



Обеспечение продуктивности скважин / Well Productivity Assurance

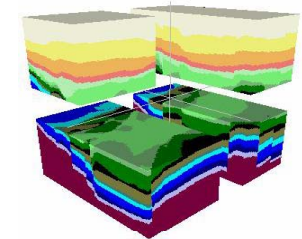
Подготовил / Prepared: Ким Жобер / Kim Gobert'



Well Productivity Assurance

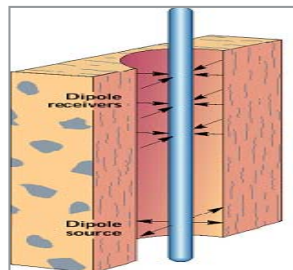
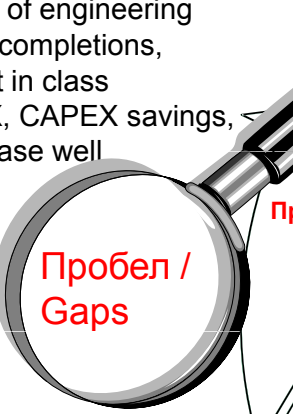
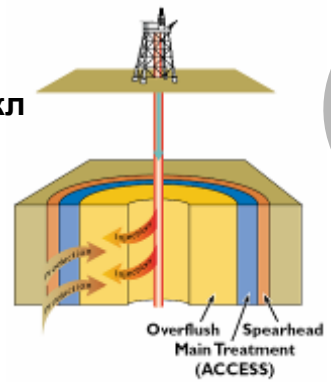
Обеспечение продуктивности скважин это внедрение таких инженерных решений, которые обеспечивают гладкий переход от бурения скважин к заканчиванию, проведению внутрискважинных работ и геолого-технических мероприятий с применением наилучших практик и технологий, позволяющих снизить операционные и капитальные затраты, ускорить добычу, сократить простои скважин и увеличить их продуктивность.

Well Productivity Assurance is the Implementation of engineering methods which enable seamless transition of drilling to completions, workover and intervention operations incorporating best in class practices and technologies with impact to reduce OPEX, CAPEX savings, accelerate production, reduce well down time and increase well productivity.

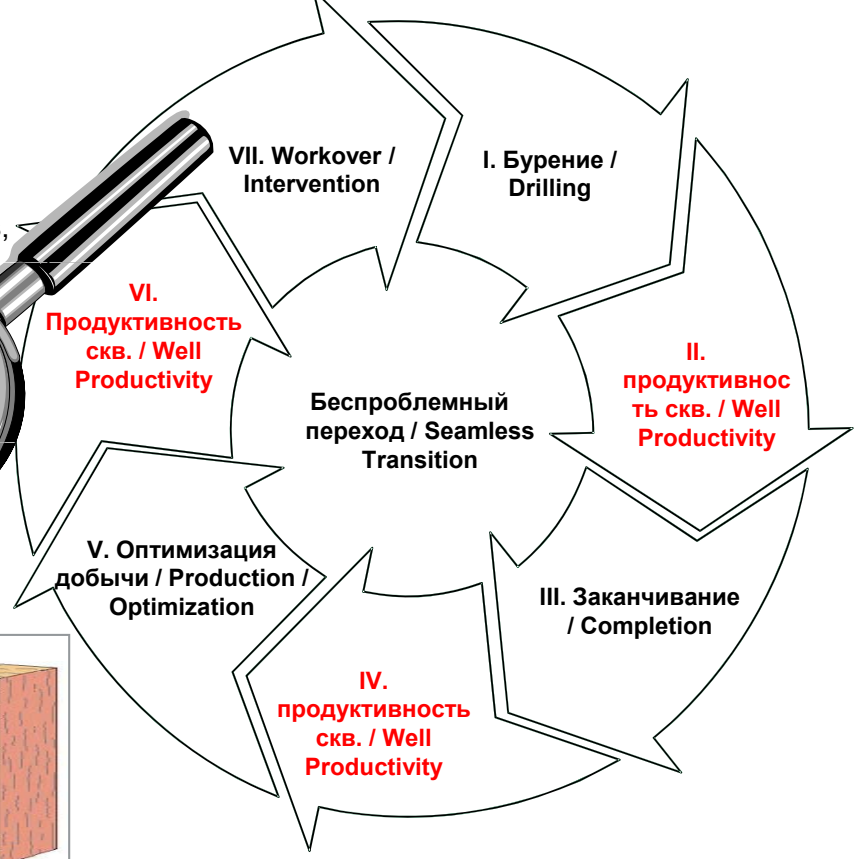


Типичный жизненный цикл скважины // Typical Well Cycle:

- Бурение // Drilling
- Заканчивание // Completions
- Добыча / Оптимизация // Production / Optimization
- Скважинные работы / ГТМ // Workover / Interventions



Жизненный цикл скважины / Well Cycle





Когда встает вопрос о продуктивности скважины? / Where does Well Productivity come into play?





Big Picture Wellbore Assurance Delivery

Drilling the Production Target Pay Zone	Transition Drilling to Completion Phase & Well Completion Ops.	Workover & Interventions
<ul style="list-style-type: none">• Drill in Fluids• Compatibility – reservoir fluids, matrix, and completion fluids.• Hydraulic modeling – open hole cleaning & conditioning• Fluid loss• Well suspension and commissioning fluid selection	<ul style="list-style-type: none">• Wellbore conditioning of DF.• Casing cleaning assembly (circulation tools)• Casing scrappers• Casing Brushes• Jetting Subs• Displacement Chemicals• Well displacement and Cleaning procedures• Selection of <i>non-damaging</i> Completion Fluid• Filtration – 2 micron• Pre perforating fluid quality specs.• Fluid Loss Control• Application of Corrosion Inhibitor• Well packer fluid / start up fluids• Technical Management	<ul style="list-style-type: none">• Well Kill• Fluid loss control• Advisory of <i>non-damaging</i> workover fluid selection• Filtration – 2 micron• Casing cleaning• Scale control squeeze• Corrosion Inhibitor control• Near wellbore damage mitigation• Compliance assurance

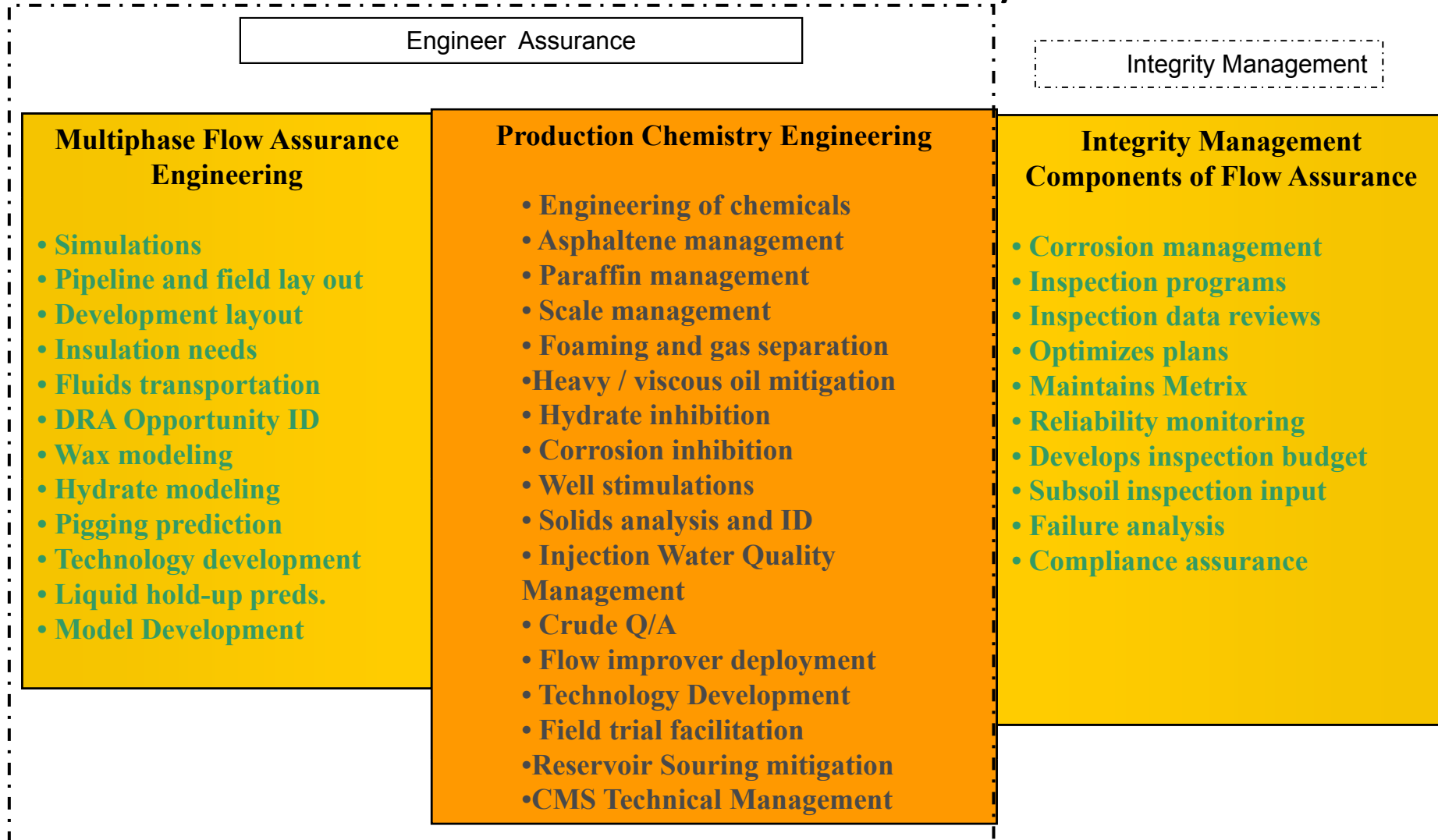


Big Picture Wellbore Assurance Delivery

Разбуривание нефтеносной зоны добывающей скважины	Переход к этапу освоения и работам по заканчиванию скважин	ТКРС и ГТМ
<ul style="list-style-type: none">• Консультация по жидкостям для вскрытия продуктивных пластов• Совместимость - пластовые жидкости и жидкости освоения.• Гидро моделирование - очистка и обработка необсаженного ствола• Низкий уровень потерь жидкости• Выбор жидкости консервации скважин	<ul style="list-style-type: none">• Определение условий ствола скважины для бурового раствора.• Компоновка для очистки обс. колонны• Колонные скреперы• Кисти для чистки обс/колонн• Гидро мониторный хвостовик• Химреагенты для вытеснения• Процедуры вытеснения и очистки• Выбор неразрушающих жидкостей освоения• Фильтрация - 5 микрон• Качественные характеристики жидкости перед перфорацией.• Контроль поглощения• Применение ингибитора коррозии• Техническое руководство	<ul style="list-style-type: none">• Глушение скважин• Контроль поглощения• Консультации по неразрушающим жидкостям освоения• Фильтрация - 5 микрон• Обчистка колонны• Закачка ингибиторов солеотложений• Контроль ингибитора коррозии• Обеспечение соответствия



Big Picture Flow Assurance Delivery





Big Picture Flow Assurance Delivery

Техническая группа

Департамент

Технологическая проработка обеспечения многофазного потока

- Моделирование
- Схема т/провода и м/р
- Схема разработки
- Потребности в изоляции
- Транспортировка жидкостей
- Определение применения кислоты замедленного действия
- Моделирование парафиноотложений
- Моделирование гидратов
- Прогнозирование внутренней очистки трубопроводов
- Развитие технологии
- Прогнозирование задержки жидкостей
- Разработка моделей

Технологическое обеспечение промышленной химии

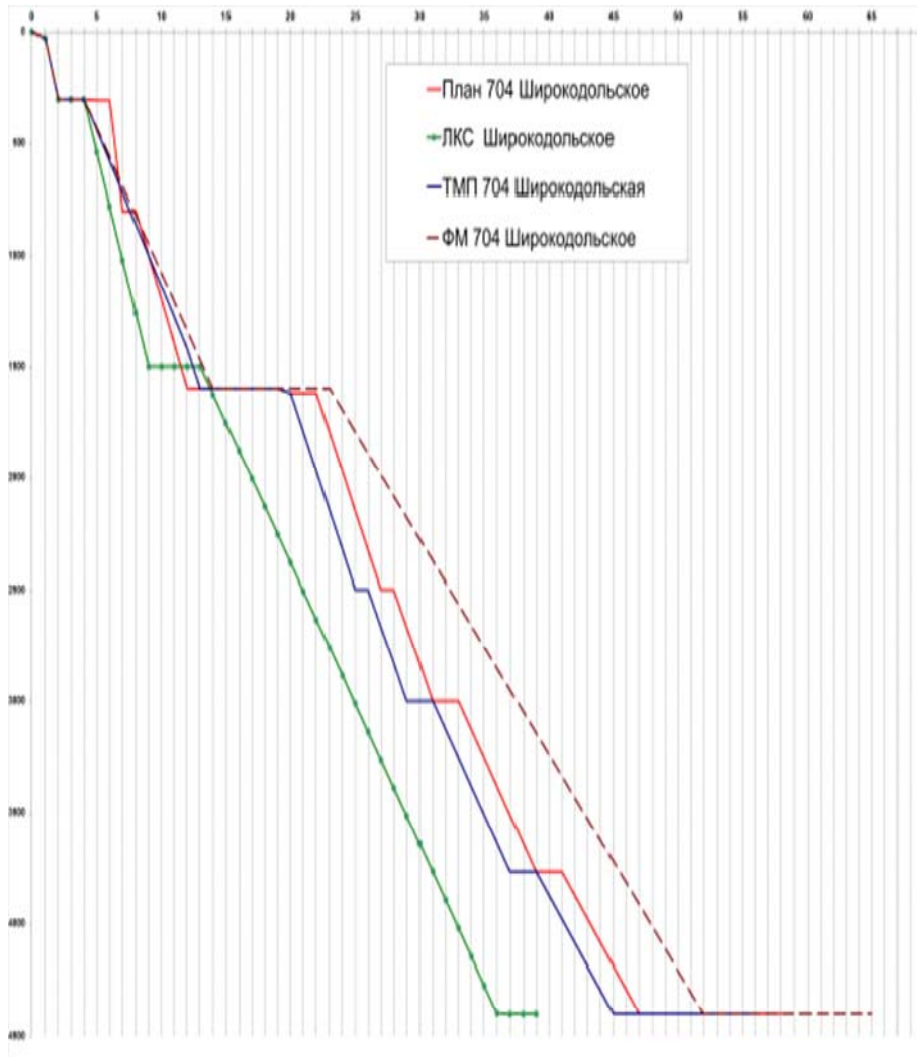
- Технология химреагентов
- Контроль за асфальтенами
- Контроль парафинов и трубоочистки
- Контроль солеотложений
- Пенообразование и сепарация
- Гидратное ингибирование
- Ингибирование коррозии
- Интенсификация работы скважин
- Анализ и определение мехпримесей
- Контроль закачки воды
- Обеспечение качества экспортной сырой нефти
- Применение противотурбулентной присадки
- Развитие технологий
- Проведение полевых испытаний
- Ликвидация окисления
- Техническое руководство СУХ

Компоненты управления целостности для обеспечения потока

- Управление коррозией
- Программы инспектирования
- Рассмотрение данных инспектирования
- Оптимизация планов
- Поддержка параметров
- Мониторинг надёжности
- Составление бюджета на инспектирование
- Ввод данных инспектирования недр
- Анализ причин отказов
- Обеспечение соответствия



Drilling Success



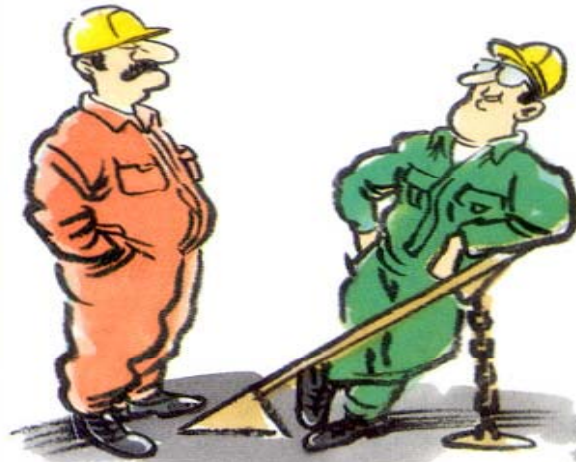
- Экономия бюджета
- Опережение графика
- Минимальный темп набора кривизны
- Вскрыт целевой продуктивный интервал
- Без НПВ
- Без поглощения бурового раствора
- Хорошая опрессовка э/к

- Under budget
- Ahead of schedule
- Minimum dog leg severity
- Hit the target pay zone
- No NPT
- No fluid loss
- Good casing integrity pressure test



WHEN A WELL HAS REACHED TD
THE DRILLING CREW'S JOB IS
NOT OVER

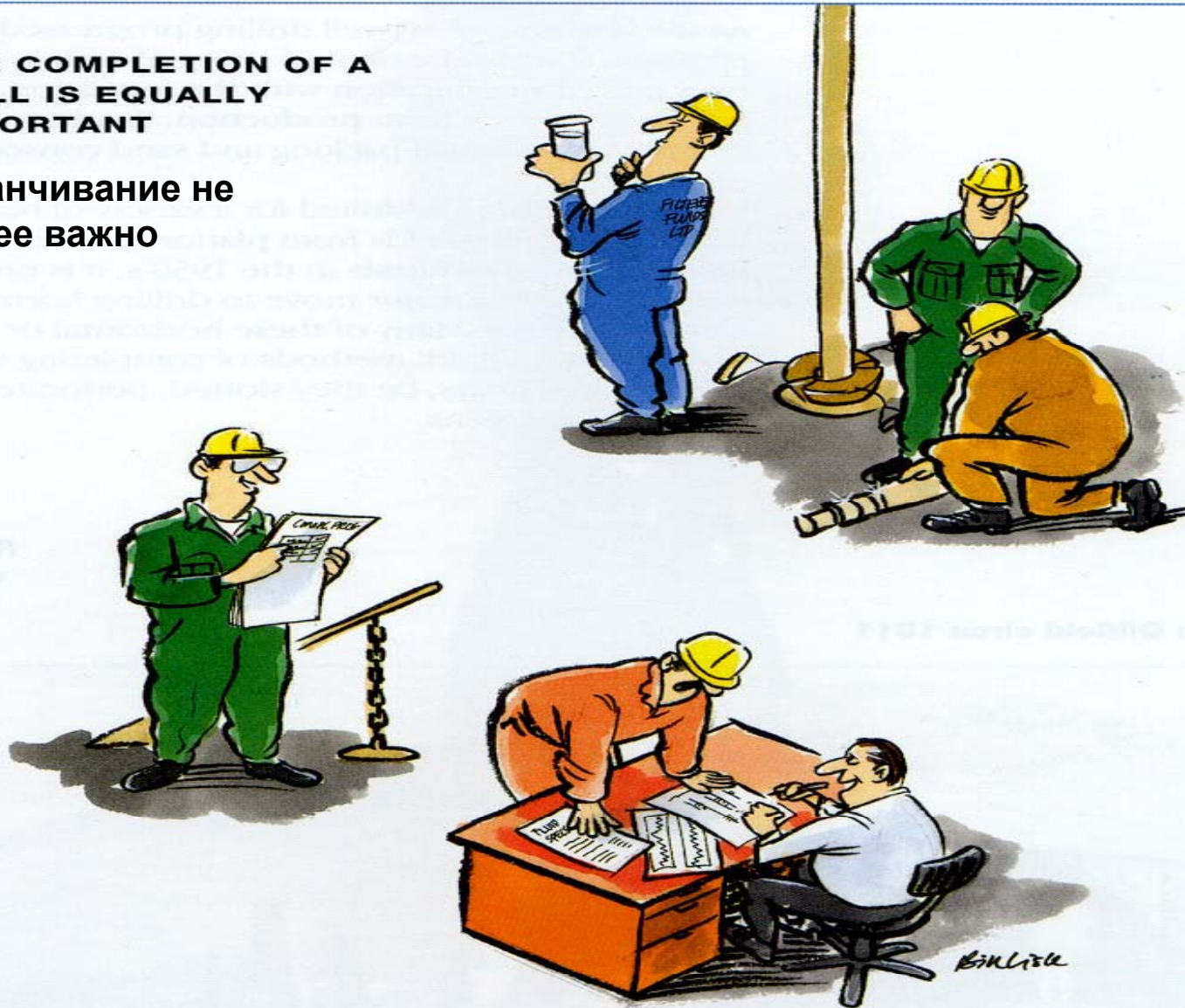
После окончания бурения
скважины работа
буровой бригады не
закончена





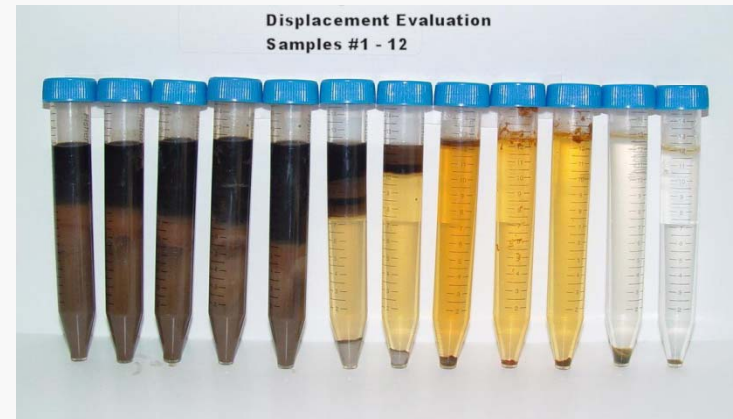
THE COMPLETION OF A WELL IS EQUALLY IMPORTANT

Заканчивание не менее важно



Completion

- New wells under-perform by average 15% less production than planned.
- Новые скважины дают дебит, в среднем, на 15% меньше запланированного.
- 30% of completion NPT is result of debris left in the well.
- 30% НПВ при заканчивании - в результате мусора в скважине.
- As result we generally perform frac or acid stimulation.
- В результате мы обычно проводим интенсификацию ГРП или кислотной обработкой.





Case Study # 1 – Drilling to Completion Well 707 & 705 / Рассмотрим пример №1 – Бурение с заканчиванием скв. 707 и 705

Objective:

- Design and deliver a Drilling & Completion program for Orenburg to minimize formation damage and enhance completion efficiency.

Results:

- Delivered first wellsite drilling to completion transition using casing cleaning packages and filtered completion brine in TNK-BP.
- Initial Production Rate 330 t/d oil; 3.1x more than FM estimate.
- Increased PI 6.8 (atm/m³/d) – historical average is 2.4
- Reduced drilling fluids program costs 62%
- HSE – Reduced waste generation & disposal by 46%
- Reduced NPT 3%.

Цель:

- Проектирование и составление Программы бурения и заканчивания для Оренбурга для минимизации повреждения пласта и увеличения эффективности заканчивания.

Результаты:

- Впервые в ТНК-ВР буровая передана из бурения в заканчивание с использованием комплектов для очистки колонны и отфильтрованного раствора для заканчивания.
- Начальный дебит нефти 330 т/сут; в 3,1 раза больше, чем по оценке ФМ.
- Увеличен коэффициент продуктивности PI - 6,8 (атм./м³/сут) – средний исторический показатель - 2.4
- Снижены затраты на программу буровых растворов 62%
- ОТ, ПБ и ООС – Меньше отходов и мусора на 46%
- Сокращение НПВ 3%.



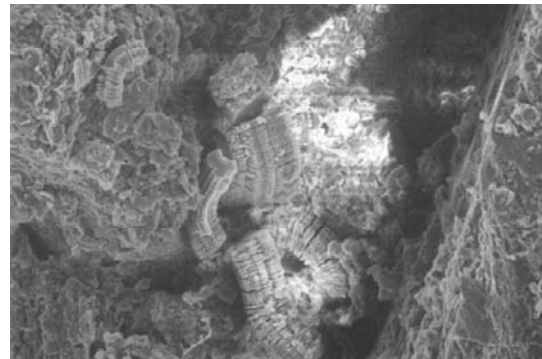
Case Study # 2 – Workover: **Рассмотрим пример №2 ТКРС** **Post Production Loss / Потери добычи после ТКРС**

- Better to prevent a problem than to manage it / Легче предупредить проблему, чем устранить ее
- Average post workover production loss per well are 2 tons/day / Средние потери добычи после ТКРС на скв. - 2 т/сут.

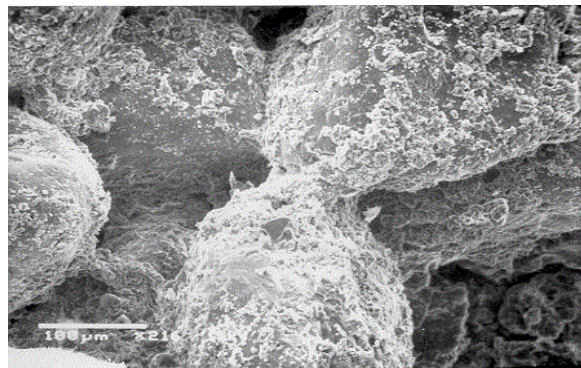
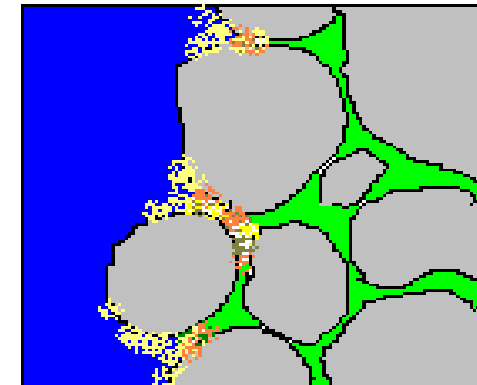
Эмульсия / Emulsion



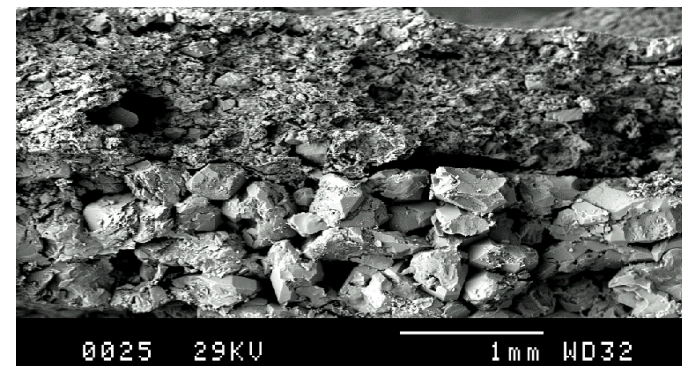
Разбухание глины / Clay Swelling



Проникновение
мехпримесей /
Solids Invasion



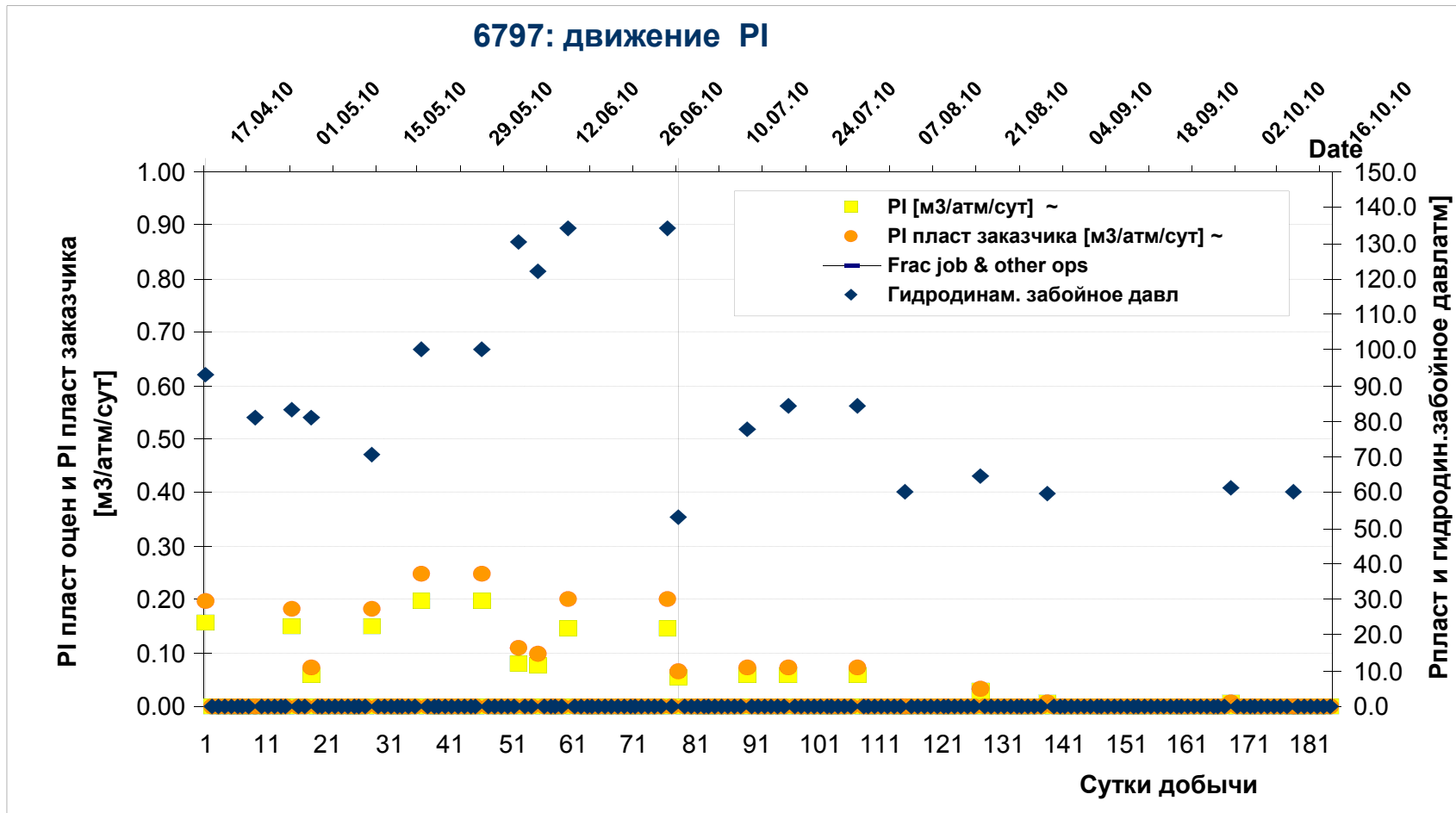
**Изменение
смачиваемости**
/ Wettability Change





Пример снижения индекса продуктивности после скважинных работ / Example of PI decrease after WO

Скважинные работы / WO operations

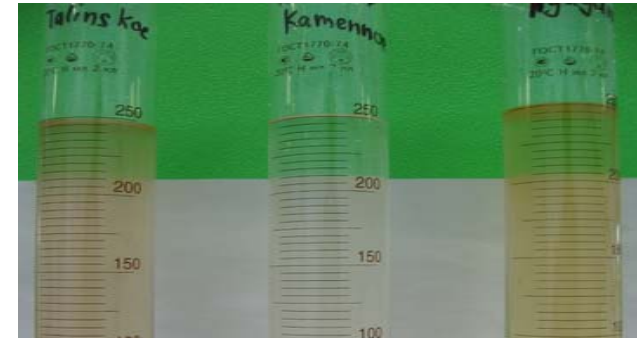


Скважинные работы

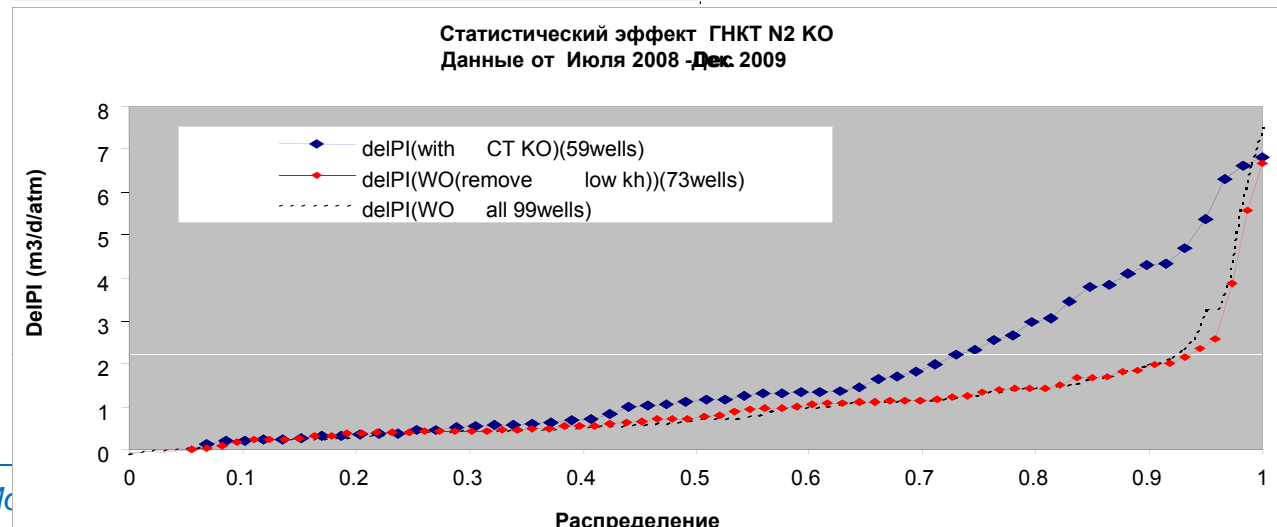
...”Очистка на ГНКТ и на депрессии по сравнению со стандартной”

- Глушение скважины
- Подъем старой компановки
- ГИС
- Повторная перфорация
- Спуск колонны ГРП
- ГРП
- Очистка после ГРП
- Начало отклонения от вертикали
- Глушение скважины
- Спуск ЭЦН
- Запуск ЭЦН
- ЭЦН и выход на режим

	Talinskoe Pad # 114	Kamennoe Pad # 77	well #2476
Density	1.022	1.108	1.310
pH	7.10	7.47	5.65
T, degC	25.7	24.4	25.5
Total Solids Content, mg/l	731	3355	9228
Calcium, mg/l	119	1087	275816
Magnesium, mg/l	11	77	4070
Barium, mg/l	<0.05	4.77	438.6
Iron, mg/l	5.2	4.4	7.0
Silica, mg/l	9.41	10.31	<0.1
Sulphate, mg/l	288.20	2462	138.20
Bicarbonate, mg/l	227	805	159
Chlorides, mg/l	20089	96260	229664



#	Field	Date of Delivery to CSL
1	Talinskoe Pad # 114	9.01.2008
2	Kamennoe Pad # 77	9.01.2008
3	WO fluids samples from well #2476 – from water tank and sample point on pump	9.01.2008

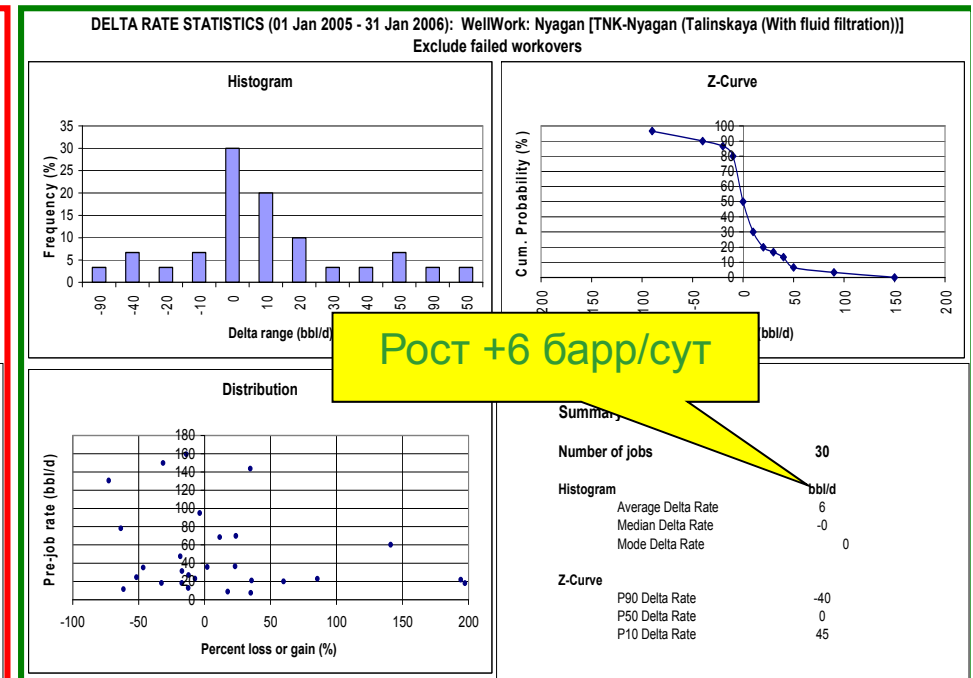
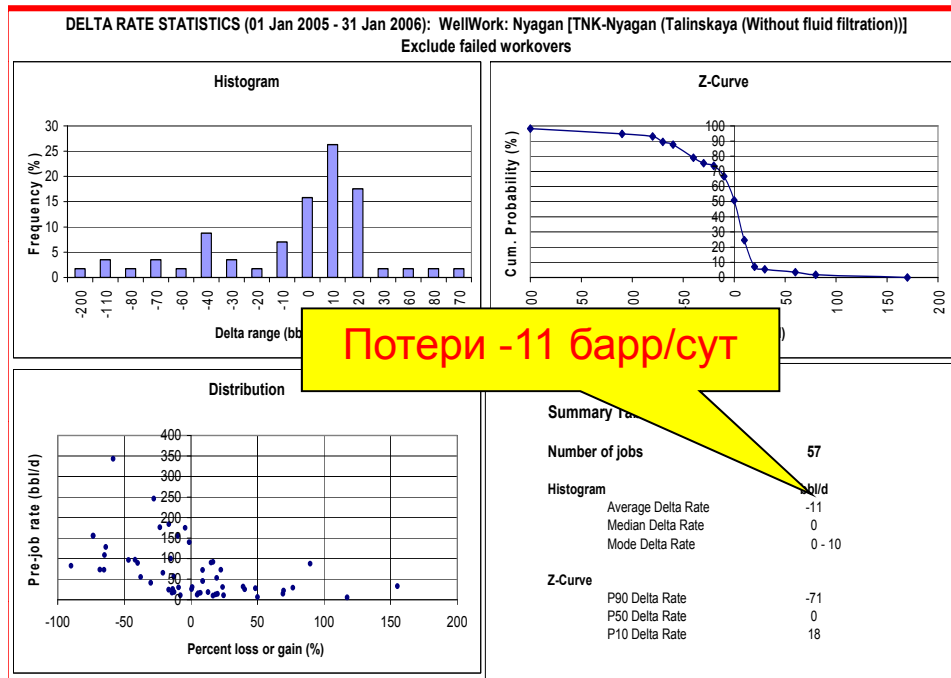




Влияние качества раствора – результаты пилотного проекта / Fluid quality impact – Pilot Results

Без фильтра / No Filter

С фильтром / With Filter



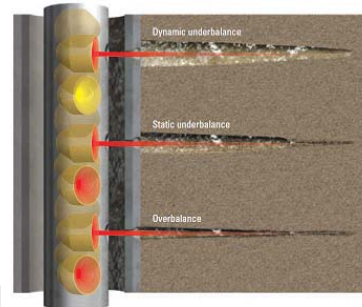
**Значительное улучшение - разница в добыче до и после скв. работ 3-кратное увеличение
/ Significant Improvement - Workover (pre vs post) Production Delta 3x**



- Пример# 3 – Перфорирование: прохождение зоны повреждения пласта на зрелом месторождении с посаженным давлением – увеличение добычи
- Case Study # 3 – Perforating: Getting Pass Formation Damage in Low Pressure Brown Field – Production Increase

Пилотный проект PURE - цели и задачи / Perforating - PURE Pilot Trial - objectives

Perforating beyond damaged zone, minimizing skin and maximizing productivity...



Перфорация вне поврежденной зоны, минимизация скин-эффекта и повышение продуктивности ...

Evaluate advantage of PURE* technology

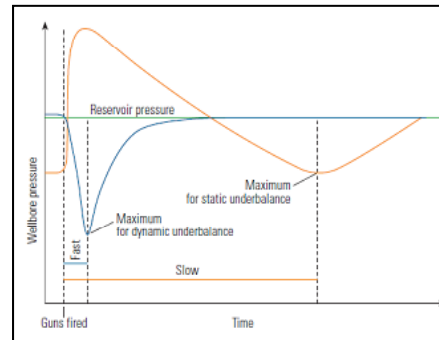
- ✓ Perform 4 TCP trial jobs with PURE*
- ✓ Record post perforating flow and build to evaluate skin
- ✓ Compare skin with previous data on the same interval
- ✓ Compare productivity of standard perfo vs PURE*

Оценка преимуществ технологии PURE*

- ✓ Проведение 4 опытных перфораций на НКТ с применением PURE*
- ✓ Регистрация потока и КВД после перфорации для оценки скин-эффекта
- ✓ Сравнение скин-эффекта с предыдущими данными по этому же интервалу
- ✓ Сравнение продуктивности при стандартной перфорации и PURE*

Perform trials of perforating kill fluid – PUREPill*

- ✓ Spot PUREPill* after PURE* perforating to protect formation
- ✓ Compare losses with PUREPill* in place vs standard kill fluids



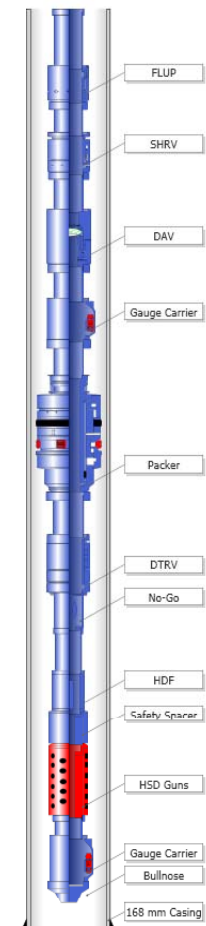
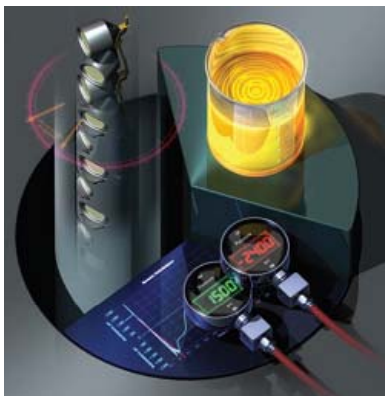
Выполнение испытаний раствора глушения – PUREPill*

- ✓ Закачка PUREPill* после перфорации PURE* для защиты пласта
- ✓ Сравнение поглощения PUREPill* и стандартных растворов глушения



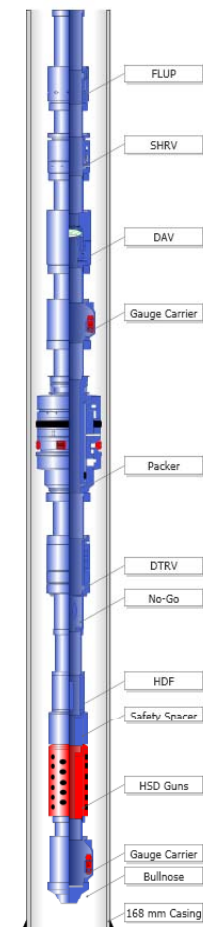
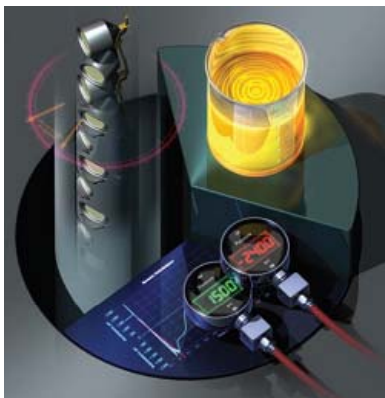
Perforating - PURE Pilot Trial – overview & results

- ✓ Pilot has started in 2011 with 3 wells, where two were selected to be re-perforated across the same layer (perforated with conventional shaped charges conveyed on wireline in overbalanced conditions), while third was selected to be perforated on a new layer
- ✓ The PURE* program consisted of using tubing conveyed guns (TCP) with Powerjet Omega* shaped charges, use of production packer, downhole valves and set of pressure gages. After PURE* perforating and recording post perforating flow and build up to evaluate skin, PUREPill* was spotted across perforated interval in order to protect newly cleaned perforations while safely pulling string out of the well and running in with ESP to start production
- ✓ **Initial results showed significantly reduced skin and increased production after PURE***
- ✓ Project is planned to be continued in 2012 on additional 20 wells (including horizontal sections)



Пилотный проект PURE - общий обзор и результаты

- ✓ Проект начался в 2011 г. с 3 скважин; из которых 2 скважины были выбраны для повторной перфорации в том же интервале (перфорированном стандартными зарядами на кабеле в условиях репрессии), а третью скважину выбрали под перфорацию в новом интервале
- ✓ Программа работ PURE* включала в себя применение перфораторов на НКТ с зарядами Powerjet Omega*, спуск пакера, забойных клапанов-отсекателей и комплекта манометров. После перфорации PURE*, регистрации потока и КВД была произведена закачка PUREpill* в интервал перфорации для защиты перфорационных каналов при безопасном подъеме перфораторов, последующем спуске ЭЦН и запуске скважины в работу
- ✓ **Первоначальные результаты показали значительное снижение скин-эффекта и увеличение добычи после применения PURE***
- ✓ Проект планируется продолжить в 2012 г. дополнительно в 20 скважинах (включая горизонтальные участки)





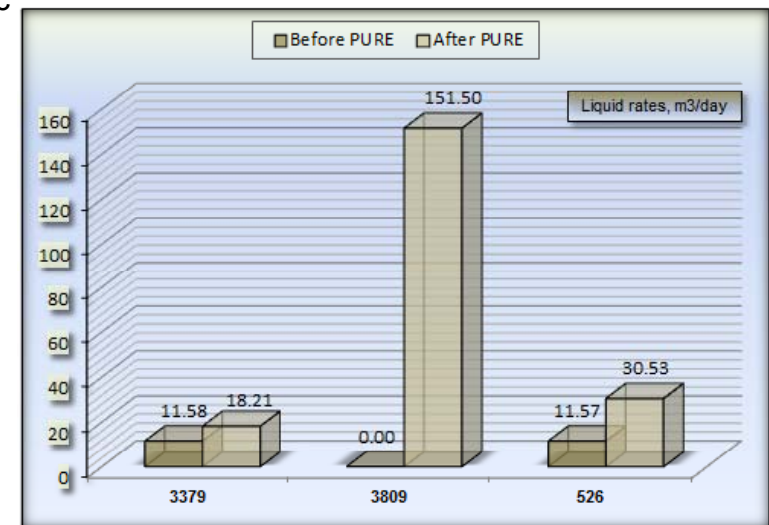
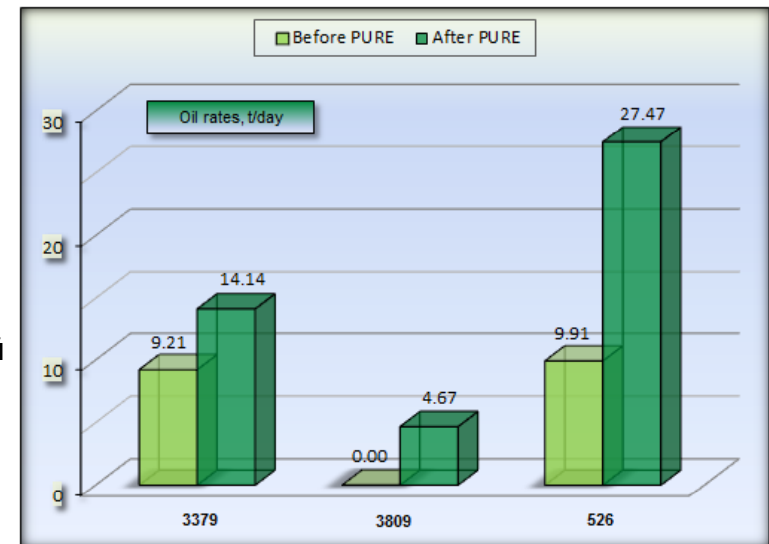
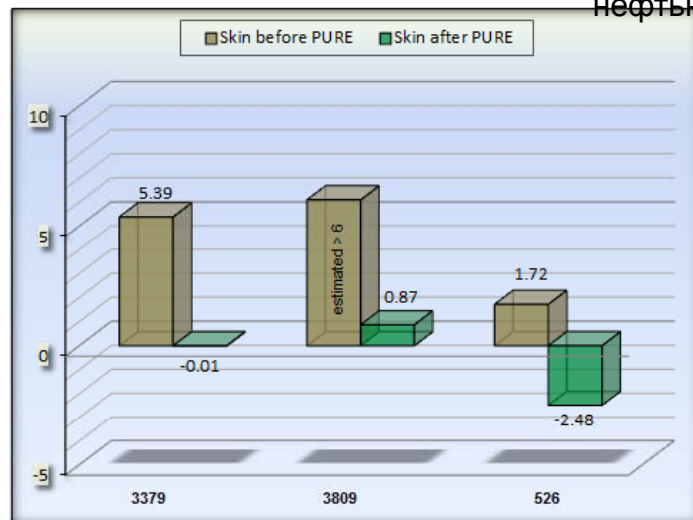
Пилотный проект PURE – результаты / Perforating - PURE Pilot Trial – results

Project Highlights

- ✓ 1st time in the world application of custom engineered combination of PURE + PUREpill + Inflow Test with downhole shut-in for better accuracy
- ✓ First time in Russia engineered fit-for-reservoir design and application of monovalent brine based PUREpill to avoid scale formation and achieve required SG with addition of non-emulsifying agent to avoid emulsion formation with crude at reservoir conditions

Ключевые аспекты

- ✓ Впервые в мире применено специально разработанное сочетание PURE + PUREpill + исследование притока с призабойным закрытием клапана для повышения точности данных
- ✓ Впервые в России разработан и применен с учетом специфики конкретного пласта одновалентный PUREpill на основе соляного раствора для предотвращения солеотложений и достижения необходимой плотности, с добавлением дезэмульгатора во избежание образования эмульсии с нефтью в пластовых условиях



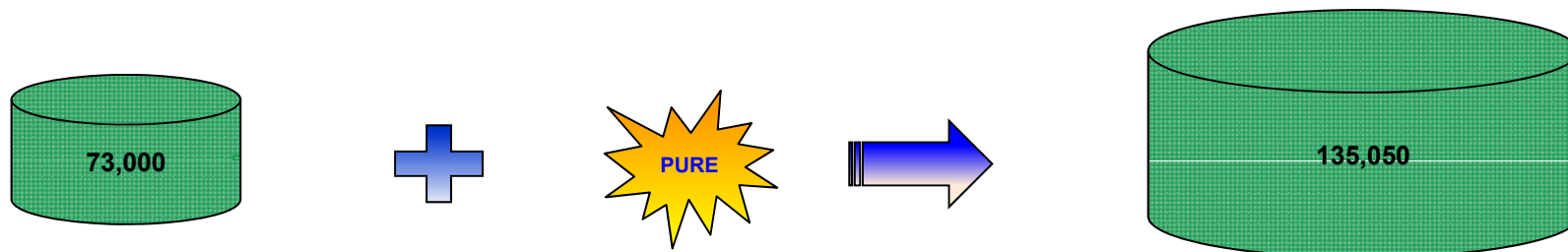


Пилотный проект PURE - потенциальные выгоды / Perforating - PURE Pilot Trials – potential benefits

- ✓ With calculation based on 10 t/day of oil per well on average, and taking into account potential rate increments of 85%, 20 wells may produce more than 60,000 tons of additional oil during one year
- ✓ Estimated average investment pay-off time would be 1-2 months, while in case of future scale-up it is estimated to be even less

✓ Исходя из среднего расчетного дебита 10 т/сутки нефти на скважину и принимая во внимание потенциальный прирост дебитов на 85%, 20 скважин могут обеспечить дополнительную добычу свыше 60 000 тонн в год

✓ Средний расчётный период окупаемости инвестиций составит 1-2 месяца, а если в будущем применение этого метода расширится, то расчётный период окупаемости будет еще меньше





- Case Study # 4 – Flow Assurance: The Big Picture – Pore to Process and Beyond to Sales
- Пример# 4 – Обеспечение потока: взгляд крупным планом – от поры в пласте до установки подготовки и далее до пункта сдачи



Общие сведения о месторождении / Samotlor – Flow Assurance Field Overview

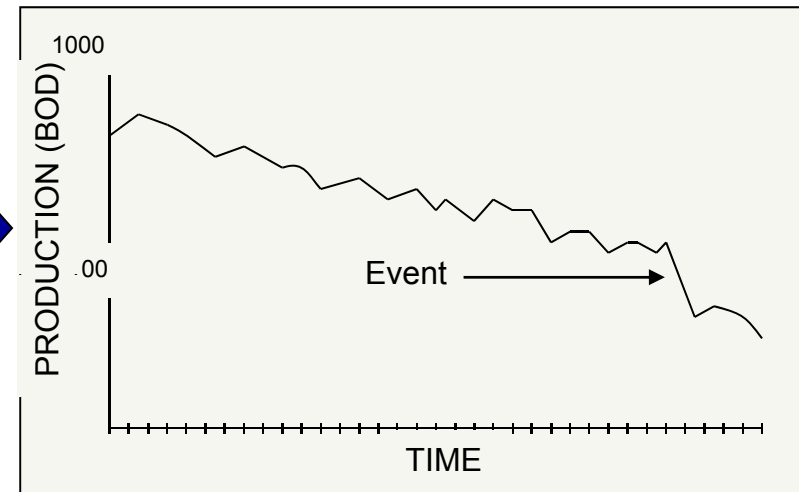
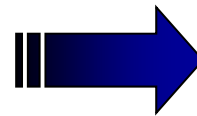
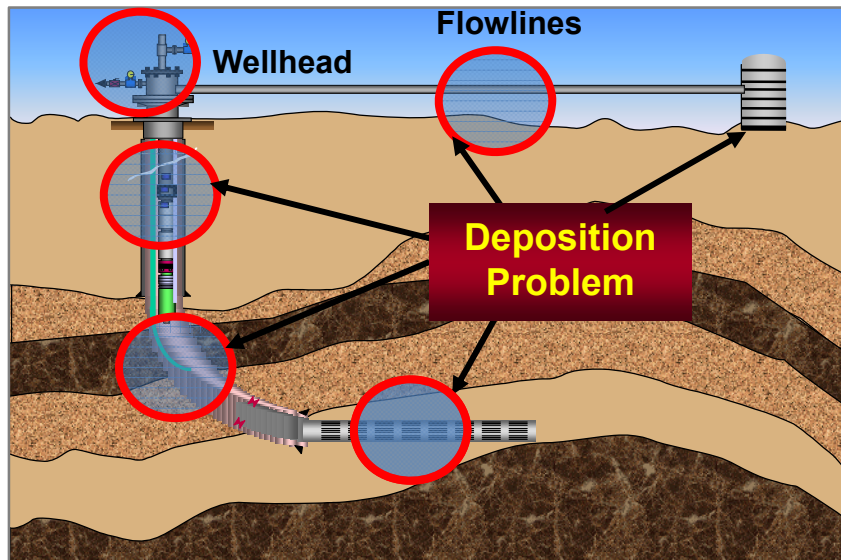
- West Siberian fields are old:
 - It becomes harder to produce profitability and competitively.
- Samotlor (5th biggest field worldwide)
 - Major contributor to TNK-BP production (+37%).
 - Mirror of general Western Siberia problems.
 - Over the last 5 years, slight production growth using various EOR (ESP, Frac, Sidetracks).
 - Field production is now declining.
 - Around 7,000 active wells
- Месторождения Западной Сибири находятся длительное время в разработке:
 - Со временем сложнее поддерживать прибыльность и конкурентоспособность
- Самотлор (5^{-е} по величине месторождение в мире)
 - Наибольшая доля в добыче ТНК-ВР (более 37%).
 - Отражает общие проблемы месторождений Западной Сибири
 - За последние 5 лет незначительный рост добычи за счет применения УЭЦН, ГРП, забурки боковых стволов
 - Наблюдается снижение добычи в целом
 - Около 7000 скважин в работе

Потери добычи- Основные источники проблем / Deposition Sites

- Типовые проблемы возникают:
 - В ПЗП и зоне перфораций
 - В стволе скважины и НКТ
 - На устье
 - В трубопроводах
 - В наземных коммуникациях

The deposition occurs in:

- Near Wellbore & Perforation
- Wellbore & Production tubing
- Wellhead
- Flow lines
- Surface separation facilities





Цели и задачи / Objectives

- Разработать интегрированный план по оптимизации добычи, подготовки и транспортировки флюидов и системы заводнения, состоящий из краткосрочной, среднесрочной и долгосрочной частей. Основными областями для оптимизации являются:
 - Добыча воды
 - Система подготовки флюидов
 - Система нагнетания
 - Совместимость пластовой и нагнетаемой жидкостей
- Преимущества
 - Снижение эксплуатационных расходов, \$/баррель – Δ %
 - Снижение текущих расходов Δ %
 - Снижение кап. затрат Δ %
 - Снижение энергопотребления кВт-ч/т Δ %

Deliver an integrated Water Management Process Optimization plan focused on efficiency improvements for short term, mid term and long term issues of:

- Water production
- Fluid Processing (handling, pumping optimization, recycling)
- Water Injection
- Water Compatibility - reservoir and formation fluids

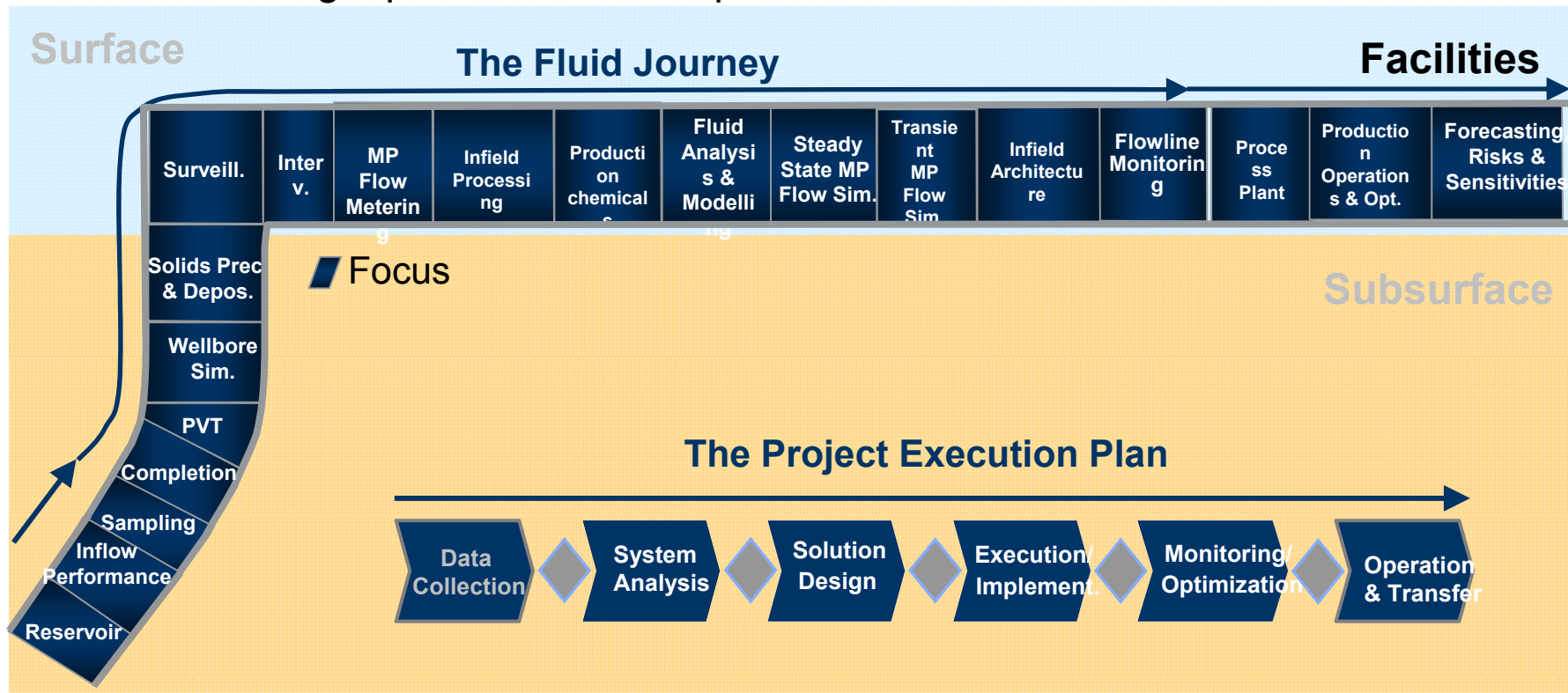
Objective Benefits

- Reduce \$/bbl – lifting costs Δ %
- Reduce OPEX Δ %
- Reduce CAPEX Δ %
- Reduce Energy Consumption kwh/ton Δ %

Engineering process

Providing an integrated solution along the entire fluid journey

- From pore to process and beyond to point of sales
- From Data Collection, System Analysis, Solution Design, Execution to Monitoring/Optimization and Operations



Интегрированный инженерный подход

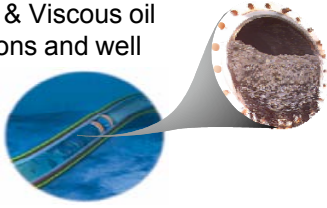
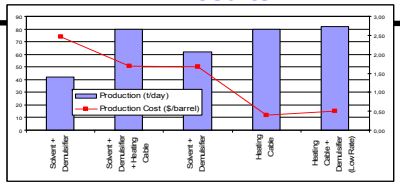
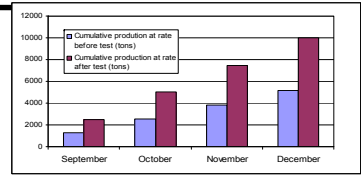
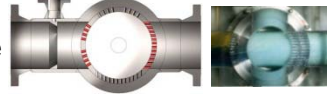
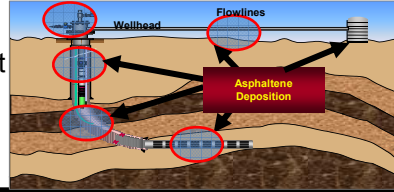
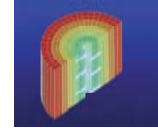
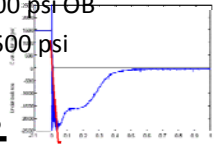

Обеспечение интегрированного решения для всех этапов, проходимых флюидом

- От коллектора к системе подготовки и далее к терминалу
- От сбора данных, анализа системы, выбора и реализации решения к мониторингу, оптимизации и эксплуатации

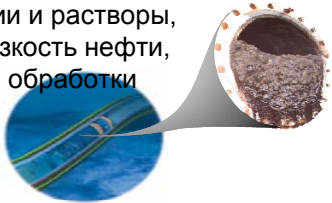
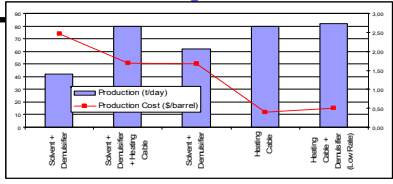
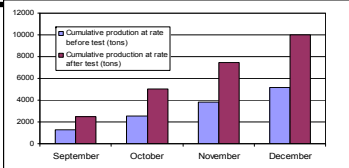

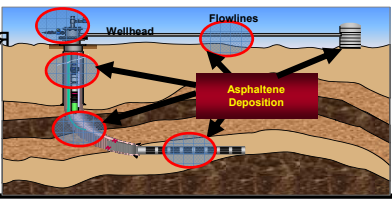
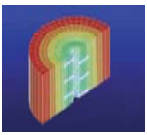
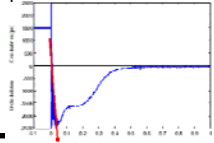

Topside



Well Productivity Assurance – Active Projects

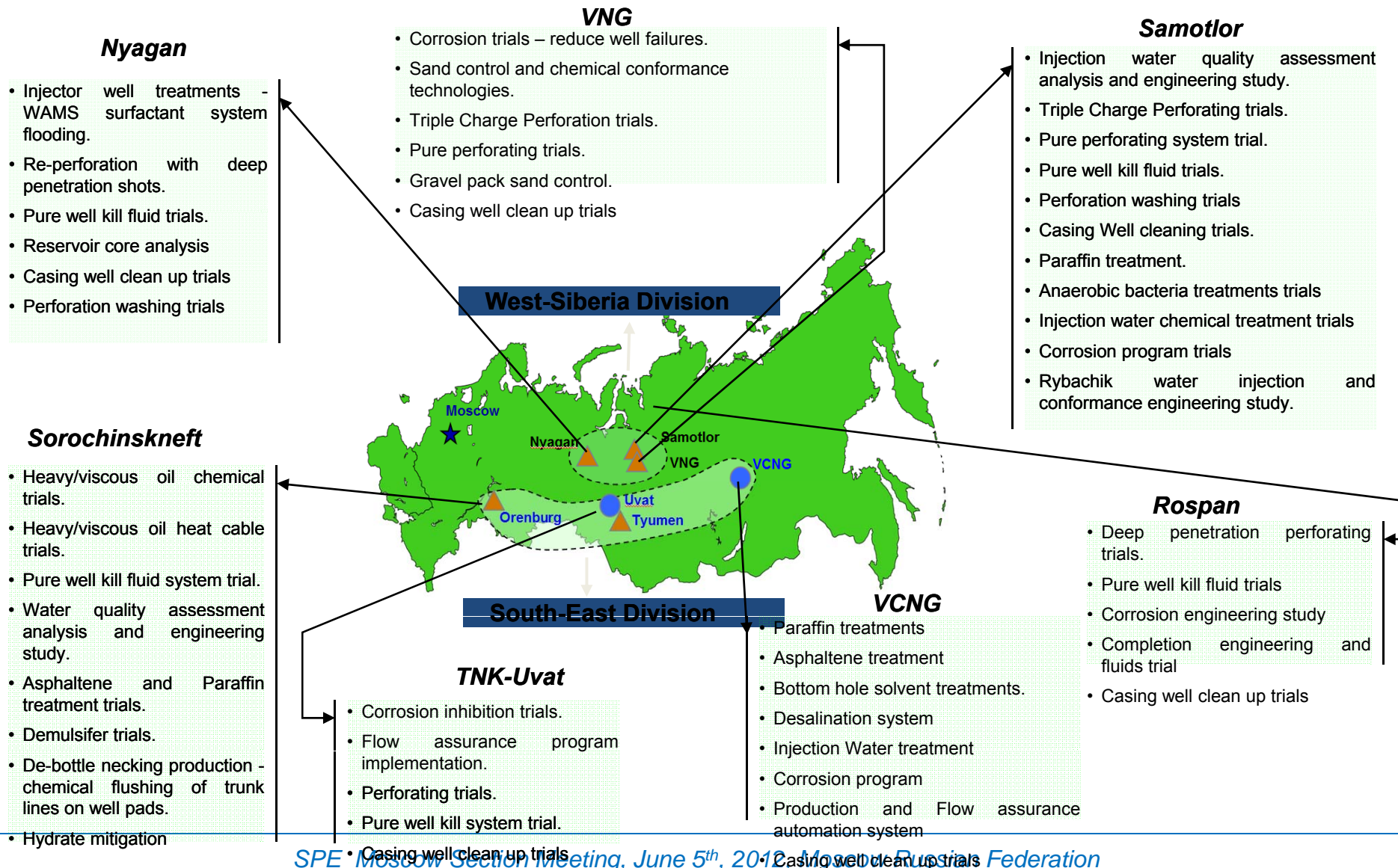
Project	Technology	Results	Scale up & Economical Effect
Heavy / Viscous Oil Treatment	Micro-emulsion & Viscous oil reduction solutions and well treatments. 	 <ul style="list-style-type: none"> - Plus 150 t/d daily production - Reduced \$/bbl from \$6 to \$1.27 	 <ul style="list-style-type: none"> - Increased oil production inflow -50% - Reduced OPEX - 60%
Desalting	De-Salting Crude 	Accelerate capability to Increase production, reduce OPEX, Reduce water desalting usage by 50%,	Accelerate capability to Increase production, reduce OPEX, improve well inflow
Water Management	Water Management Process Optimization 	<ul style="list-style-type: none"> - Reduce \$/bbl – lifting costs (5-10%) - Reduce OPEX (20-30%) - Reduce CAPEX (20-30%) - Reduce Energy kwh/ton (15-20%) 	Scale up in West Siberia could result in over \$200 M per year OPEX reduction and 14K t/yr additional oil through oil/H2O efficiency improvements.
Alternative Perforating Technology	PURE – Closed chamber underbalanced Dynamic Perforating 	<ul style="list-style-type: none"> - Increase perforation penetration - Increased productivity - zero perforating Skin - surge that removes tunnel debris 	<u>Dynamic Underbalance (example):</u> BHP before perf. = 1500 psi OB Instantaneous UB = 2500 psi Max UB = 2500 psi $Kc/K = 1 \rightarrow PR = 100\%$ 
Corrosion Management	Corrosion – Erosion 	Reduce HSE risk, reduce OPEX, Reduce CAPEX, increase active well life.	Scale up in Rospan Gas will provide assurance of well and infrastructure integrity and reduce HSE risk due to corrosion – erosion failures.

Обеспечение продуктивности скважин

Проект	Технология	Результаты	Масштабирование и экономический эффект
<p>Подготовка тяжелой/вязкой нефти</p>	<p>Микро-эмульсии и растворы, снижающие вязкость нефти, другие методы обработки скважин</p> 	 <ul style="list-style-type: none"> - Плюс 150 т/сутки – суточная добыча - Сокращение стоимости 1 барреля с \$6 до \$1.27 	 <ul style="list-style-type: none"> - Увеличение притока добываемой нефти -50% - Сокращение OPEX - 60%
<p>Обессоливание</p>	<p>Обессоливание нефти</p> 	<p>Ускорение возможности увеличить добычу, снижение OPEX, сокращение использования обессоливания воды на 50%</p>	<p>Ускорение возможности увеличить добычу, снижение OPEX, увеличение притока в скважину</p>
<p>Контроль воды</p>	<p>Оптимизация процесса контроля воды</p> 	<ul style="list-style-type: none"> - Снижение себестоимости добычи нефти \$/барр – (5-10%) - Снижение OPEX (20-30%) - Снижение CAPEX (20-30%) - Сокращение потребления энергии кВт ч/т (15-20%) 	<p>Масштабирование в Западной Сибири может привести к сокращению OPEX на более \$200 млн в год и к дополнительной добыче 14 тыс. т/год за счет роста эффективности фактора нефть/Н2О</p>
<p>Альтернативная технология перфорирования</p>	<p>PURE –Динамическое перфорирование с отрицательной депрессией в закрытой камере</p> 	<ul style="list-style-type: none"> - Увеличение глубины перфорации - Рост продуктивности - Нулевой Скин по характеру вскрытия - Вымывание мусора из шахты 	<p><u>Пример динамического перфорирования :</u> Забойное давление до перф. = 1500 пси ОВ текущее UB = 2500 пси Макс. UB = 2500 пси Кс/К = 1 -> PR = 100%</p> 
<p>Управление коррозионными процессами</p>	<p>Коррозия– износ</p> 	<p>Сокращение рисков ОТ ПБ и ООС, сокращение OPEX и CAPEX, увеличение активного срока эксплуатации скважины.</p>	<p>Масштабирование в проекте Газ Роспана обеспечит целостность скважин и инфраструктуры, снизит риски ОТ ПБ и ООС, связанные с разрушениями от коррозии/износа</p>

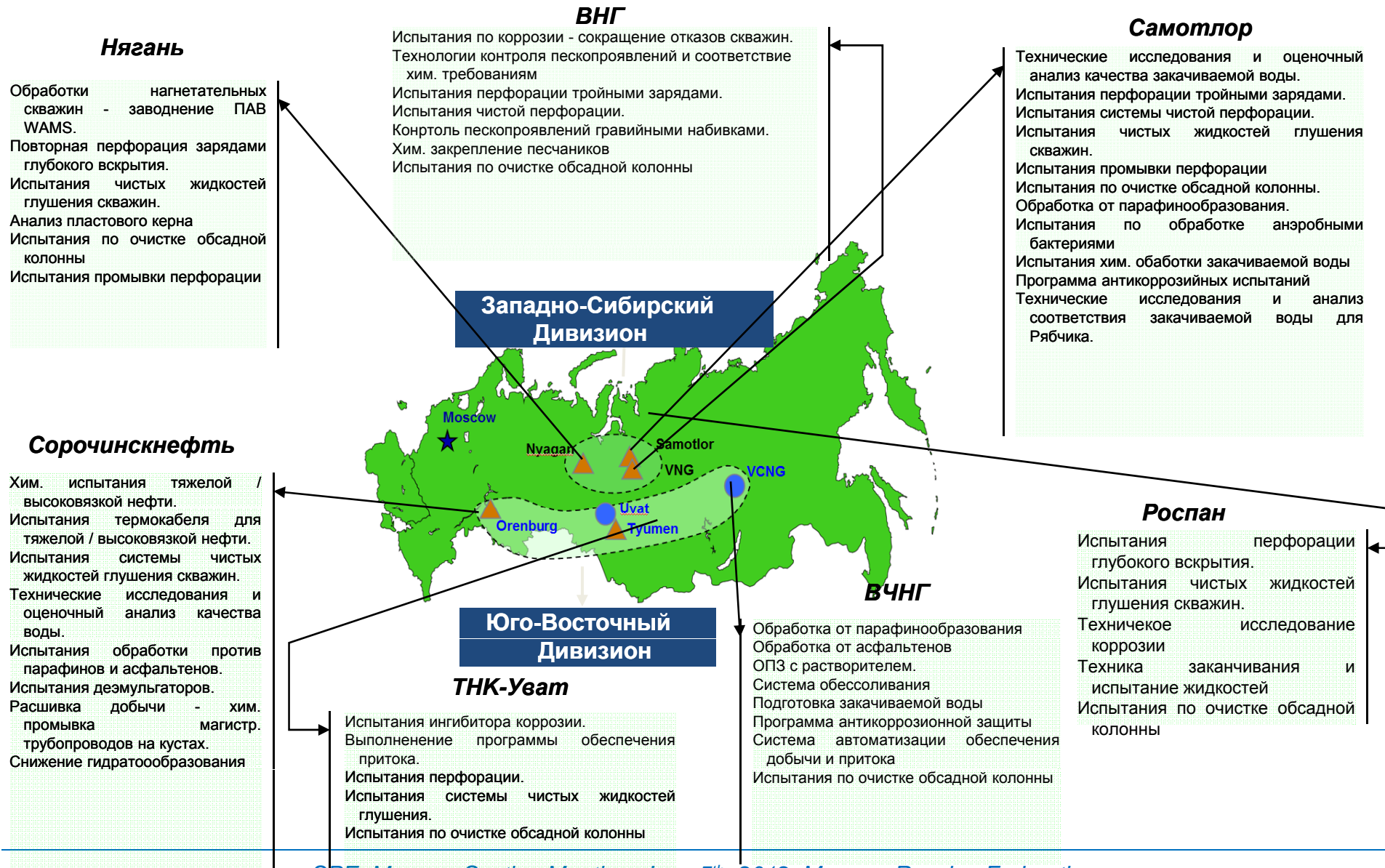


Well Productivity Assurance – in TNK-BP





Обеспечение Производительности Скважин и Химическая Технология





Conclusions

- A holistic review of the well plan from drilling to completion, to intervention and to process are equally important.
- Drilling success does not guarantee the well will deliver production as planned.
- A drilling to completion transition plan incorporating Industry Best Practices is a must for maximizing production opportunity.
- Frac and stimulations are equally vulnerable to skin damage resulting in decrease productivity.
- Workovers intervene on the base production and is where much production is loss due to the frequency of operations.
- There remains still potential for accelerating production on brown fields.
- Комплексный обзор плана строительства скважин от бурения до заканчивания, ГТМ и процесса - одинаково важные моменты.
- Успех бурения не гарантирует того, что скважина даст плановый дебит.
- План перехода от бурения к заканчиванию, включая Лучшие отраслевые практики, является обязательным условием для максимизации добычных возможностей.
- ГРП и обработки в равной степени несут с собой повреждение поверхности ствола скважины в результате снижения продуктивности.
- ГТМ влияет на базовую добычу, при этом происходят большие потери добычи из-за частоты операций.
- Тем не менее, остается потенциал для ускорения добычи на Браунфилдах.



Спасибо / Thank You

Вопросы /QUESTIONS ?

Kim Gobert

Senior Manager, Well Productivity Assurance
& Chemical Engineering

TNK-BP Management

Upstream, Technology

Office: +7 (495) 777 77 07 ext: 3438

Mobile: +7 (985) 364 39 57

kgobert@tnk-bp.com