Обзор опыта по одновременно-раздельной эксплуатации в ТНК-ВР / Overview of dual completion practices in TNK-BP

Подготовил / Prepared: Эдуард Муслимов / Eduard Muslimov

Содержание / Contents

- Введение
- Цели
- Условия ТНК-ВР
- Типы систем ОРЭ и их применение
- Риски
- Обзор текущего статуса
- Заключение

- Introduction
- Objectives
- TNK-BP conditions
- Dual Completion Systems Types and their application
- Risks
- Overview of current status
- Conclusion

Введение / Introduction

Постановление Ростехнадзора в области Охраны недр №71 от 06.06.2003г., пункт №113 предъявляет следующие требования к ОРЭ:

Одновременно-раздельная эксплуатация нескольких эксплуатационных объектов одной скважиной допускается при наличии

(1) сменного внутрискважинного оборудования, обеспечивающего

(2) возможность реализации раздельного учета добываемой продукции,

(3) промысловых исследований каждого пласта раздельно и

(4) проведения безопасного ремонта скважин с учетом различия давлений и свойств пластовых флюидов.

Order of Rostechnadzor in area of resources protection №71 from 06.06.2003., item №113 requests following from dual completions:

Dual completion of several exploitation objects with one wellbore is allowed with presence

(1) replaceable downhole equipment, which allows

(2) possibility of separate accounting of produced fluids,

(3) testing of each layer separately and

(4) conducting safe work over of wells considering difference in pressure and properties of reservoir fluids

Введение / Introduction

Первые образцы оборудования для ОРЭ созданы в СССР в 1930-х годах. Широкие работы начаты с конца 1950-х годов.

К 1970 г. разработаны основные схемы ОРЭ и ОРЗ: «фонтан-фонтан», «фонтан-насос», «насос-фонтан», «насос-насос», «газлифт-газлифт», «закачка-закачка», «закачка-отбор», «отбор-закачка».

Созданы, прошли промысловые испытания и серийно выпускаются системы с параллельными и концентричными колоннами НКТ. За пятилетие (1969-1974 г.г.) на ОРЭ и ОРЗ переведено более 2500 скважин, в период с 1974 по 1979 г. – еще около 2000 скважин.

См. также материалы от дек 2009, 2010, 2011г. Журнал инженерная практика

First dual completion equipment was created in USSR in 1930th. Broad research and pilot works started in the end of 1950th.

By 1970 the main types of dual completions (injection and production) were developed: «natural flow-natural flow», «natural flow-pump», «pump-natural flow», «pump-pump», «gas lift-gas lift», «injection-injection», «injection-production».

Created and tested, and widely produced parallel and concentric tubing systems. In the five years (1969-1974) more than 2500 wells had been dually completed, in period 1974 till 1979 г. – additionally about 2000 wells

See also materials from Dec 2009,2010,2011 in Magazine Engineering Practice

Цели / Objectives

- В ряде случаев бурение отдельных сеток на каждый объект экономически не целесообразно. Разработка возвратным фондом затягивает освоение запасов.

- Во многих утвержденных проектах разработки есть обязательство по использованию технологий ОРЭ при эксплуатации нескольких объектов одной скважиной

- Технология должна (1) соответствовать требованиям федерального горного и промышленного надзора России (2) обеспечивать необходимую надежность, (3) быть экономически приемлемой (4) обеспечивать оптимальную разработку пластов.

- ОРЭ не является принципиально новой технологией, но требует применения передовых разработок (в механизированной добыче, геофизике, метрологии, заканчивании скважин)

- In some cases drilling of separate grids for each exploitation object is economically not viable. Development with uphole recompletions is delaying the reserves progression.

- In most of the approved FDPs in there is a requirement to use dual completion technologies while exploiting several objects with one wellbore.

- Technology should (1) meet requirements of federal mine and industrial control of Russian Federation (2) provide required reliability, (3) be economically acceptable (4) support optimal reservoirs development

- Dual completion is not principally new technology, but requires application of advanced developments (in artificial lift, PLT, metrology, completions)

Требования по учету

Минимальный комплекс гидродинамических, промыслово-геофизических исследований по контролю за разработкой нефтяных месторождений (РД 153-39.0-109-01)

Виды измерений и исследований скважин		Добывающие		Нагнетательные	Исследования при проведении ремонта или ГТМ					
		фонтанные	оборудованные ЭЦН / ШГН		с изменением режима эксплуатации или сменой оборудования		с изменением состояния призабойной зоны		с изоляцией приобщением пластов	
					до нач. работ	после проведения работ	до нач. работ	после проведения работ	до нач. работ	после проведения работ
Дебит (приемистость) жидкости	низкодебитные (до 5 т/сут.)	два раза в месяц	два раза в месяц		разовые	разовые	разовые	разовые	разовые	разовые
	среднедебитные (5-25 т/сут.)	один раз в 7 дней	один раз в 7 дней		разовые	разовые	разовые	разовые	разовые	разовые
	высокодебитные (более 25 т/сут .)	один раз в 3 дня	один раз в 7 дней	один раз в месяц	разовые	разовые	разовые	разовые	разовые	разовые
Обводненность продукции	безводные (до 2 %) и высокообводненные (более 90 %)	два раза в месяц	два раза в месяц		разовые	разовые	разовые	разовые	разовые	разовые
	низко- и среднеобводненные (2 -90%)	один раз в 7 дней	один раз в 7 дней		разовые	разовые	разовые	разовые	разовые	разовые
Газовый фактор	при $P_{пл} > P_{нас}$	один раз в год	один раз в год			разовые	разовые	разовые	разовые	разовые
	при $P_{пл} < P_{нас}$	один раз в месяц	один раз в месяц			разовые	разовые	разовые	разовые	разовые
Буферное и межтрубное давление. $P_{буф}$, $P_{зат}$.		один раз в 3 дня	один раз в квартал	один раз в 3 дня	разовые	разовые	разовые	разовые	разовые	разовые
Забойное давление, $P_{заб.}$		один раз в месяц	один раз в месяц	Раз в квартал / Раз в полгода						
Пластовое давление, $P_{пл.}$		один раз в квартал	один раз в квартал	Раз в полгода / Раз в квартал	разовые		разовые		разовые	
Метод восстановления давления		один раз в полугодие	один раз в полугодие	Раз в год / Раз в 2 года	разовые	разовые	разовые	разовые	разовые	разовые
Метод установившихся отборов		Раз в год / Раз в 2 года	один раз в год	Раз в год / Раз в 2 года	разовые	разовые	разовые	разовые	разовые	разовые
Профиль притока, источники и интервалы обводнения		Раз в год / Раз в 2 года	Раз в год / Раз в 2 года		разовые	разовые	разовые	разовые	разовые	разовые
Профиль поглощения				Раз в год	разовые	разовые	разовые	разовые	разовые	разовые
Отбор и анализ проб попутной воды		один раз в квартал	один раз в квартал						разовые	разовые
Анализ закачиваемой воды, содержание КВЧ, окиси железа и др				один раз в сутки						
Обследование технического состояния скважин				Раз в год						
Пластовую температуру										разовые
Отбор и анализ глубинных проб нефти									разовые	разовые

Testing & measurement requirements

Minimum set of well testing for control over development & exploitation of oil fields (RF Guiding document 153-39.0-109-01)

Types of measurements and well tests		Producers		Injectors	Well testing during WO or WW					
		natural flow	equipped by ESP / SRP		with change of operating mode or change of equipment		with change of condition of bottomhole area		with isolation and commingling of formations	
					prior to work commencement	after completion of operations	prior to work commencement	after completion of operations	prior to work commencement	after completion of operations
Liquid production (injectivity) rate	low producers (up to 5 tpd)	twice a month	twice a month		one time	one time	one time	one time	one time	one time
	medium production rates (5 - 25 tpd)	once every 7 days	once every 7 days		one time	one time	one time	one time	one time	one time
	high production rates (over 25 tpd)	once every 3 days	once every 7 days	once in a month	one time	one time	one time	one time	one time	one time
Water cut	low water cut (up to 2%) and high water cut (more than 90%)	twice a month	twice a month		one time	one time	one time	one time	one time	one time
	low and medium water cut (2-90%)	once every 7 days	once every 7 days		one time	one time	one time	one time	one time	one time
Gas oil ratio	at $P_{res.} > P_{bub}$	Once a year	Once a year			one time	one time	one time	one time	one time
	at $P_{res.} < P_{bub}$	once in a month	once in a month			one time	one time	one time	one time	one time
Wellhead and annulus pressure. $P_{wellhead.}$, $P_{ann.}$		once every 3 days	once in a quarter	once every 3 days	one time	one time	one time	one time	one time	one time
Bottomhole pressure, P_{bh}		once in a month	once in a month	Once a quarter / once in half-year						
Reservoir pressure, $P_{res.}$		once in a quarter	once in a quarter	Once in half-year / Once in a quarter	one time		one time		one time	
Pressure build-up method		Once every half year	Once every half year	Once a year / once every two years	one time	one time	one time	one time	one time	one time
Pressure transient test		Once a year / once every two years	Once a year	Once a year / once every two years	one time	one time	one time	one time	one time	one time
Inflow profile, watercut sources and intervals		Once a year / once every two years	Once a year / once every two years		one time	one time	one time	one time	one time	one time
Circulation loss profile				Once a year	one time	one time	one time	one time	one time	one time
Collection and analysis of produced water samples		once in a quarter	once in a quarter						one time	one time
Analysis of injected water, solids content, iron oxides, etc.				Once a day						
Inspection of technical condition of wells				Once a year						
Formation temperature										one time
Collection and analysis of downhole oil samples									one time	one time

Условия ТНК-ВР / TNK-BP conditions

- 98% фонда – мех. добыча, 90% УЭЦН (11-12% мирового рынка)
- Глубина скважин 2000м + . Большинство наклонно-направленных скважин
- Эксплуатационные колонны 168мм и менее
- Активное использование технологии ГРП на действующем фонде (около 1500/год, охват около 10% фонда в год)
- Наличие месторождений с 3+ пластами
- Наличие усложняющих факторов при добыче (АСПО, соли, абразивные мех. примеси, ГФ)
- Наличие проблемы заколонных перетоков
- Потенциальный фонд ОРЭ 4500 скв,

- 98% of wells – artificial lift, 90% ESP (11-12% of world market)
- Depth 2000м +. Majority of inclined wells with high dogleg severity
- Production casing 168mm and less
- Active utilization of frac technology on production wells (about 1500/year, coverage of 10% annually)
- Presence of fields with 3+ layers
- Presence of complicating factors for production (asphaltenes, paraffin, scale, abrasive solids, high GOR)
- Behind casing flow
- Potential wells for dual completions 4500

Системы одновременно-раздельной добычи (ОРД) / Systems of dual completions in production

1. Однолифтовые системы НКТ

   1.1 системы мониторинга с одним способом мех добычи без разделения пластов

   1.2 системы мониторинга (и управления) с одним способом мех добычи с разделением пластов

   1.3 системы с разделением пластов с двумя способами мех добычи

2. Двухлифтовые системы НКТ

   2.1 параллельные конструкции (колонны НКТ расположены параллельно)

   2.2 концентрические конструкции (труба в трубе)

1. Single lift systems

   1.1 monitoring systems with one artificial lift without separation of layers

   1.2 monitoring (and control) systems with one artificial lift system with layers separation

   1.3 systems with layers separation and two artificial lift types

2. Dual lift systems

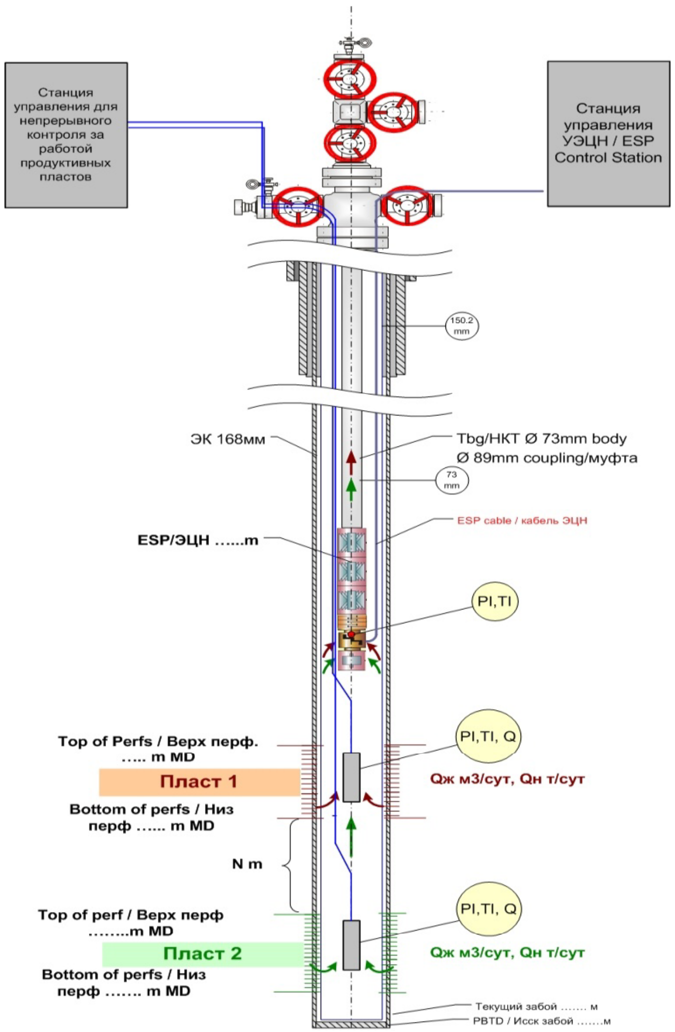
   2.1 parallel design (TBG strings are parallel)

   2.2 concentric design (tubing string inside tubing string)

* Системы с фонтаном не рассматривается как неактуальные для ТНК-ВР / * Systems with natural flow are not considered as not important to TNK-BP

1. Одно-лифтовые 1.1. Система мониторинга с одним способом мех. добычи без разделения пластов

1. Single lift. 1.1. Monitoring system with a single artificial lift method without layer separation



Преимущества / Advantages

- Геофизика в динамических условиях
-Исследования на разных режимах
- Стоимость

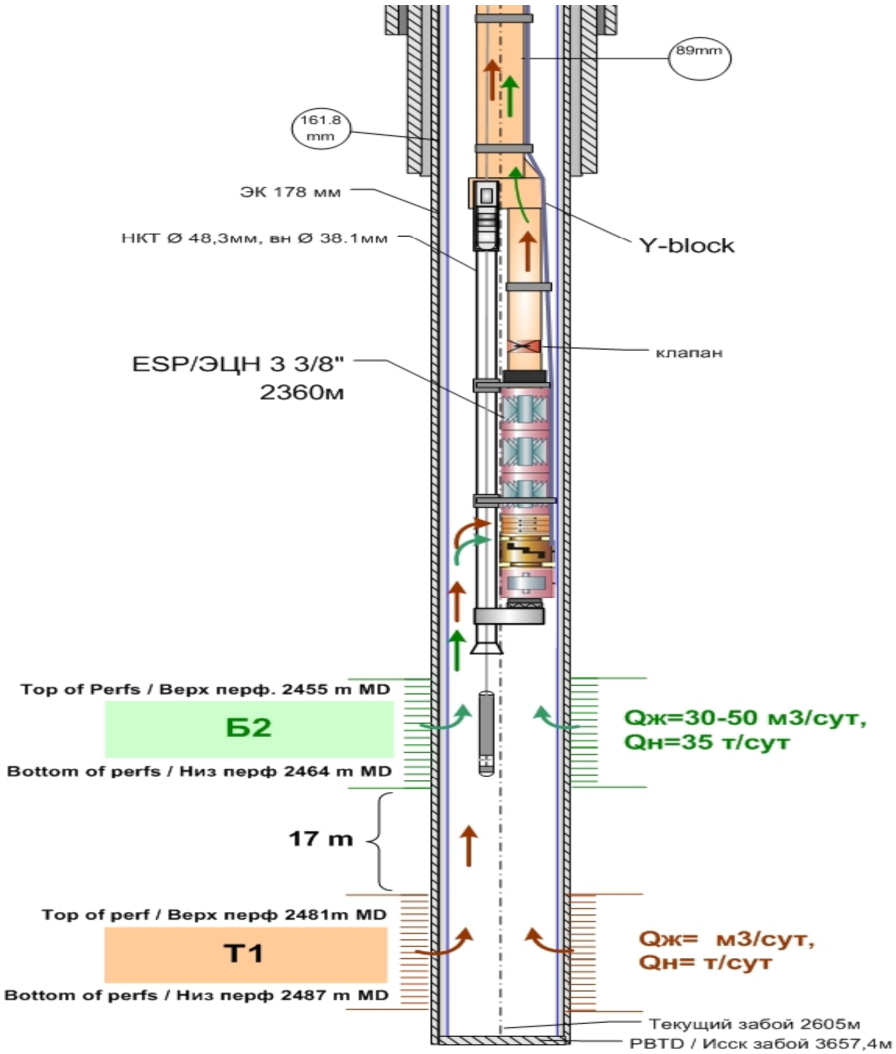
- Logging in dynamic conditions for understanding producing intervals
-Capability to perform testing in various modes
- Cost

Недостатки / Disadvantages

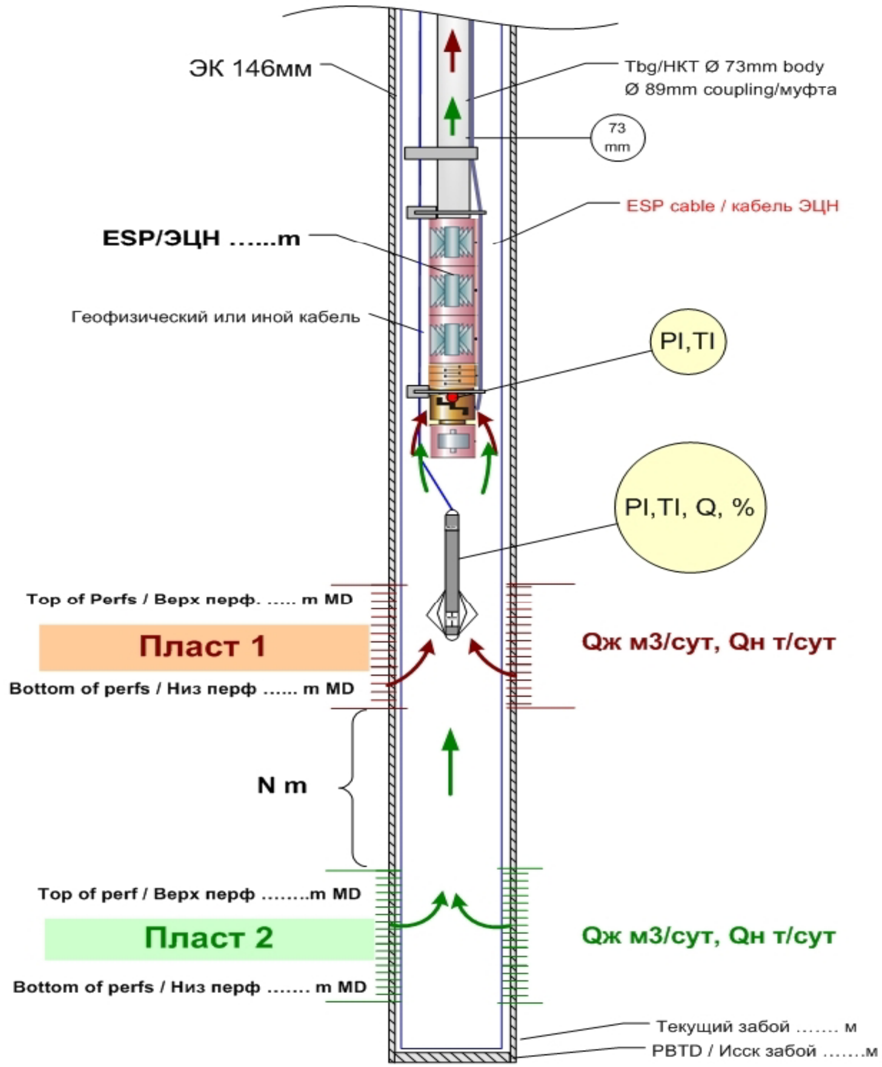
- Взаимовлияние пластов
-Нет возможности регулирования
- Смешение продукции. Невозможность снятия КВД
- Необходимость интерпретации данных ПГИ
- Ненадежность расходомеров
- Риски повреждения кабеля при спуско-подъеме
- В случае использования байпасных блоков, ограничения по типоразмеру ЭЦН
-- Ограничения по кривизне (2гр 10м, угол наклона до 20гр)

- Interlayer interference
- No control capability
- Product mixing. No P buildup
- Logging data interpretation needed
- Flow meter unreliability
- Risk of wire damage when running/pulling
- If bypass Y-tools used, ESP size/type restrictions
- Limitations on inclination (2 degr / 10m, inclination below 20 degr)

1. Одно-лифтовые . 1.1. Система мониторинга с одним способом мех. добычи без разделения пластов



1. Single lift. 1.1. Monitoring system with a single artificial lift method without layer separation



1. Одно-лифтовые . 1.1. Система мониторинга с одним способом мех. добычи без разделения пластов

1. Single lift. 1.1. Monitoring system with a single artificial lift method without layer separation

Пилоты / Pilots

Схема (подвижная геофизика под УЭЦН): «Бугурусланнефть» с 2008-2011 гг. 4 скв.; «Сорочинскнефть» в 2010-2011 гг. – 9 скв. Комплексный прибор на геофизическом кабеле (Р (0-40МПа), Т (до 120гр.С), влажность (0-100%), Q (0,4-60м3/сут)). Засорение расходомера, раскрытие децентратора.

Схема «УЭЦН+Y-tool»: «Бугурусланнефть» в 2008 г. 1 скв., т.к. не удалось извлечь герметизирующее устройство системы байпасирования. Сорочинскнефть – 1 скв (2008г). Отказ насоса через 3 сут. и 5 сут. «ТНК-Уват» в 2012 г. запланировано выполнение 10 скв

Схема «УЭЦН + подвестная геофизика на ТМС»: «ТНК-Нягань» - 1 скв 2011г. Текущее МРП 180 сут. Мин. дебит 30 м3/сут. Угол до 15 гр.

Type (mobile PLT below ESP): «Buguruslanneft» in 2008-2011 4 wells; «Sorochinskneft» in 2010-2011 гг. – 9 wells. Tool on wireline (P (0-40MPa), T (up to 120C), humidity (0-100%), Q (0,4-60m3/day)). Plugging of spinner, opening of de-centralizer.

Type «ESP +Y-tool»: «Buguruslanneft» in 2008. 1 well, unable to retrieve plug in bypass system to run PLT. «Sorochinskneft» – 1 well (2008). ESP failure in 3 and 5 days. «TNK-Uvat» in 2012 planned 10 wells.

Type «ESP + permanent gauges on wire»: «TNK-Nyagan» 1 well in 2010 Current MTBF 180 days. Min flowrate 30 m3/day. Inclination less 15 degr

1. Одно-лифтовые . 1.1. Система мониторинга с одним способом мех. добычи без разделения пластов

1. Single lift. 1.1. Monitoring system with a single artificial lift method without layer separation

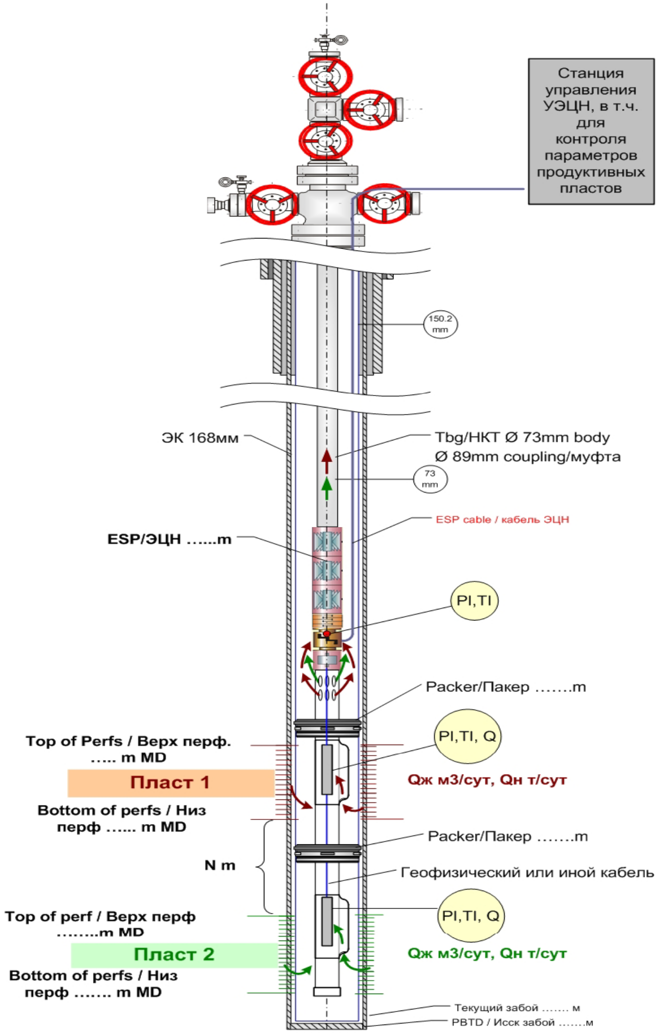
Извлеченные уроки / Lessons learned

- Использовать на скважинах, где техническое состояние не позволяет разделения пластов (состояние Э/К, цемента), либо есть осложняющие факторы добычи (высокий вынос мех примесей, ГФ и т.д.)
- Использовать на скважинах, где геология пластов, физико-химические свойства флюидов и энергетическое состояние близки
- Использовать преимущественно на старом фонде, где внедрение систем с разделением нерентабельно

- Use in wells where technical condition does not allow to have layer separation (production string/cement condition) or there are complicating factors of production (high solids production, GOR, etc.)
- Use in wells with layers having similar fluid physical & chemical properties and energy state
- Use primarily in old well stock where separation systems would be unviable to deploy

1. Одно-лифтовые. 1.2. Система мониторинга (и управления) с одним способом мех добычи с разделением пластов

1. Single lift. 1.2. Monitoring (and management) system with a single artificial lift method and layer separation



Преимущества / Advantages

- Меньшая степень взаимовлияния
- Возможность более достоверного учета

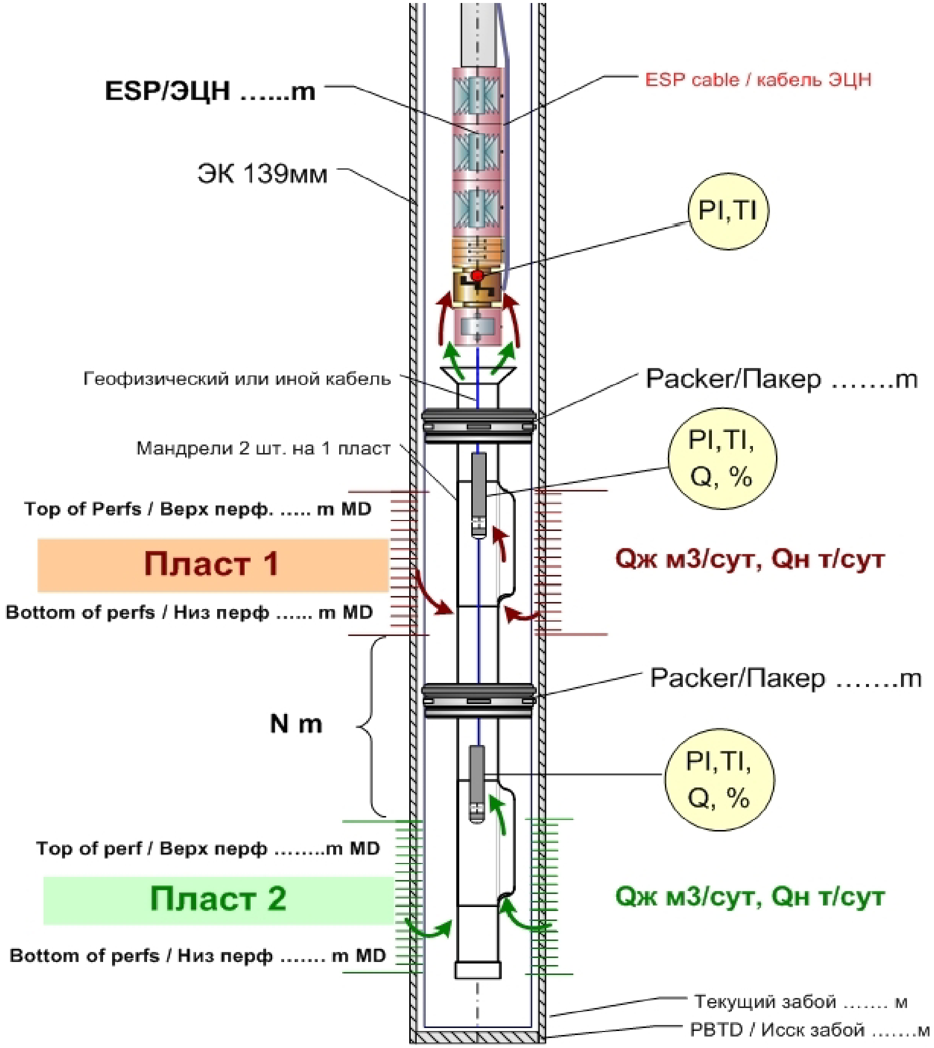
- Lower level of inter-layer interference
- Capability to have more reliable & accurate accounting

Недостатки / Disadvantages

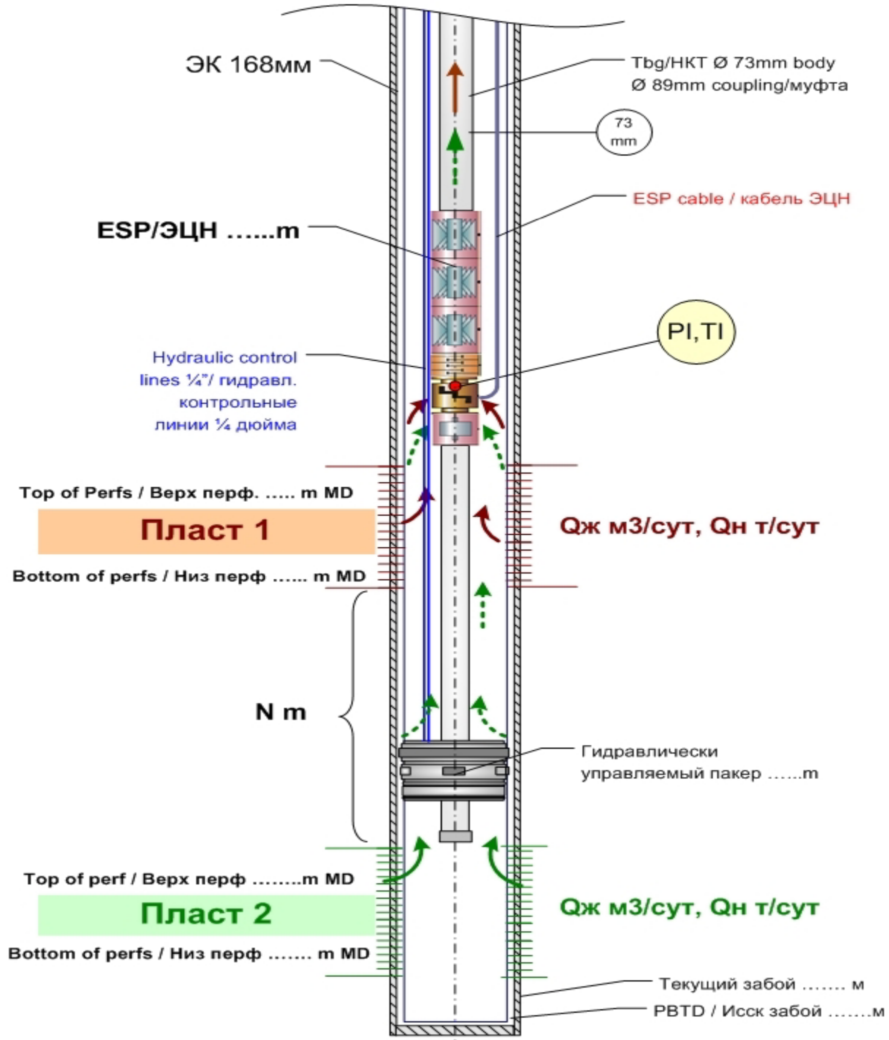
- смешение продукции при подъеме
- сложности подъема пакерного оборудования при наличии выноса песка или проппанта
- ненадежность внутрискважинных расходомеров
- необходимость канатных работ для регулировки штуцеров и подъема геофизических приборов с ПРС
- ограниченные возможности для управления работой пластов

- Product mixing during lifting
- Difficulties pulling packer equipment if there is sand or proppant production
- Unreliability of downhole flow meters
- Need for wireline operations to adjust chokes and pull logging tools with WO
- Limited capability to manage production by layer

1. Одно-лифтовые. 1.2. Система мониторинга (и управления) с одним способом мех добычи с разделением пластов



1. Single lift. 1.2. Monitoring (and management) system with a single artificial lift method and layer separation



1. Одно-лифтовые 1.2 Система мониторинга (и управления) с одним способом мех добычи с разделением пластов

1. Single lift 1.2 Monitoring (and control) system with a single artificial lift method and layer separation

Пилоты / Pilots

Схема «УЭЦН +мандрели»:
ВНГ - 14 скв., Дебиты жидкости 110 / 53 м3/сут, среднее МРП 365 сут. Автономные. 2008
ТНК-Нягань – 2011г 1 скв. С передачей данных. Дебиты жидкости 8 / 22 м3/сут. Быстрый отказ расходомеров.
«СНГ» в 2010 г. на 2 скв. Засорение расходомера, не высокий МРП 10 сут.

Схема «УЭЦН + гидравлическая циркуляционная муфта»:
«ВНГ» стадия закупа оборудования на 3 скв. разных производителей. «ТНК-НВ» в процессе ОПИ на поставку 2 комплектов. «Сорочинскнефть» закуп 2 комплектов импортного оборудования. Спуск планируется в 3 кв. 2012 года.

Схема «УЭЦН + гидравлический пакер»:
«ВНГ» фактическое выполнение 3 скв. в 2011г. Отрицательный результат. Отсутствие надежного разобщения между пластами. Оборудование отправлено на доработку.

Type “ESP + mandrels” :
VNG – 14 wells, flowrates 110 / 53 m3/day, average MTBF 365 days. Memory 2008
TNK-Nyagan – 2011 1 well. Flowrates 8/ 22 m3/day. Data transfer. Failure of flowmeters.
SNG 2010 in 2 wells. Plugging of spinners, low MTBF 10 days

Type: “ESP + hydraulic sliding sleeve”
«VNG» purchase of equipment for 3 wells from different manufacturers. «TNK-Nizh» ongoing pilot for 2 sets. «Sorochinskneft» purchase of 3 set of import equipment. Installation in Q3 2012.

Type “ESP + hydraulic packer”
«VNG» 3 wells in 2011. Negative results. No separation of layers. Equipment is being modified.

1. Одно-лифтовые 1.2 Система мониторинга (и управления) с одним способом мех добычи с разделением пластов

1. Single lift 1.2 Monitoring (and control) system with a single artificial lift method and layer separation

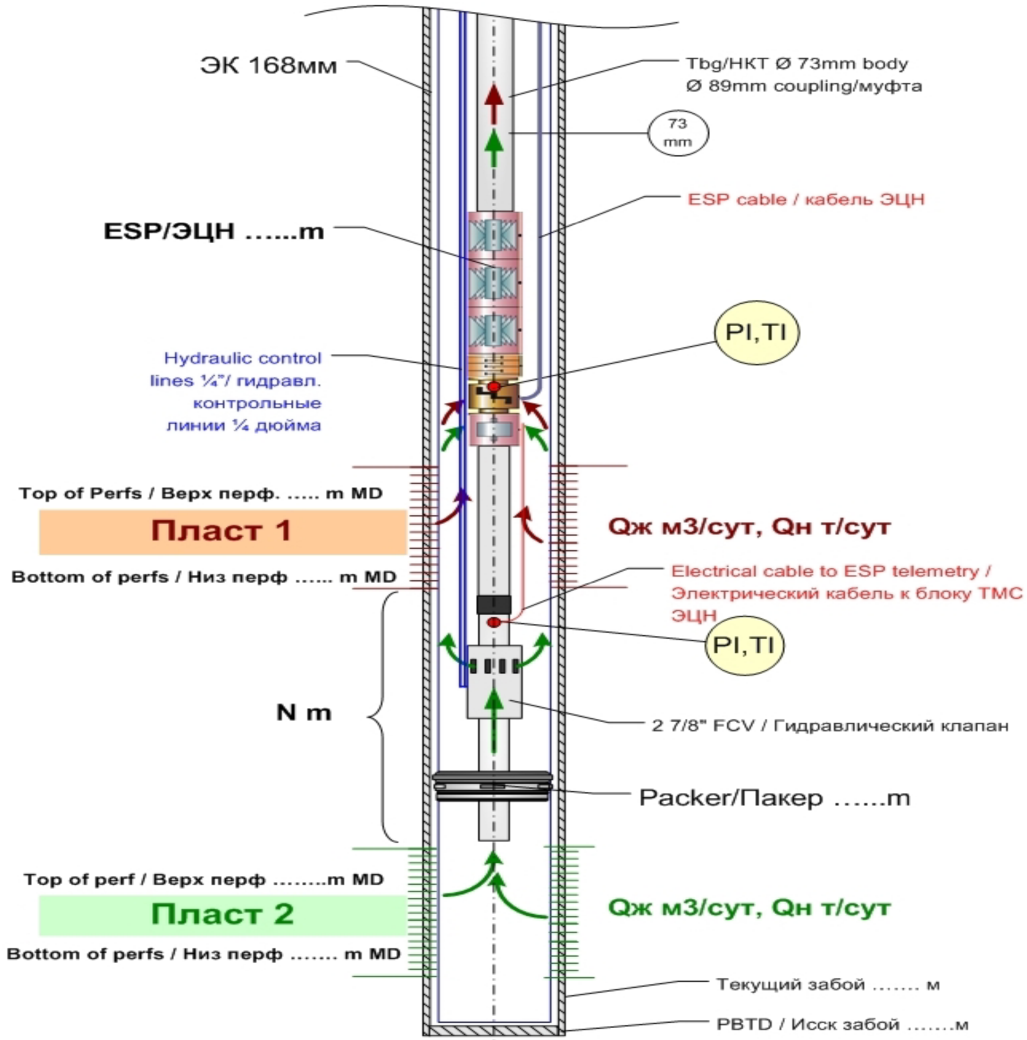
Извлеченные уроки / Lessons learned

- Диаметр эксплуатационной колонны от 146 мм
- Использовать на скважинах с пластами не требующих частых интервенций
- Техническое состояние скважины оправдывает установку пакеров (состояние Э/К, цемента и т.д.)
- Нет осложняющих факторов добычи
- Различие геологии пластов и физико-химических свойств нефти

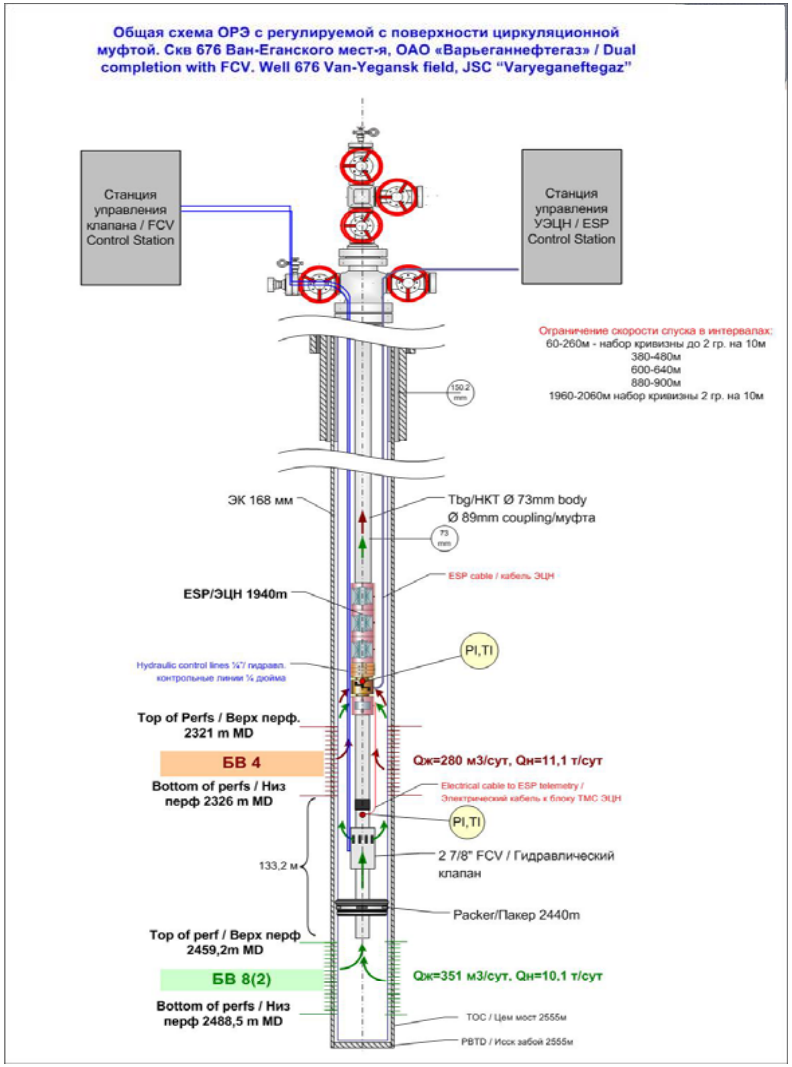
- Production string diameter up from 146 mm
- Use in wells with layers not requiring frequent interventions
- Technical condition of well justifies installing packers (production string/cement condition, etc.)
- No complicating production factors
- Heterogeneity of layer subsurface considerations and physical and chemical oil properties

1. Одно-лифтовые. 1.2. Система мониторинга (и управления) с одним способом мех добычи с разделением пластов

1. Single lift. 1.2. Monitoring (and management) system with a single artificial lift method and layer separation



Проект ОРД. Циркуляционная муфта ЦДО Сорочинскнефть, ТНК-НВ, ВНГ / Dual Production Project Hydraulic Sliding Sleeve, Sorochinskneft, TNK-Nizh, VNG



<u>Принцип действия</u>:

при нормальном режиме продукция нижнего пласта проходит через циркуляционную муфту и добывается с продукцией верхнего пласта.

В режиме разобщения, активируется циркуляционная муфта на закрытие. Добыча ведется только из верхнего пласта. Все фазовые замеры производятся на поверхности. Добыча из нижнего пласта оценивается с помощью вычитания.
Каждый пласт имеет независимые датчики давления достаточной точности для проведения исследований.

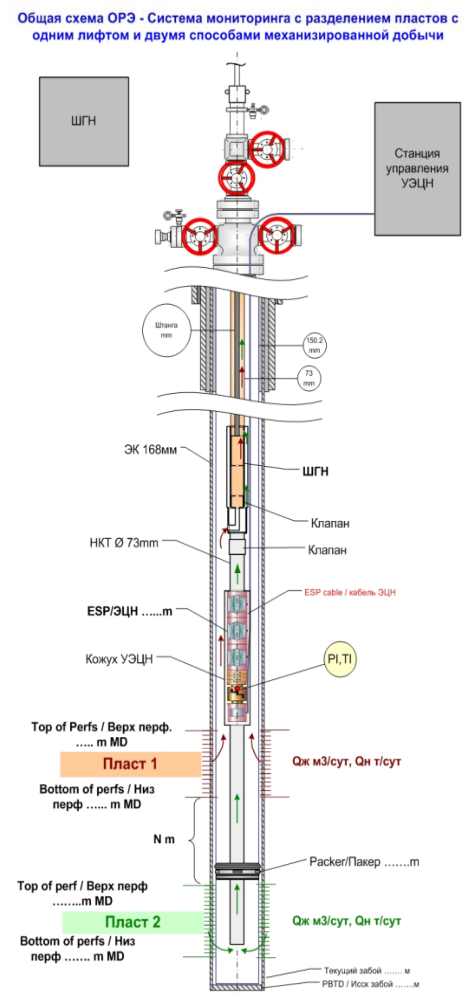
<u>Operating principle:</u>

In normal mode, fluid from lower layer passes through the hydraulic sliding sleeve and further produced with fluid from upper layer.

In separation mode, the hydraulic sliding sleeve is activated to closed position. In that mode production is made only from the top layer. All phase measurements are made on the surface. Production from bottom layer is estimated by subtraction. Each layer has independent pressure sensors of sufficient accuracy to perform testing.

1. Одно-лифтовые. 1.3. Система с разделением пластов с двумя способами мех добычи

1. Single lift. 1.3. System with layer separation and two artificial lift methods



Преимущества / Advantages

-Ниже взаимовлияние пластов
- учет и исследования без ГИС
- экспл. колонны (146 и 168мм) и со стандартными ФА
- дифференцированная депрессия

- Lower of inter-layer interference
- Tests without PLT
- production strings (146 and 168 mm) with standard x-mas trees
- Differentiated drawdown

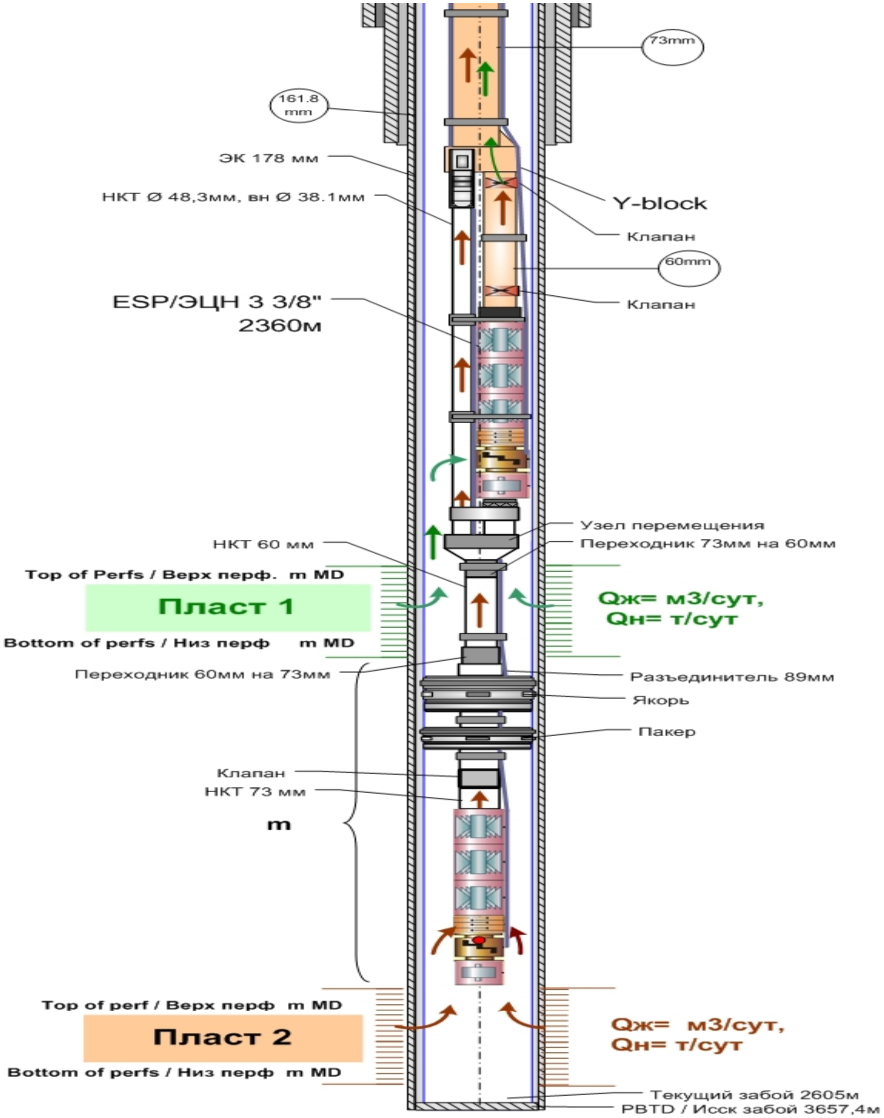
Недостатки / Disadvantages

- сложность ремонта для нижнего насоса
- сложность спуска
- чувствительность к ГРП и ОПЗ
- остановка одного из насосов для раздельного замера
- смешение продукции
- невозможность опрессовки пакера при спуске
- Проверка качества разделения на этапе эксплуатации

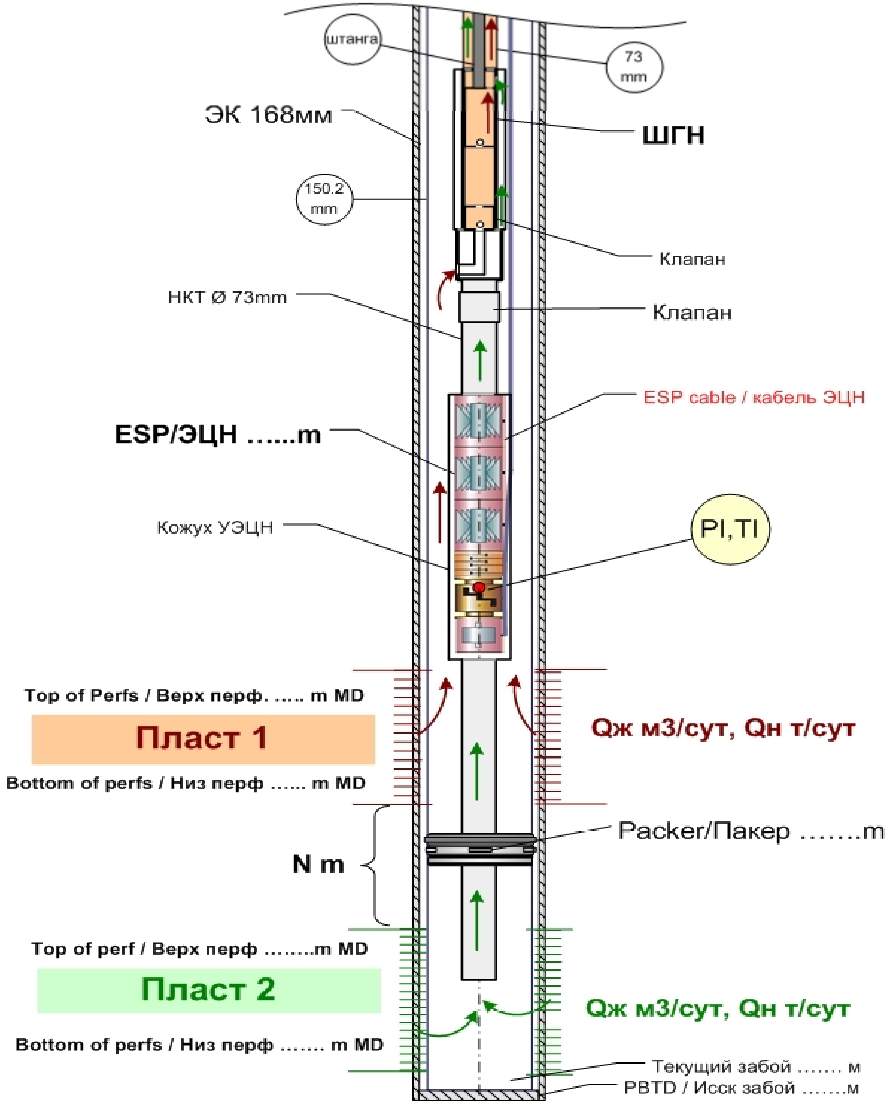
- High complexity of repairs for lower pump
- Higher complexity of running
- Sensitivity to fracing and BHT
- Need to shutdown one of the pumps for separate measurement
- Product mixing
- Unable to test a packer during running
- Separation quality tested at production phasee эксплуатации

SPE Moscow Section Meeting – Jan 2012

1. Одно-лифтовые. 1.3. Система с разделением пластов с двумя способами мех добычи



1. Single lift. 1.3. System with layer separation and two artificial lift methods



1. Одно-лифтовые. 1.3. Система с разделением пластов с двумя способами мех добычи

1. Single lift. 1.3. System with layer separation and two artificial lift methods

Пилоты / Pilots

Схема «УШГН + УЭЦН»:

«ТНК-НВ» 2010 – 2 скв; 2011 – 4 скв.; Влияние КВЧ на работу ШГН – нет фильтра в узле смешения. Обязательное наличие мультифазной вставки в ЭЦН. Ограничение дебита нижнего насоса до 40 м3/сут.
«Оренбургнефть» 2010 г пилот 5 скв.; 2011 – 10 скв. Качество кандидатов, срывы подачи из-за газа под пакером.
Бугурусланнефть 2010г – 1скв. МРП 268 сут. Отсутствие каналов для отвода газа из-под пакера.

Схема «УЭЦН + УЭЦН» 3 габарит:

«ТНК-НВ» Стадия закупки 1 комплекта оборудования. Монтаж оборудования в 2012 году (колонна 146 мм)
Оренбургнефть – планирование ОПИ в 2012

Type: "SRP + ESP":

«TNK-Nizh» 2010 – 2 wells; 2011 – 4 wells.; Influence of solids on SRP – no screen in mixing device. Strongly advised presence of multiphase insert for ESP. Limitation of flowrate of lower pump to 40 m3/day.
TS Orenburgneft 2010 – pilot with 5 wells; 2011 – 10 wells. Candidates quality, gas locking of ESP

Buguruslanneft 2010г – 1well. MTBF 268 сут. No means to eliminate gas from underneath the packer

Type: "ESP+ESP" size 3:

TNK-Nizh. Procuring 1 equipment set. Equipment installation in 2012 (prod. casing 146mm)

Orenburgneft – planning pilot in 2012

1. **Одно-лифтовые. 1.3. Система с разделением пластов с двумя способами мех добычи**

1. **Single lift. 1.3. System with layer separation and two artificial lift methods**

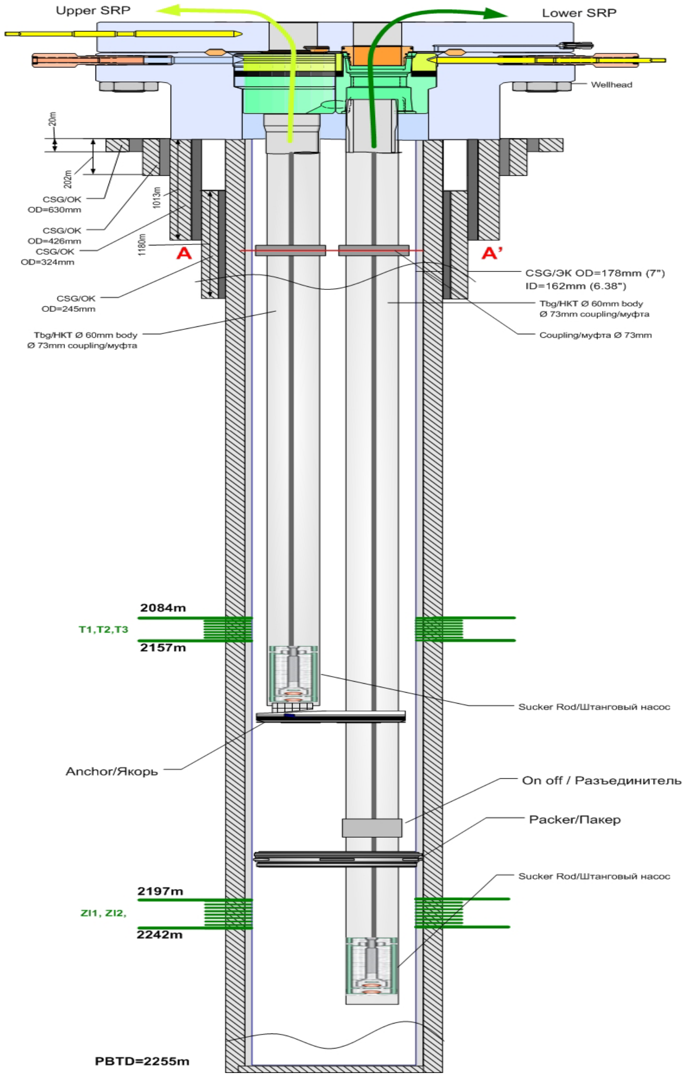
Извлеченные уроки / Lessons learned

Диаметр эксплуатационной колонны 146 мм и более
- Необходимая продуктивность пластов (нижний объект эксплуатации под УЭЦН, верхний - под ШГН до 50 м3/сут);
- Отличное состояние колонн и цементного кольца подтвержденное состоянием исследованием
- Нет осложняющих факторов добычи
- Достаточные запасы пластов для получения экономического эффекта
- Различие геологии пластов и физико-химических свойств нефти

- Production string diameter 146 mm and larger
- Required layer productivity (bottom production target with ESP, top production target with SRP up to 50 m3/day);
- Excellent condition of strings and cement annular ring confirmed with testing
- No complicating production factors
- Sufficient layer reserves for economic viability
- Heterogeneity in layer subsurface considerations and physical and chemical oil properties

2. Двух-лифтовые 2.1. Система - параллельные конструкции (колонны НКТ расположены параллельно)

2. Dual lift. 2.1. Parallel system (tubing strings running in parallel)



Преимущества / Advantages

- 100% независимая добыча из каждого из пластов

- 100% independent production from each layer.

Недостатки / Disadvantages

-Ограничение по диаметру эксплуатационной колонны (168мм)
- Ограниченная глубина в варианте с УШГН
- Сложность конструкций. Необходима специализированная квалификация
- Необходимость использования специализированного оборудования, включая превентор
- Большая стоимость при дизайне для ТНК-ВР (обусловленная глубиной залегания)

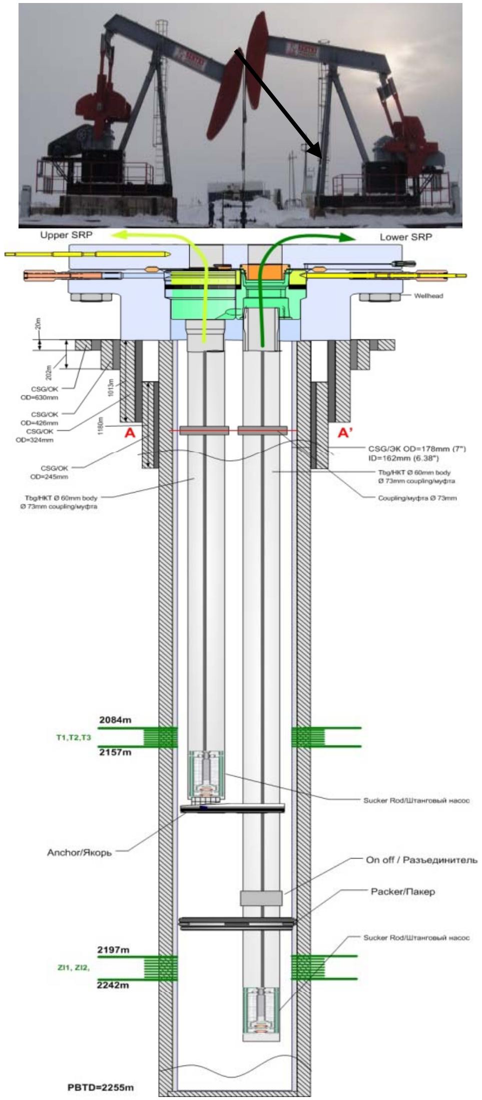
- Production string diameter restriction (168 mm)
- Limited depth in SRP option
- Complex design. Special qualifications required
- Need to use specialized equipment, including BOP
- High cost for TNK-BP design (due to depth of occurrence)

Пилоты / Pilots

- ОПИ в ЦДО «Сорочинскнефть» 2скв.

Pilot project in Sorochinskneft, 2 wells.

Проект ОРД ШГН+ШГН (параллельный лифт) ЦДО Сорочинскнефть / Dual production SRP-SRP with parallel lifts in Sorochinsk



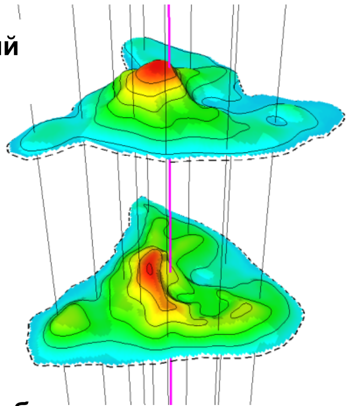
Требования к скважине

- Минимальные интервенции (ОПЗ, ГРП)
- Не более 2 разобщаемых объектов;
- > 10 м. для посадки пакера между пластами
- Различие пластов и флюидов
- Требования к раздельному учету
- Небольшой пространственный угол
- Эксплуатационная колонна от 168 мм
- Глубина установки для ШГН до +/- 2500 м;
- Состояние колонн и цементного кольца
- Минимум осложняющих факторов добычи
- Потенциал пластов (для рентабельности)

Requirements to well

- Minimum of interventions(BHT, frac)
- No more than 2 layers
- > 5m. Between layers to set the packer
- Different layers' geology and fluid
- Requirement to individual zones testing
- Low DLS
- Production casing from 168 mm
- Setting depth for SRP +/- 2500 м;
- Condition of casing and cement
- Minimum production complicating factors
- Potential of layers (for economics)

Турнейский объект

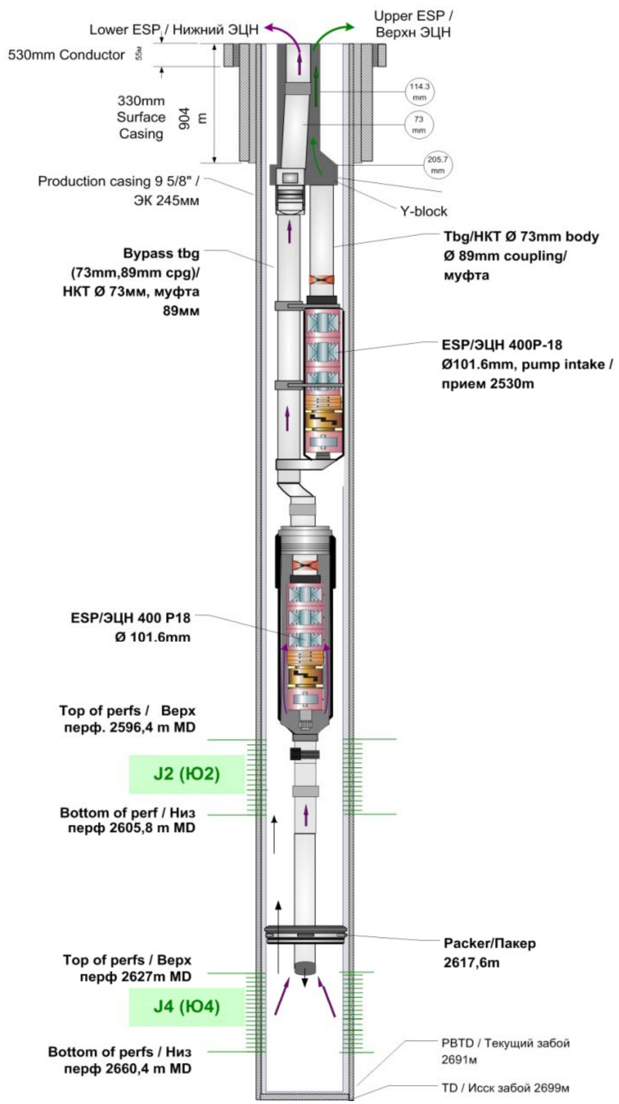


Заволжско-фаменский объект

3517			
Q жидкости общий (по АГЗУ), м3/сут			68,4
Q жидкости общий (по СУ), м3/сут			69,5
Q нефти общий (по СУ), т/сут			61,2
НВ-44 Нсп=2173м Пакер Нсп=2204м	пласт Т1 Т2	Замер по СУ, м3 (р.)	51,2
		Нефть, т/сут	50,6
		%	13,2
		Длина хода, м	4
		Число качаний, мин$^{-1}$	6,35
НВ-44 Нсп=2193м	пласт Зл1	Замер по СУ, м3 (р.)	18,2
		Нефть, т/сут	10,6
		%	11,6
		Длина хода, м	4
		Число качаний, мин$^{-1}$	6,35

2. Двух-лифтовые 2.2. Система - концентрической конструкции (труба в трубе)

2. Dual lift. 2.2. Concentric system (tubing inside tubing)



Преимущества / Advantages

- 100% независимая добыча из каждого из пластов
- Спуск колонн последовательно (ЭЦН-ЭЦН)

- 100% independent production from each layer.
- Consequent RIH of strings (ESP-ESP)

Недостатки / Disadvantages

- Ограничение по диаметру эксплуатационной колонны (178 мм) при стандартных УЭЦН
- Сложность конструкции
- Сложность ремонта, требующего высококвалифицированный специализированный персонал
- Большая чувствительность к ГРП и интервенциям
- Высокая стоимость спуска и ремонта

- Production string diameter restriction (178 mm) for standard ESPs.
- Complex design
- Complex servicing requiring highly qualified specialists
- High sensitivity to fracing and interventions
- High running and servicing costs

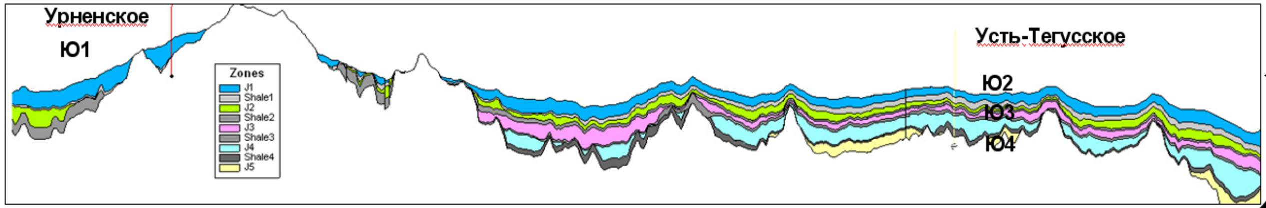
Пилоты / Pilots

Тип: ШГН-ЭЦН. «СНГ» в 2011 – 4 скв, 2012 – 10 скв.
Тип ЭЦН + ЭЦН. «ТНК-Ват» 1 скв в 2010

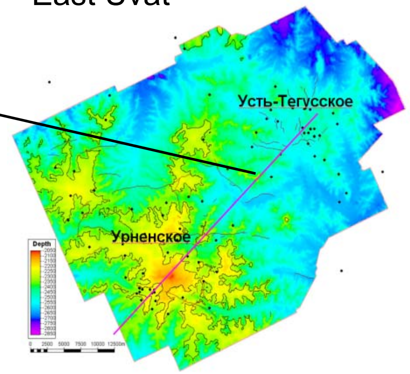
Type: SRP +ESP. SNG 2011 – 4 wells, 2012 – 10 wells.
Type: ESP + ESP. “TNK-Uvat” 1 well in 2010

Усть-Тегусское месторождение. Скважина 2564 / Ust-Teguss Field. Well 2564

Разрез Урненского и Усть-Тегусского м-я / Cross section of Urnenskoye and Ust-Tegusskoye fields



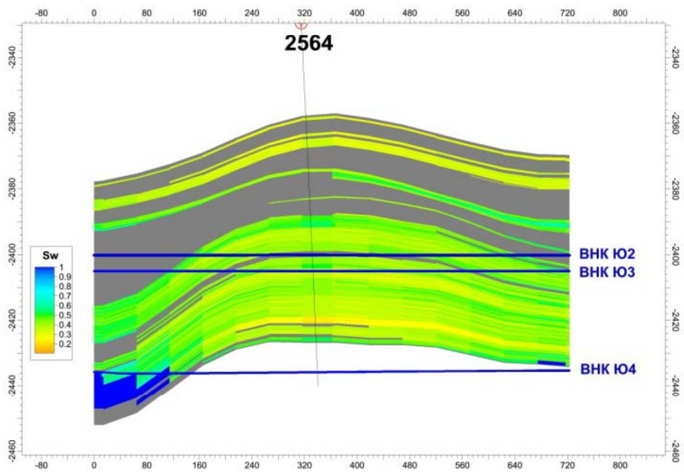
Восточный Уват / East Uvat



Характеристика пластов Усть-Тегусского м/р Characteristics of Ust-Teguss layers

Параметр	Ю2	Ю3	Ю4
Расчлененность	1,5	2	5
Н/н толщина, м	7-11	1-8	5-20
Проницаемость по ПИС/керн	156	25	57
Вязкость в пласт. ус., сПз	5,1	5,4	4,4
Плотность в пласт. ус., кг/м3	846	848	845
Газовый фактор, м3/т	27,4	27,8	28,1
Пластовое давление	245	247	249
Давление насыщение	70	69	71
Парафины, %	4,2	4,1	4,1
Тип залежи	пластово-сводовая	пластово-сводовая	водо-плавающая

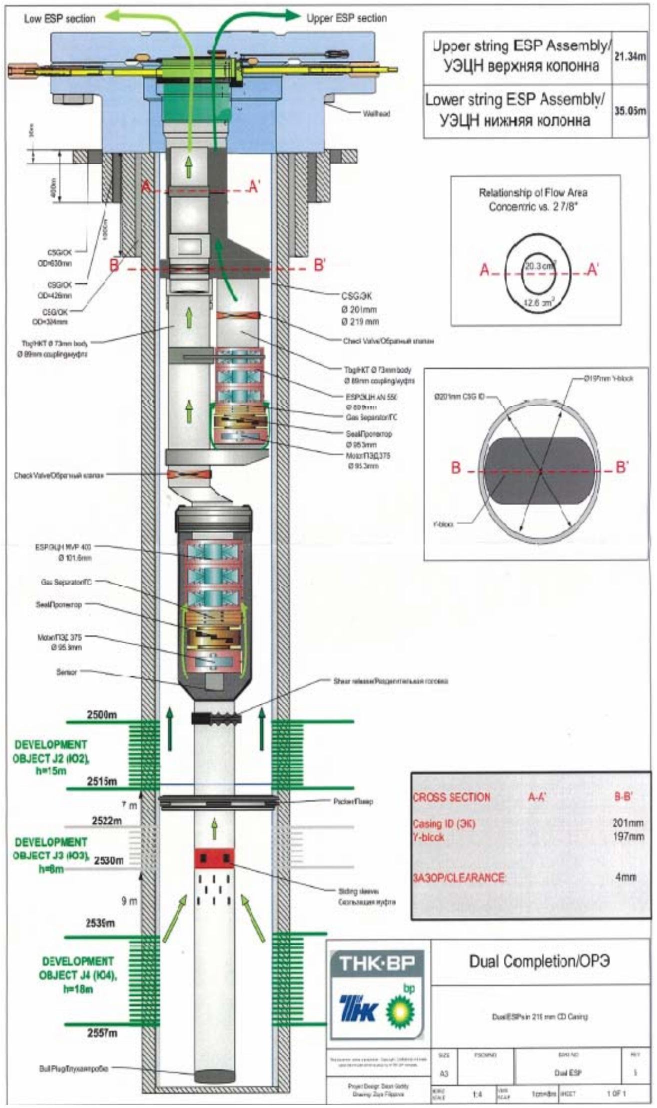
Разрезы насыщенности скважины-кандидата № 2564 / Cross section with saturation for well 2564



Параметры скважин / Wells parameters

2564		
	Ю2	Ю4
Нн толщины, м	4.3	34.6
Кпр, мД	23	35
2593		
	Ю2	Ю4
Нн толщины, м	4.9	28.7
Кпр, мД	89	86

Проект ОРД ЭЦН+ЭЦН,ТНК-Уват (2010г) / ESP – ESP TNK – Uvat (2010)



Требования к скважине/ Well candidate requirements

- Потенциал пластов (для ЭЦН и рентабельности)
состояние колонн и цементного кольца
- Минимум осложняющих факторов добычи
- Не более 2 разобщаемых объектов;
- Расстояние между пластами > 5м. для посадки пакера
- Различие пластов и нефтей. Требования к раздельному учету

- Reservoir potential (for ESP and economics)
- Condition of casing and cement
- Minimum production complicating factors
- No more than 2 layer
- Distance between layers > 5 m to set packer
- Difference in layers' geology and fluid properties. Project requirements for individual zones testing P

Ограничения / Limitations

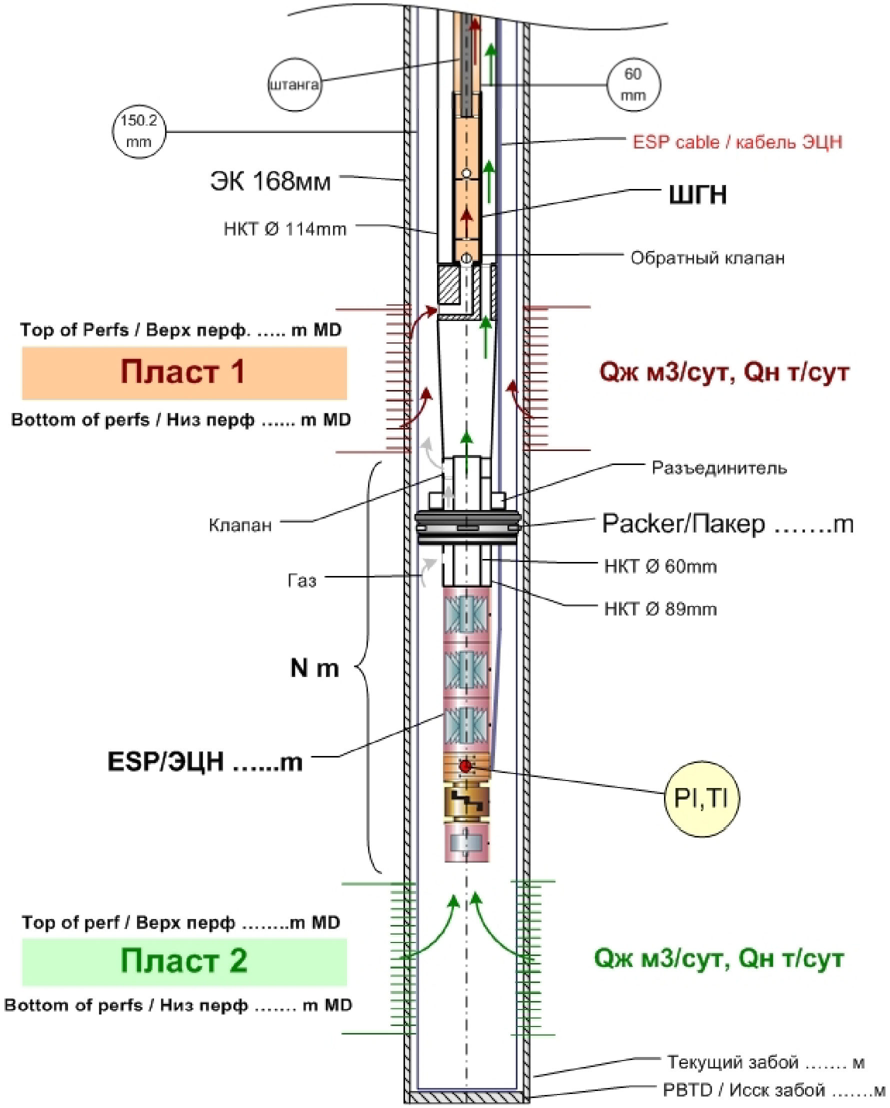
- Диаметру экспл. колонны (245мм). На сегодня 178мм
- Сложность конструкции
- Специальный превентор и устьевое оборудование
- Высокопрочные марки стали для НКТ при больших глубинах более 2300 м
- Большой вес компоновки 70-100 т
- Сложность при проведении ГТМ

- Production casing diameter (245мм). At present 178mm
- Complexity of design
- Special BOP and well head
- High strength grade TBG steel with depth below 2300m
- High weight of assembly 70-100 tons
- Complexity to perform interventions

Скважина	верх	низ
пласт	ЮВ-2	ЮВ-4
Дата запуска	29.06.2010	
	400P18SXD (268st)	400P18SXD (214st)
	238-1100	238-900
УЭЦН	ПЭД 84 кВт	ПЭД 84 кВт
Qж, м3/сут	16	61
Qт, т/сут	12,9	48,6
%, воды	8	10
Дата остановки	12.04.2011	-
МРП, сут	287	561

2. Двух-лифтовые 2.2. Система - концентрической конструкции (труба в трубе)

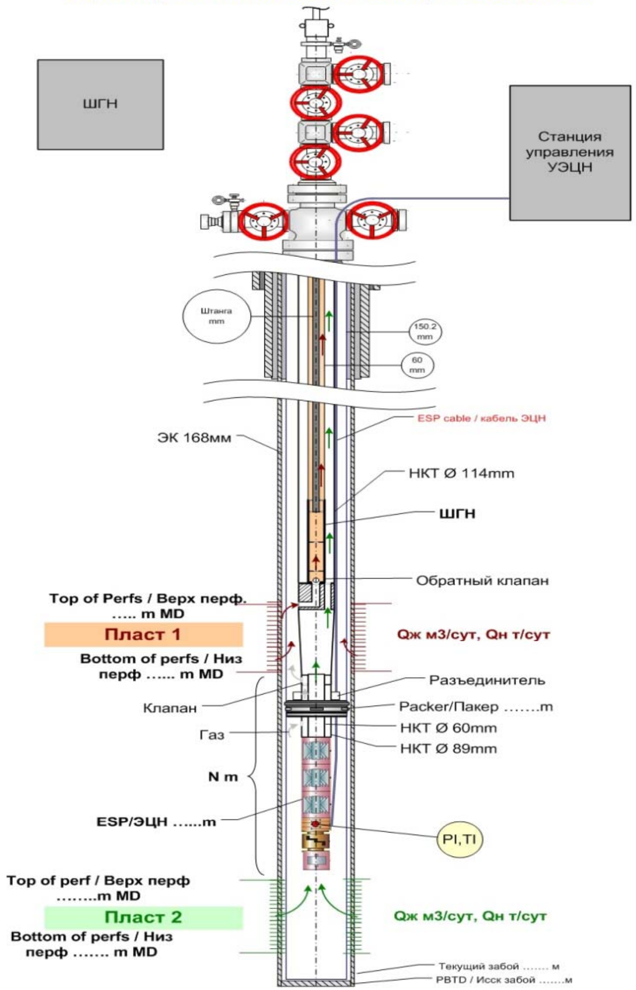
2. Dual lift. 2.2. Concentric system (tubing inside tubing)



Проект ОРД ШГН+ЭЦН СНГ (2011г) / Project SRP – ESP SNG (2011)

Проект ОРД ШГН+ЭЦН СНГ (2011г) / Project SRP – ESP SNG (2011)

Общая схема ОРЭ - Система мониторинга с разделением пластов с двумя лифтами и способами механизированной добычи



Требования к скважине/ Well candidate requirements

- Потенциал пластов (для ЭЦН и рентабельности) состояние колонн и цементного кольца
- Минимум осложняющих факторов добычи. ГФ
- Не более 2 разобщаемых объектов;
- Расстояние между пластами > 10м.
- Различие пластов и нефтей. Требования к учету
- Максимальный перепад давления над и под пакером – 35МПа

- Reservoir potential (for ESP and economics)
- Condition of casing and cement
- Minimum production complicating factors. GOR
- No more than 2 layer
- Distance between layers > 10 m
- Difference in layers' geology and fluid properties. Project requirements for individual zones testing
- Max differential pressure across the packer 35MPa

Ограничения / Limitations

- Диаметру Э/К146 мм и более
- Высокопрочные марки стали для НКТ (Нсп=2300 м)
- Сложность при проведении ГТМ
- Глубина установки для ШГН до +/- 2500 м;
- Отличное состояние колонн и цементного кольца подтвержденное состоянием исследованием
- Нет осложняющих факторов добычи
- Дебит нижнего пласта ЭЦН не более 400 м3/сут
- Дебит верхнего пласта ШГН не более 80 м3/сут

- Production casing diameter 146mm and bigger
- High strength grade TBG steel with depth below 2300m
- Complexity to perform interventions
- Depth for SRP +/- 2500m
- Good condition of cement
- No complicating production factors
- Q of lower layer below 400 m3/day
- Q of lower layers with SRP below 80 m3/day

Первая Скв. 12226	Верх 1702м	Низ 2220м
пласт	БВ8 (1-3)	БВ 10 (1-2)
Дата запуска	24.03.2011	
Насос	ШГН	ЭЦН
Qж, м3/сут	15	45
Qт, т/сут	0,7	6,7
%, воды	96	91
Дата остановки	13.12.2011 ТРС	13.12.2011 ТРС
МРП, сут	47	228

Системы ОРЗ / Dual injection systems

Позволяют увеличить эффективность поддержания пластового давления на многопластовых месторождениях

Allows increasing efficiency of reservoir pressure maintenance on multilayered reservoirs

Требования к скважине / Requirements to wells

- эксплю. колонна от 146 мм
- хорошее состояние колонн и цементного кольца
- Разная проницаемость
- Разный коэффициент вытеснения от закачки
- Разное пластовое давление
- Не более 3 разобщаемых объектов;
- Расстояние между разобщаемыми объектами, более 5 м для посадки пакера
- Наличие «зумпфа» не менее 5-10 м.

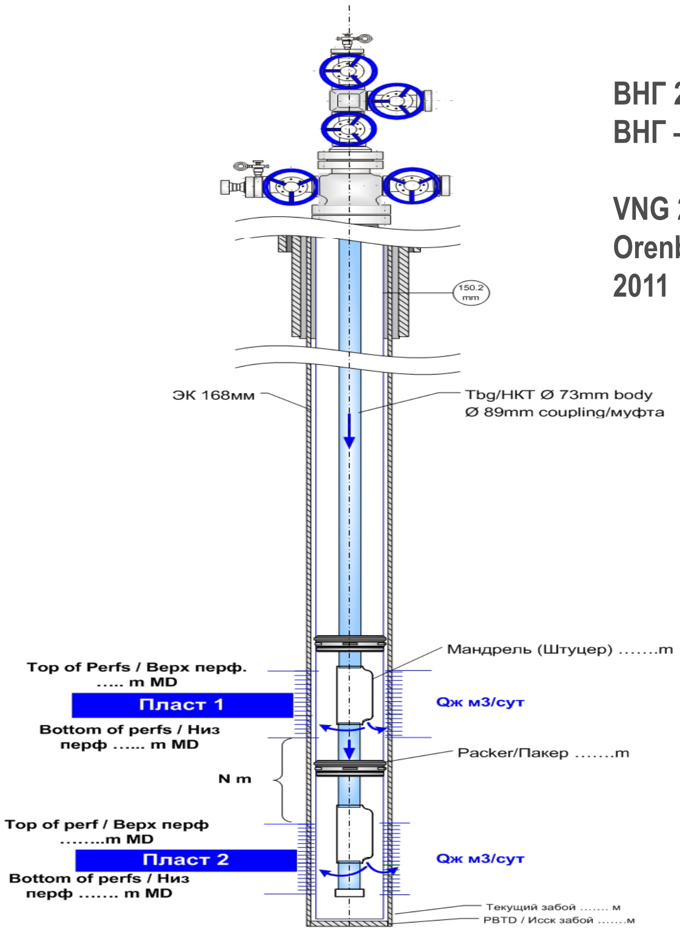
- Production string from 146 mm
- Good condition of the cement and casing
- Different permeability
- Different injection displacement factor
- Different formation pressure
- No more than 3 separated targets
- Distance between separate targets over 5 m for packer setting
- A rat hole of at least 5-10 m.

- Увеличение времени ремонта
- Трудность оценить герметичность посадки нижнего пакера
- После смены штуцеров необходим ПГИ

- Increased WO
- Difficulty to test lower packer
- PLT required after each choke change

Системы ОРЗ / Dual injection systems

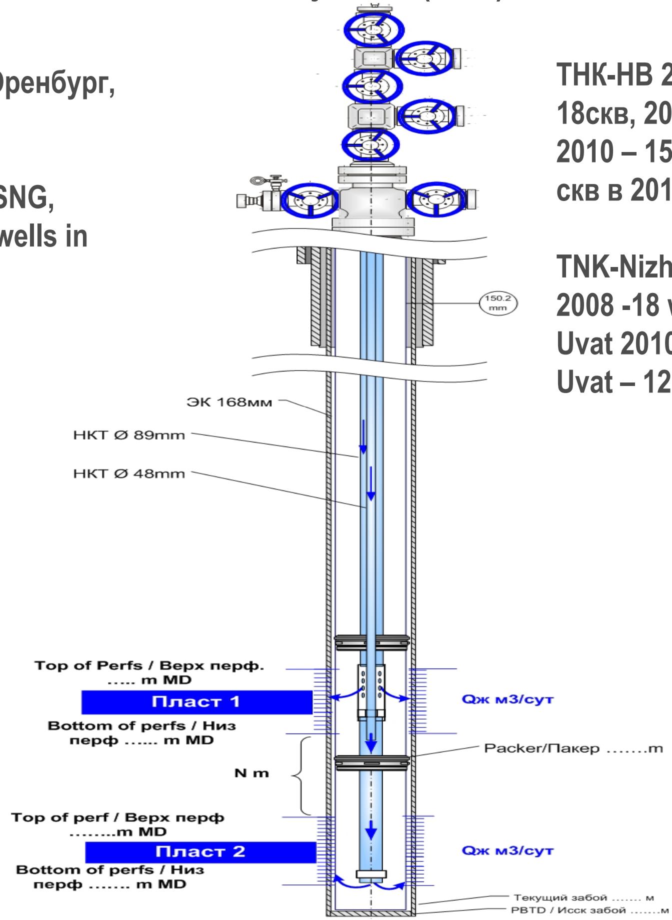
ОРЗ (однолифтная) / Dual injection (1-lift)



ВНГ 2008 – 16, СНГ, Оренбург, ВНГ – 114 скв в 2011

VNG 2008 – 16 wells, SNG, Orenburg, VNG – 114 wells in 2011

ОРЗ (двухлифтная концентрическая) / Dual injection (2-lift) concentric



ТНК-НВ 2006 – 17скв, СНГ 2008 – 18скв, 2009 – 1 скв, ТНК-Уват 2010 – 15; ТНК-НВ, ТНК-Уват – 12 скв в 2011

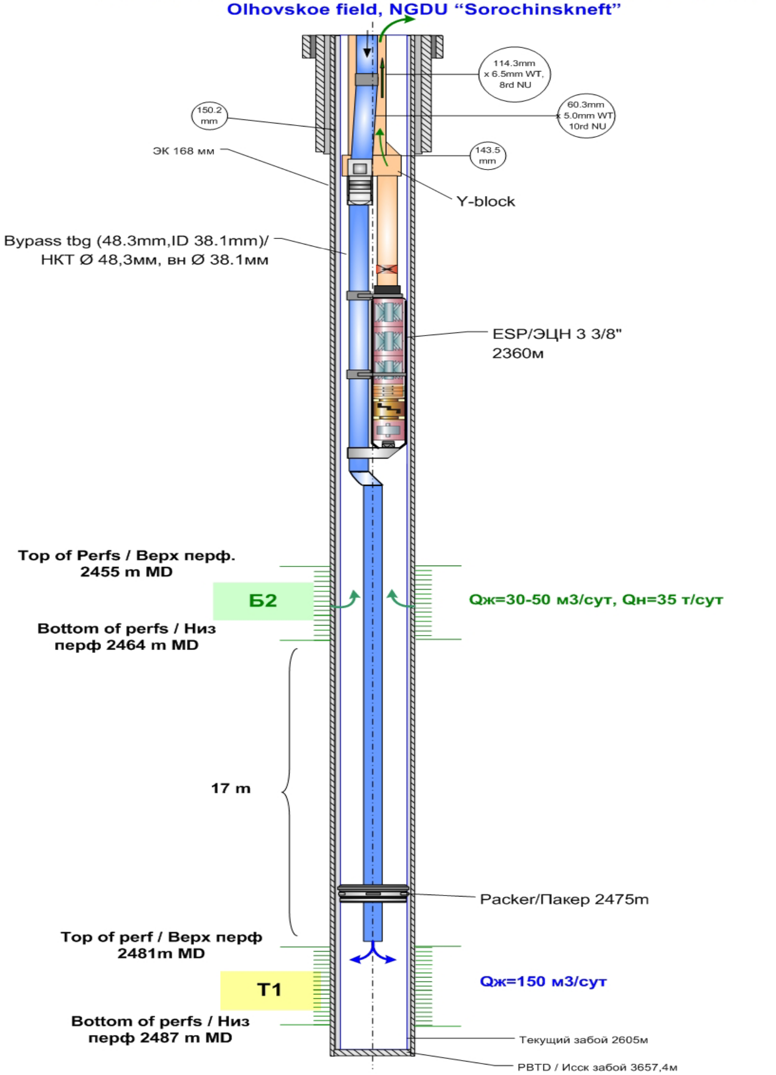
TNK-Nizh 2006 – 17wells, SNG 2008 -18 wells, 2009 – 1 well, TNK-Uvat 2010 – 15; TNK-Nizh, TNK-Uvat – 12 wells in 2011

Потенциал к тиражированию на 2012 год:	на 2 пласта около 150 скв. ОПИ на 3 пласта 3 скв.

Potential to scale up in 2012:	for 2 layers around 150 wells. Pilots for 3 layers on 3 wells

Проект ОРДиЗ ЦДО Сорочинскнефть / Dual Production & Injection Project TS Sorochinskneft

Общая схема ОРД и З. Скв 791 Западно-Ольховское мест-я, НГДУ «Сорочинскнефть» / Dual completion and injection. Well 791 Zapadno-Olhovskoe field, NGDU "Sorochinskneft"



В 2012г будет испытана двухлифтовая концентрическая система ОРДиЗ с разделением пластов пакером и УЭЦН

In 2012 a dual lift concentric production & injection system will be tested with layers separation by packer and ESP

Принцип действия:

Operating principle:

Добыча из верхнего пласта через малый Y- блок и малый затруб

Production from upper layer via Y-tool and smaller annulus

Закачка подготовленной воды из наземной системы ППД по внутренней НКТ в нижний пласт.

Injection of treated water from surface system inside inner tubing string in lower layer.

Все необходимые фазовые замеры производятся на поверхности. УЭЦН оборудован стандартными системами ТМС.

All necessary phase measurements are performed on the surface. ESP is equipped with standard downhole monitoring telemetry tools.

Основные риски при внедрении технологии ОРЭ / Key Risks of Dual Completion Implementation

Геологические / Geological

– По новым скважинам отсутствие известного потенциала дебита или приемистости скважины
– Неопределенность распределения добычи по пластам
– Отсутствие возможности проведения минимального комплекса ГИС

– Potential production or injection rate unknown for new wells
– Uncertainty of production distribution by reservoir
– No capability to perform a minimal well logging scope.

Технологические / Technological

– Механическое состояние скважин кандидатов (состояние колонны, цемента и т.д.)
– Повреждение элементов компоновки ОРЭ при спуске, монтаже или демонтаже
– Технология в стадии разработки или ОПИ
– Определения дебита или приемистости по каждому объекту прямым или косвенным способом
– Необходимость глушения обоих объектов при текущем ремонте только одного
– Задержка поставки оборудования когда бригада КРС подготовила скважину
– Низкая наработка на отказ части оборудования (для одного пласта) или всего оборудования (для обоих пластов)
– Недостижение потенциала применения технологии

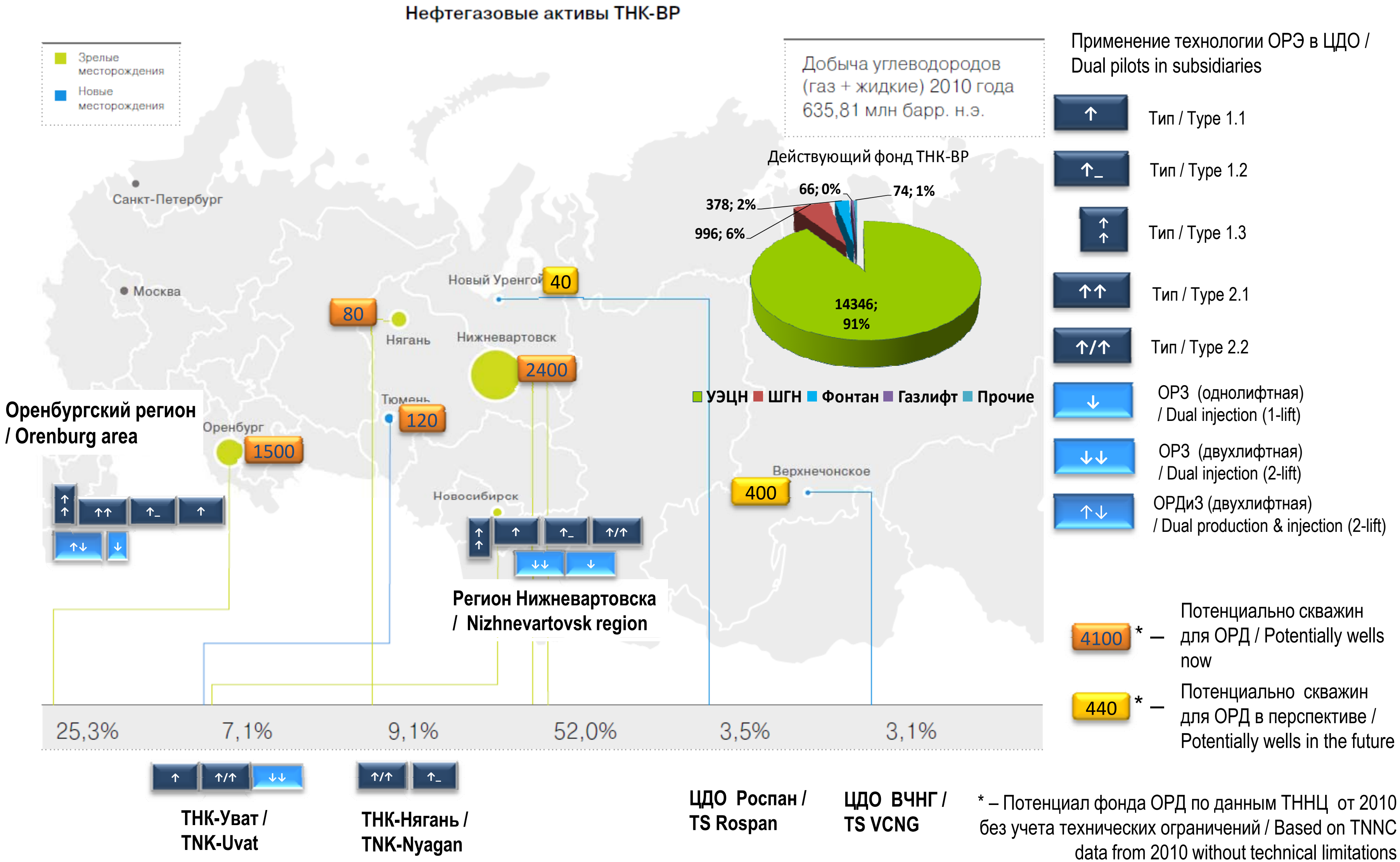
– Mechanical condition of candidate wells (string, cement condition, etc.)
– Damage to dual completion BHA components when running, installing or removing
– Technology in development or pilot testing stage
– Production or injection rate needs to be determined by target, directly or indirectly
– Need to “kill” both reservoirs to do wells service on just one
– Equipment delivery delay when WO has a well ready
– Low TBF for some (one layer) or all equipment (both layers)
– Failure to achieve the potential value of using the technology

Текущая ситуация

(потенциальный фонд скважин ТНК-ВР для ОРЭ)

Current status

(potential wells for dual completions in TNK-BP)



Текущий статус/ Current status

В 2005 - 2009гг внедрено 52 компоновки ОРЗ, 21 ОРД

2010г – 21 ОРД 15 ОРЗ

2011 – 30 ОРД 114 ОРЗ

2012 план – 65 ОРД 150 ОРЗ

	Тип : 1.1	1.2	1.3	2.1	2.2
2010	9	2	9	-	1
2011	6	2	16	2	4
2012	20	15	20	-	10

2011 Оценочно дополнительная добыча 16,8 тыс тонн. (в стадии ревизии)

2012 Планируемая доп. добыча 75 тыс тонн.

In 2005 – 2009 implemented 52 dual injections, 21 dual production wells

2010г – 21 dual production 15 dual injections

2011 – 30 dual production 114 dual injections

2012 plan – 65 dual production 150 dual injections

	Type : 1.1	1.2	1.3	2.1	2.2
2010	9	2	9	-	1
2011	6	2	16	2	4
2012	20	15	20	-	10

2011 Estimated incremental production 16,8 ktons (under revision)

2012 Planned incremental production 75 ktons

Заключение / Conclusion

“Цена - это то ,что ты платишь. Ценность - то что получаешь”

Варрен Баффет

“Price is what you pay. Value is what you get”

Warren Buffet

- Технология ОРЭ имеет большое количество преимуществ, ключевая из которых в уменьшении сеток бурения и обеспечение оптимальной разработки пластов

- С приближением к максимальному разделению добычи, возрастает сложность технологий и их стоимость

-Существует большой спектр технологий и сформированный рынок услуг в России. При этом универсальной системы ОРЭ на сегодня нет.

- Другие факторы :
  - Затраты / надежность
  - Объемы для разработчиков и поставщиков
  - Принципы оценки эффективности инвестиций

- Dual completion technology offers numerous advantages, the key being a reduced well pattern and optimized reservoir development

- Closer to maximum production separation, the complexity and cost of technologies increases

- A large range of technologies and a developed service market available in Russia. Yet there is no multipurpose dual completion system at present.

- Other factors:
  - Costs vs reliability
  - Scope for technology developers & producers
  - Principles of investments efficiency evaluation

Спасибо / Thank you!

Вопросы / Questions?