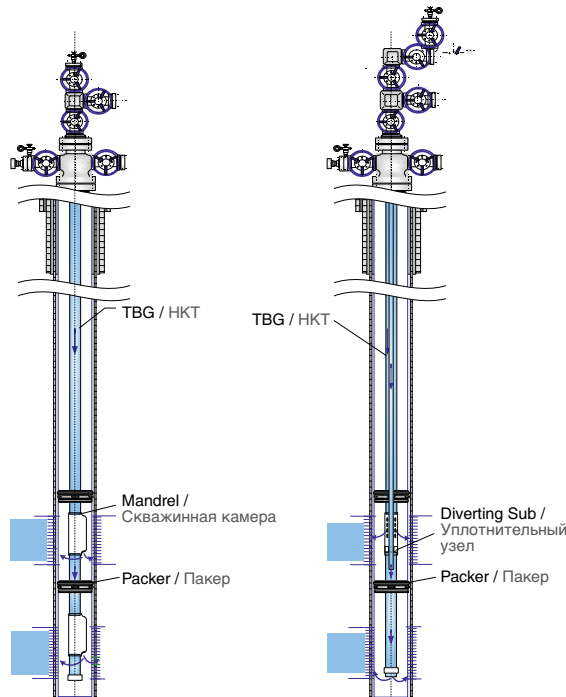
Технология Baker Hughes, Schlumberger  
Technology of Baker Hughes, Schlumberger

k) Схема концентрической конструкции «ШГН + ЭЦН»  
k) Concentric SRP + ESP



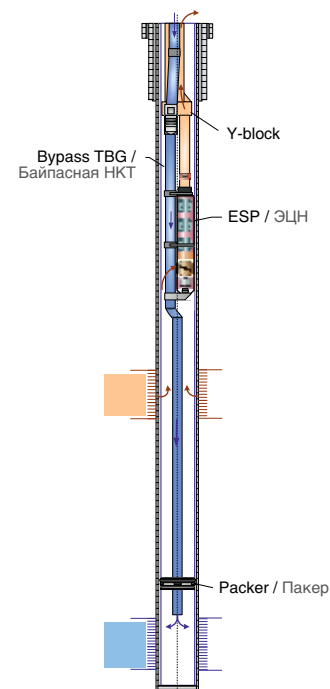
Технология ООО НТП «Нефтегазтехника»  
Technology of Neftegaztehnika

l) Однолифтовая (слева) и концентрическая (справа) системы ОРЗ  
l) Single-lift (left) and concentric (right) DI systems



Технология (однолифтовая) ООО «ЛифтОйл», Schlumberger, НПФ «Пакер»,  
ООО НТП «Нефтегазтехника» и других  
Single-lift technology of LiftOil, Schlumberger, Packer, Neftegaztehnika, etc.

m) Общая схема ОРДиз на скважине №791 Западно-Ольховского месторождения ЦДО «Сорочинскнефть»  
m) Dual completion and injection system in well #791 of Sorochinskneft's Zapadno-Olkhovskoe field



Технология Schlumberger, Baker Hughes  
Technology of Schlumberger and Baker Hughes

Рис. 2 Системы ОРЭ, применимые для активов ТНК-ВР (Часть 2)  
Fig. 2 DC Systems Applicable to TNK-BP Assets (Part 2)

Системы для ОРД DP Systems	Преимущества Advantages
<b>1.1 Однолифтовые системы мониторинга с одним способом механизированной добычи без разделения пластов</b>  1.1 Single-lift monitoring systems with one artificial lift method without separation of reservoirs	<ul style="list-style-type: none"> <li>- геофизика в динамических условиях</li> <li>- исследования на разных режимах</li> <li>- меньшая стоимость</li> <li>- Well logging and testing in dynamic conditions</li> <li>- Studies in different conditions</li> <li>- Lower cost</li> </ul>
<b>1.2 Однолифтовые системы мониторинга (и управления) с одним способом механизированной добычи с разделением пластов</b>  1.2 Single-lift monitoring and management systems with one artificial lift method and separation of reservoirs	<ul style="list-style-type: none"> <li>- меньшая степень взаимовлияния пластов</li> <li>- возможность более достоверного учета</li> <li>- Less interaction of reservoirs</li> <li>- More reliable metering</li> </ul>
<b>1.3 Однолифтовые системы с разделением пластов с двумя способами механизированной добычи</b>  1.3 Single-lift systems with two artificial lift methods and separation of reservoirs	<ul style="list-style-type: none"> <li>- ниже степень взаимовлияния пластов</li> <li>- учет и исследования без геофизики</li> <li>- эксплуатационные колонны 146 мм и 168 мм со стандартной фонтанной арматурой</li> <li>- дифференцированная депрессия</li> <li>- Less interaction of reservoirs</li> <li>- Accounting and studies without logging</li> <li>- Production casings of 146 mm and 168 mm with standard production trees</li> <li>- Differential depression</li> </ul>
<b>2.1 Двухлифтовые системы с параллельными лифтами</b>  2.1 Dual-lift systems with parallel lifts	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 100% независимая добыча из каждого пласта</li> <li>- Completely independent production from every reservoir</li> </ul>
<b>2.2 Двухлифтовые системы концентрической конструкции</b>  2.2 Dual-lift systems with concentric design	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 100% независимая добыча из каждого пласта</li> <li>- Completely independent production from every reservoir</li> </ul>

**Табл. 1** Сравнение систем для ОРД, протестированных в ТНК-ВР  
**Table 1** Comparison of the DP Systems Tested at TNK-BP

Source: TNK-BP / источник: ТНК-ВР

Недостатки Shortcomings	Рекомендации Recommendations
<ul style="list-style-type: none"> <li>- взаимодействие пластов</li> <li>- нет возможности регулирования</li> <li>- смешение продукции</li> <li>- невозможность снятия кривой восстановления давления</li> <li>- необходимость интерпретации данных промысловых геофизических исследований</li> <li>- низкая надежность расходомеров</li> <li>- риски повреждения кабеля при спуско-подъемных операциях</li> <li>- в случае использования байпасных блоков – ограничения по типоразмеру ЭЦН и риски по извлечению герметизирующего устройства</li> <li>- ограничения по кривизне (2 градуса на 10 м, угол наклона до 20 градусов)</li> <li>- Interaction of reservoirs</li> <li>- No regulation</li> <li>- Mixing of products</li> <li>- Pressure build-up curve measurement impossible</li> <li>- Necessity of logging data interpretation</li> <li>- Low reliability of flow meters</li> <li>- Cable damage risks during tripping operations</li> <li>- ESP size restrictions and pack-off pulling risks when bypass blocks are used</li> <li>- Curvature restrictions (2° per 10 m, angle of up to 20°)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- использовать на скважинах, где техническое состояние не допускает разделения пластов (состояние колонн, цемента) либо есть осложняющие факторы добычи (высокий вынос механических примесей, газовый фактор и т.д.)</li> <li>- использовать на скважинах, где геология пластов, физико-химические свойства флюидов и энергетическое состояние близки</li> <li>- использовать преимущественно на старом фонде, где внедрение систем с разделением нерентабельно</li> <li>- Should be used in wells where technical conditions (casings, cement sheath, etc.) do not allow separation of reservoirs or in wells with complicating factors (high production of suspended solids, high gas-oil ratios, etc.)</li> <li>- Should be used in wells with similar geological structure, physicochemical properties, and energy state of reservoirs</li> <li>- Should be used mostly in old wells where integration of systems with separation of reservoirs is not profitable</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>- смешение продукции при подъеме</li> <li>- сложности подъема пакерного оборудования при наличии выноса песка или проппанта</li> <li>- ненадежность внутрискважинных расходомеров</li> <li>- необходимость канатных работ для регулировки штуцеров и подъема геофизических приборов с подземным ремонтом скважин</li> <li>- ограниченные возможности для управления работой пластов</li> <li>- Mixing of products during lifting</li> <li>- Difficulties with pullout of packer equipment in the presence of sand or proppant</li> <li>- Low reliability of down-hole flow meters</li> <li>- Need for cable works to regulate chokes and pullout of logging equipment with well servicing</li> <li>- Limited reservoir management possibilities</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- диаметр эксплуатационной колонны от 146 мм</li> <li>- использовать на скважинах, не требующих частых интервенций;</li> <li>- техническое состояние скважины (эксплуатационной колонны, цемента и т.д.) оправдывает установку пакеров</li> <li>- нет осложняющих факторов добычи</li> <li>- различие геологии пластов и физико-химических свойств нефти</li> <li>- Should be used in wells with production casings over 146 mm in diameter</li> <li>- Should be used in wells that do not require frequent interventions</li> <li>- Should be used in wells where technical conditions (production casing, cement sheath, etc.) justify packer setting</li> <li>- Should be used in wells without production complicating factors</li> <li>- Should be used in wells with different geological structure and physicochemical properties of reservoirs</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>- сложность ремонта для нижнего насоса</li> <li>- сложность спуска</li> <li>- чувствительность к гидроразрывам пласта (ГРП) и обработке призабойной зоны (ОПЗ)</li> <li>- остановка одного из насосов для раздельного замера</li> <li>- смешение продукции в лифте</li> <li>- невозможность опрессовки пакера при спуске</li> <li>- проверка качества разделения на этапе эксплуатации</li> <li>- Difficult repairs of the lower pump</li> <li>- Difficult tripping</li> <li>- Sensitivity to hydraulic fractures and bottom-hole treatment</li> <li>- Suspension of one of the pumps for separate metering</li> <li>- Mixing of products during lifting</li> <li>- Impossibility of packer sealing during tripping</li> <li>- Checking of separation quality during operation</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- диаметр эксплуатационной колонны от 146 мм</li> <li>- необходимая продуктивность пластов (нижний объект эксплуатации под УЭЦН, верхний – под ШГН)</li> <li>- отличное состояние колонн и цементного кольца, подтвержденное исследованием</li> <li>- нет осложняющих факторов добычи</li> <li>- достаточные запасы пластов для получения экономического эффекта</li> <li>- различие геологии пластов и физико-химических свойств нефти</li> <li>- Should be used in wells with production casings over 146 mm in diameter</li> <li>- Requires productivity of reservoirs (lower reservoir for ESP and upper reservoir for SRP)</li> <li>- Should be used in wells with excellent conditions of the casings and cement sheath confirmed by tests</li> <li>- Should be used in wells without production complicating factors</li> <li>- Requires sufficient reservoir reserves for cost efficiency</li> <li>- Should be used in wells with different geological structure and physicochemical properties of reservoirs</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>- диаметр эксплуатационной колонны от 168 мм</li> <li>- ограниченная глубина в варианте с УШГН</li> <li>- сложность конструкций</li> <li>- необходимость использования специализированного оборудования, включая превентор</li> <li>- высокая стоимость при дизайне для активов ТНК-ВР, обусловленная глубиной залегания</li> <li>- минимальные интервенции (ОПЗ, ГРП)</li> <li>- не более двух разобщаемых объектов</li> <li>- Production casings over 168 mm in diameter</li> <li>- Limited depth with SRP</li> <li>- Complex design</li> <li>- Necessity of using special equipment, including preventers</li> <li>- High cost for TNK-BP's assets due to high occurrence depths</li> <li>- Minimal interventions (bottom-hole treatment, hydraulic fracturing)</li> <li>- No more than two separated reservoirs</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- различие свойств пластов и флюидов</li> <li>- небольшой пространственный угол</li> <li>- глубина установки для ШГН до 2 500 м</li> <li>- отличное состояние колонн и цементного кольца</li> <li>- минимум осложняющих факторов добычи</li> <li>- хороший потенциал пластов (для рентабельности)</li> <li>- Should be used in wells with different properties of reservoirs and fluids</li> <li>- Should be used in wells with small spatial angles</li> <li>- SRP installation depth up to 2,500 m</li> <li>- Should be used in wells with excellent conditions of the casings and cement sheath</li> <li>- Should be used in wells with minimum production complicating factors</li> <li>- Should be used in wells with good reservoir potential (for cost efficiency)</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>- диаметр эксплуатационной колонны 178 мм при стандартных УЭЦН (для компоновки «ЭЦН + ЭЦН»)</li> <li>- сложность конструкции</li> <li>- сложность ремонта, требующего привлечения высококвалифицированного специализированного персонала</li> <li>- большая чувствительность к ГРП и интервенциям</li> <li>- высокая стоимость спуска и ремонта</li> <li>- не более двух разобщаемых объектов</li> <li>- Production casings of 178 mm with standard ESP (for the ESP + ESP scheme)</li> <li>- Complex design</li> <li>- Difficult repairs requiring highly-qualified dedicated personnel</li> <li>- High sensitivity to hydraulic fracturing and interventions</li> <li>- High cost of tripping and repair</li> <li>- No more than two separated reservoirs</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- потенциал пластов (для УЭЦН и рентабельности)</li> <li>- отличное состояние колонн и цементного кольца</li> <li>- минимум осложняющих факторов добычи;</li> <li>- расстояние между пластами более 10 м</li> <li>- различие свойств пластов и нефти</li> <li>- для компоновки «ШГН + ЭЦН» диаметр эксплуатационной колонны – от 146 мм</li> <li>- дебит нижнего пласта (ЭЦН) – не более 400 м³ в сутки. Дебит верхнего пласта (ШГН) – не более 80 м³ в сутки</li> <li>- Should be used in wells with good reservoir potential (for ESP and cost efficiency)</li> <li>- Should be used in wells with excellent conditions of the casings and cement sheath</li> <li>- Should be used in wells with minimum production complicating factors</li> <li>- Should be used in wells with at least 10 m between the reservoirs</li> <li>- Should be used in wells with different properties of reservoirs and fluids</li> <li>- Should be used in wells with production casings over 146 mm in diameter for the SRP+ESP scheme</li> <li>- The lower reservoir flow rate (ESP) should not exceed 400 cu. m per day, and the upper reservoir flow rate (SRP) should not exceed 80 cu. m per day</li> </ul>



Период Period	Количество компоновок ОПД Number of Dual Completion Assemblies	Количество компоновок ОПЗ Number of Dual Injection Assemblies
2005-2009	21	52
2010	21	15
2011	25	114
2012 (planned / план)	76	150

SOURCE: TNK-BP / ИСТОЧНИК: ТНК-БП

**Табл. 2** Внедрение технологий ОПЭ в ТНК-БП **Table 2** Integration of DC Technologies at TNK-BP

основана на использовании модифицированного газлифтного оборудования. В скважинные камеры (мандрели) вставляются штуцеры и геофизические приборы на канатной технике, обеспечивающие измерение давления, температуры, влажности, дебита. Наиболее распространены автономные приборы с памятью, но существуют технические решения и для вывода данных на поверхность в режиме реального времени. В 2008 году технология с автономными приборами внедрена на 14 скважинах ОАО «Варьеганнефтегаз», дебиты жидкости составили 53-110 м3 в сутки, средний межремонтный период (МРП) – 365 суток. В 2010 году испытания проводились на двух скважинах ОАО «Самотлорнефтегаз», где было отмечено быстрое засорение расходомеров. В 2011 году технология с передачей данных на поверхность была опробована в ОАО «ТНК Нягань», где также был получен быстрый отказ расходомеров.

Опытно-промышленные испытания (ОПИ) схемы «УЭЦН + гидравлический пакер» (Рис. 2е) проведены в 2011 году на месторождениях ОАО «Варьеганнефтегаз». При монтаже и опробовании компоновки выявлены проблемы с гидравлическими линиями; в настоящее время ведется доработка оборудования.

Еще одна перспективная система мониторинга с разделением пластов – схема «УЭЦН + гидравлическая циркуляционная муфта» (Рис. 2f). Принцип ее действия основан на отсечении одного из пластов дистанционно с поверхности. При нормальном режиме продукция нижнего пласта проходит через циркуляционную муфту и добывается вместе с продукцией верхнего пласта. В режиме разобщения с поверхности активируется закрытие циркуляционной муфты, и добыча ведется только из верхнего пласта. Все фазовые замеры производятся на поверхности стандартными приборами учета. Добыча из нижнего пласта оценивается с помощью вычитания. Каждый пласт имеет независимые датчики давления достаточной точности для проведения гидродинамических исследований. В настоящее время начаты ОПИ данной технологии на шести скважинах ОАО «Варьеганнефтегаз», ОАО «ТНК-Нижневартовск» и ЦДО «Сорочинскнефть» в различных опциях исполнения (100% импорт, 100% РФ и гибридные схемы). На месторождениях ТНК-БП тестируются и системы ОПД с разделением пластов с двумя способами механизированной добычи (1.3) – «Установка штангового глубинного насоса (УШГН) + УЭЦН» (Рис. 2g) и «УЭЦН

Pilot tests of the ESP + hydraulic packer scheme (Fig. 2e) were conducted at Varyoganneftegaz fields in 2011. Problems were encountered with hydraulic lines during the installation and testing of the equipment. Work is now underway to improve the equipment design.

The ESP + hydraulic flow coupling scheme (Fig. 2f) is yet another promising type of monitoring system. This scheme is based on separation of one of the reservoirs remotely from the surface. Under standard operating conditions, hydrocarbons from the lower reservoir flow through the coupling and are produced together with hydrocarbons from the upper reservoir. In the separation scheme, the flow coupling is closed remotely from the surface to produce hydrocarbons only from the upper reservoir. All phase measurements are made on the surface using standard metering equipment. Production from the lower reservoir is estimated by subtraction. Every reservoir has independent pressure transducers with accuracy sufficient for hydrodynamic tests. Pilot tests of this technology are now being conducted in six wells of Varyoganneftegaz, TNKNizhnevarтовsk, and Sorochinskneft with different equipment options (100 percent imported equipment, 100 percent Russian equipment, and hybrid systems).

In addition, two dual completion systems with separation of reservoirs and two artificial lift methods (1.3) are also being tested at TNK-BP fields, using a sucker rod pump (SRP) + ESP (Fig. 2g) and ESP + ESP (Fig. 2h). The first option has been integrated at TNKNizhnevarтовsk (in two wells in 2012 and four wells in 2011), Orenburgneft (in five wells in 2010 and ten wells in 2011), and Buguruslanneft (a pilot project in 2010 with a turnaround interval of 268 days). Pilot tests of the ESP + ESP scheme are now being conducted at TNK-Nizhnevarтовsk.

### Integration of Dual-Lift Systems

To date, TNK-BP has tested one type of DP systems with parallel lifts (2.1) – the SRP + SRP scheme (Fig. 2i). One well was launched at Sorochinskneft in February 2011 and another well in March 2011. Currently, these wells are under pilot tests. This scheme has not been rolled out yet due to the absence of candidate wells meeting all requirements and the high cost of equipment.

Concentric DP systems (2.2) were also tested. In 2010, for the first time in Russia, ESP + ESP equipment (Fig. 2j) was used in one of TNKUvat's wells. Given the high cost of equipment, stringent requirements for candidate wells, and



# Make an **Impression**

With unrivalled upstream technical articles, executive interviews and the latest case studies. Industry leading online marketing with e-magazine, archived back issues, buyers guides and weekly newsletters



**ROGTEC** has your marketing needs covered

+ УЭЦН» (Рис. 2h). Первая схема внедрялась в ОАО «ТНК-Нижневартовск» (в 2010 году на двух, в 2011 году – на четырех скважинах), в ОАО «Оренбургнефть» (в 2010 году на пяти, в 2011 году – на 10 скважинах) и в ООО «Бугурусланнефть» (пилотный проект в 2010 году с МРП 268 суток). ОПИ схемы «УЭЦН + УЭЦН» проводятся в настоящее время на объектах ОАО «ТНК-Нижневартовск».

### Внедрение двухлифтовых систем

К настоящему времени в ТНК-ВР протестирован тип систем ОРД с параллельными лифтами (2.1) – технология «ШГН + ШГН» (Рис. 2i). Одна скважина запущена ЦДО «Сорочинскнефть» в феврале, вторая – в марте 2011 года. В настоящее время скважины находятся в опытной эксплуатации. Дальнейшее тиражирование не проводится в связи с отсутствием скважин-кандидатов, удовлетворяющих всем требованиям, а также высокой стоимостью компоновки.

Протестированы и системы ОРД концентрической конструкции (2.2). В 2010 году компоновка по технологии «ЭЦН + ЭЦН» (Рис. 2j), впервые в России была внедрена на одной скважине ООО «ТНК-Уват». Учитывая высокую стоимость, требования к скважинам-кандидатам и технические риски было принято решение технологию не тиражировать. Схема «ШГН + УЭЦН» (Рис. 2k) в 2011 году внедрена на трех скважинах ОАО «Самотлорнефтегаз»; ОПИ данного оборудования продолжают. Основные преимущества, недостатки и извлеченные в ходе тестирования всех вышеперечисленных типов оборудования приведены в Табл. 1.

### Одновременно-раздельная закачка

В настоящее время на месторождениях ТНК-ВР широко внедряются две схемы одновременно-раздельной закачки (ОРЗ) с разделением пластов – двухлифтовая система концентрической конструкции и однолифтные системы (Рис. 2l).

Использование компоновок для ОРЗ позволяет увеличивать компенсацию добычи закачкой по пластам, вести замер и регулирование объемов закачки в каждый пласт посредством смены штуцеров в скважинных камерах или регулированием подачи (в зависимости от схемы ОРЗ). Внедрение ведется в ОАО «Самотлорнефтегаз», ОАО «ТНК-Нижневартовск», ОАО «Варьеганнефтегаз», ООО «ТНК-Уват» и ОАО «Оренбургнефть».

Скважины для внедрения данной технологии должны отвечать следующим условиям:

- » эксплуатационная колонна диаметром от 146 мм и более;
- » наличие реагирующих скважин;
- » отличное состояние колонн и цементного кольца, подтвержденное исследованием;
- » разная проницаемость вскрытых пластов;
- » разный коэффициент вытеснения;

technical risks, it was decided not to roll out this technology. In 2011, the SRP + ESP scheme (Fig. 2k) was integrated in three Samotlornftegaz wells. Pilot tests of this scheme are still in progress. The main advantages and drawbacks to all the abovementioned schemes and the lessons drawn from their testing are listed in Table 1.

### Dual Injection

Two dual injection (DI) schemes with separation of reservoirs – concentric dual-lift systems and single-lift systems (Fig. 2l) – are being extensively integrated at TNK-BP fields.

Use of DI assemblies increases compensation of production with injection in reservoirs and allows measurement and regulation of injection into every reservoir by switching chokes in flow couplings or regulating the injection rate (depending on the DI scheme used). These assemblies are being integrated at Samotlornftegaz, TNKNizhnevartovsk, Varyoganneftegaz, TNK-Uvat, and Orenburgneft.

Wells selected for integration of this technology must meet the following requirements:

- » Production casing of 146 mm or more
- » Availability of responding wells
- » Excellent conditions of the casings and cement sheath as confirmed by tests
- » Different permeability of penetrated reservoirs
- » Different displacement factors
- » Different reservoir pressures
- » No more than three separate reservoirs
- » Distance between separated reservoirs exceeding 5 m for packer setting; and
- » Rat hole of at least 5-10 m

### New Promising Line – Dual Completion and Injection

A new and promising area of development for DC systems at the Company's fields is dual completion and injection (DP&I). Pilot tests of a concentric dual-lift system with separation of reservoirs using a packer and ESP unit (Fig. 2m) will be conducted at Sorochninskneft in 2012. Under normal operating conditions with this assembly, hydrocarbons from the upper reservoir flow up through the pump intake to the Y-block with the help of a separate lift (a small annulus). Prepared water is injected into the lower reservoir from the surface reservoir pressure maintenance system.

This technology is optional for wellwork and is aimed at low-cost access to reserves by reducing drilling volumes. The assembly can be made with both ESP and SRP.

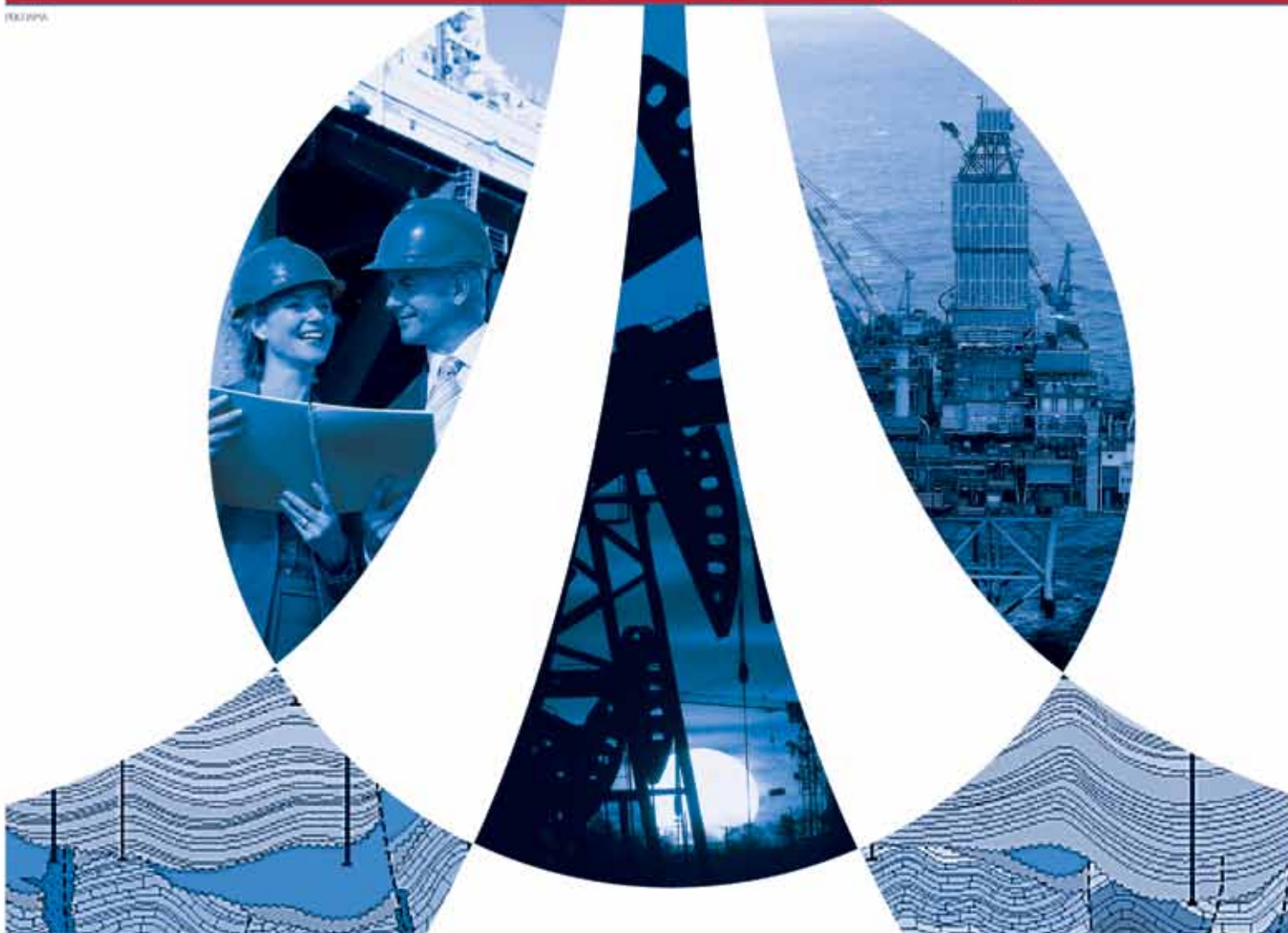
### Achievements and Plans

All in all, 248 DC assemblies were installed at TNK-BP's fields in 2005–2011 (Table 2), and the rate of their integration is expected to rise dramatically in the years to come. It should be noted that 76 DP assemblies and 150 DI assemblies are to be installed in 2012. The dynamics of integration of tested DP assemblies in 2010–2012 is illustrated in Table 3.



# Главное событие года по разведке и добыче

РКЗ/РР/А



## РОССИЙСКАЯ ТЕХНИЧЕСКАЯ НЕФТЕГАЗОВАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ И ВЫСТАВКА SPE ПО РАЗВЕДКЕ И ДОБЫЧЕ 2012

### 16 - 18 ОКТЯБРЯ 2012

ВВЦ, ПАВИЛЬОН 75, МОСКВА, РОССИЯ

[www.russianoilgas.com](http://www.russianoilgas.com)

**Бронируйте лучшие стенды на Выставке -  
присоединяйтесь к ведущим компаниям отрасли!  
Информация обновляется ежедневно [www.russianoilgas.com](http://www.russianoilgas.com)**

■ Выберите спонсорский пакет  
и получите максимальный  
эффект от участия в Выставке

■ Используйте выгодные  
условия участия  
в «Инкубаторе Технологий»  
(подробности у менеджеров проекта)

■ В ближайшее время  
будет опубликована  
программа конференции  
и открыта он-лайн регистрация

#### КОНТАКТЫ:

Кузнецова Ирина,  
Директор выставки  
т.: +7(495) 937 68 61\*152  
e: [irina.kuznetsova@reedexpo.ru](mailto:irina.kuznetsova@reedexpo.ru)

Наталья Яценко,  
менеджер проекта  
т.: +44(0) 208 910 7194  
e: [nataliya.yatsenko@reedexpo.co.uk](mailto:nataliya.yatsenko@reedexpo.co.uk)

#### СПОНСОРЫ 2012

Платиновые спонсоры

**Schlumberger**



Спонсоры

Организаторы



Тип технологии Type of Technology	1.1	1.2	1.3	2.1	2.2
2010	9	2	9	-	1
2011	6	2	12	2	3
2012 (planned/план)	30	32	12	-	2

SOURCE: TNK-BP / ИСТОЧНИК: ТНК-БР

**Табл. 3** Распределение динамики внедрения технологий ОРД по количеству и типам оборудования в 2010-2012 гг. **Table 3** Dynamics of Integration of DP Technologies in 2010-2012 by the Number of Assemblies and Types of Equipment

- » разное пластовое давление;
- » не более трех разобщаемых объектов;
- » расстояние между разобщаемыми объектами более 5 м для «посадки» пакера;
- » наличие зумпфа не менее 5-10 м.

### Новое перспективное направление – ОРДиЗ

Перспективным направлением развития систем ОРЭ на месторождениях Компании является технология одновременно-раздельной добычи и закачки (ОРДиЗ). В 2012 году в ЦДО «Сорочинскнефть» планируются ОПИ двухлифтовой концентрической системы с разделением пластов пакером и УЭЦН (Рис. 2м). При нормальном режиме работы такой компоновки продукция верхнего пласта через прием насоса поднимается в У-блок с помощью отдельного лифта (малый затруб). Из наземной системы поддержания пластового давления по внутреннему лифту ведется закачка подготовленной воды в нижний пласт.

Тестируемая технология является опцией геолого-технических мероприятий (ГТМ) и направлена на низкозатратный доступ к запасам за счет снижения объемов бурения. Компоновка может быть изготовлена не только в комплекте с УЭЦН, но и с УШГН.

### Достижения и планы

В период 2005-2011 годов на месторождениях ТНК-БР в общей сложности было установлено 248 компоновок для ОРЭ (Табл. 2), а в ближайшие годы темпы внедрения существенно возрастут. Только в 2012 году планируется установка 76 компоновок ОРД и 150 компоновок ОРЭ. Динамика внедрения протестированных компоновок для ОРД в 2010-2012 годах приведена в Табл. 3.

За 2011 год с помощью систем для ОРЭ получено дополнительно 73 тыс. т нефти. В 2012 году этот показатель увеличится до 183 тыс. т. Всего за период 2013-2017 годов планируется внедрить 564 компоновки для ОРЭ, что позволит получить около 700 тыс. т нефти и закачать 30 млн м<sup>3</sup> воды для оптимальной компенсации отборов.

Существенный рост инвестиций в технологии ОРЭ требует систематизации подходов к корпоративному управлению данным процессом. Выбор систем ОРЭ должен быть привязан к конкретным геологическим

Application of DC systems yielded 73,000 t of incremental oil production in 2011 and is expected to raise production by 183,000 t in 2012. The plan is to integrate 564 DC assemblies in 2013-2017, which will make it possible to produce approximately 700,000 t of oil and inject 30 mln cu. m of water for optimal compensation of withdrawal. An upsurge of investments in DC technology requires a systematization of approaches to the corporate management of this process. The use of dual completion systems must be pegged to specific geological conditions and fully meet the reliability and cost efficiency criteria during the entire life cycle of wells.

To enhance the reliability of DC assemblies and cut costs, Company specialists will have to work out the technological priorities for equipment designers and manufacturers. Currently, the most practical and useful monitoring systems are types 1.1 and 1.2. These systems have a minimal impact on artificial lift equipment and are compatible with standard completion equipment.

Moving forward, the key priorities include a more accurate assessment of the true potential of this technology, regulation of approaches to economic assessment of investments in DC, and development of minimum technical requirements and a development strategy for 2013-2017.

условиям, удовлетворять критериям надежности и экономической эффективности на всем цикле жизни скважины.

Для повышения надежности компоновок и снижения затрат специалистам Компании в ближайшее время предстоит сформировать технологические приоритеты для разработчиков и производителей соответствующего оборудования на перспективу. Наибольший интерес в настоящее время представляют системы мониторинга типов 1.1 и 1.2, которые на сегодня наиболее практичны, имеют минимальное влияние на оборудование механизированной добычи и позволяют использовать стандартное оборудование заканчивания.

Среди ключевых приоритетов дальнейшей работы – уточнение оценки потенциала технологии, регламентация подходов к экономической оценке инвестиций в ОРЭ, разработка минимальных технических требований и формирование стратегии развития на 2013-2017 годы.