Field Rejuvenation and Enhanced Production using Advanced Drilling Techniques

Восстановление коллекторских свойств месторождения и увеличение добычи с помощью передовых технологий бурения

SPE Moscow Section

Московская секция общества инженеров-нефтяников

George Maitland – Senergy Ltd.

Джордж Майтланд – Senergy Ltd.

Advanced Drilling Techniques
Передовые технологии бурения

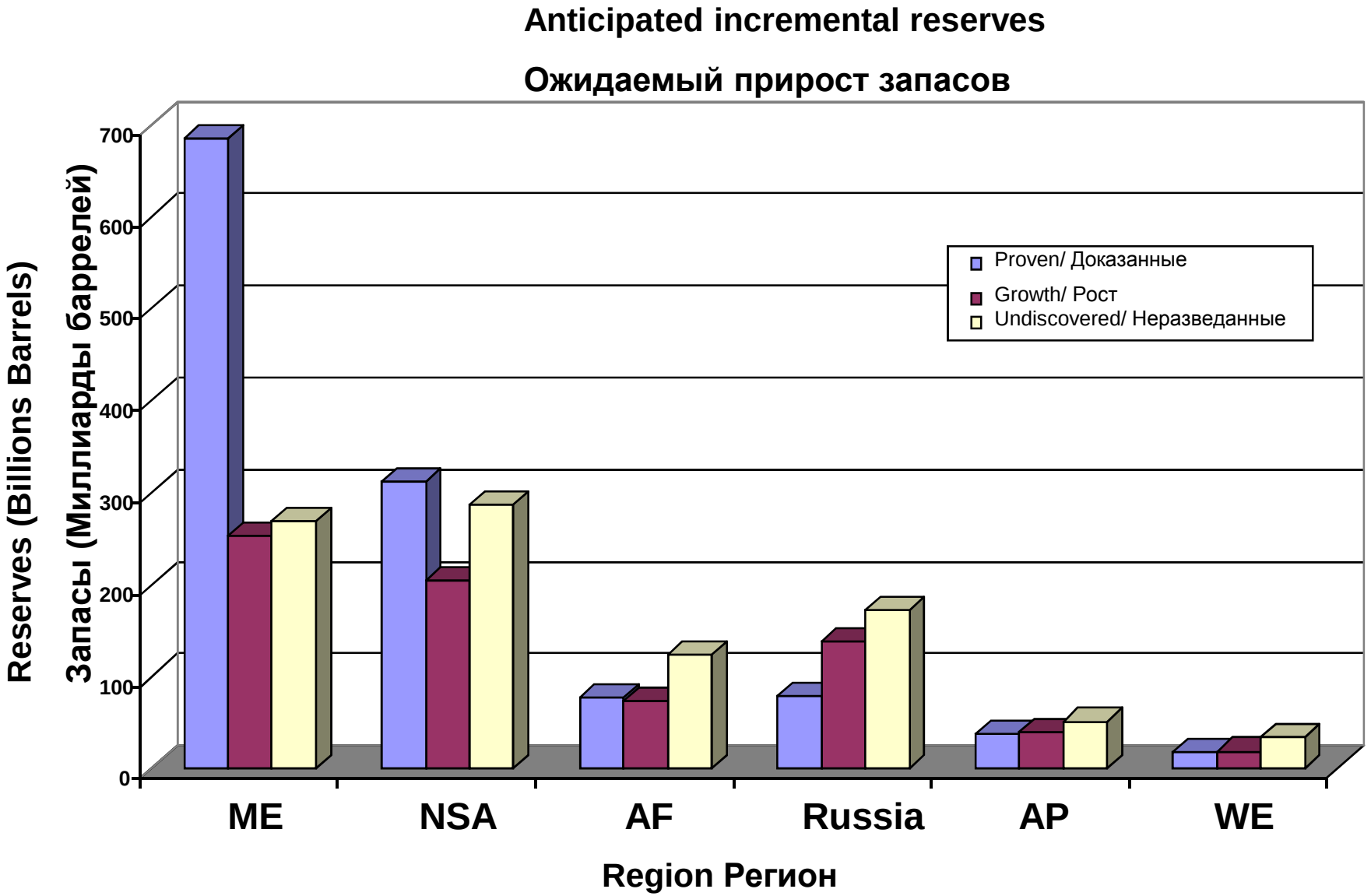
Application of Differentiating Technologies:

- Coil Tubing Drilling
- Through Tubing Rotary Drilling
  - Subsea Through Tubing Rotary Drilling
- Underbalanced Drilling
- Managed Pressure Drilling
- Extended Reach Drilling
- HPHT

Применение Дифференцированных Технологий:

- Бурение с применением ГНКТ
- Роторное бурение через НКТ
  - Морское роторное бурение через НКТ
- Бурение на депрессии
- Бурение с контролем давления
- Наклонно-направленное бурение
- Высокие давления и высокие температуры

Anticipated incremental reserves by region
Ожидаемый прирост запасов по регионам



Drilling Highly Depleted Gas Reservoirs in the Australian Cooper Basin (Underbalanced with Coiled Tubing)

Бурение скважин в крайне истощенных газовых пластах Австралийского бассейна Купер (бурение на депрессии с применением ГНКТ)

Information supplied courtesy of Santos Ltd.

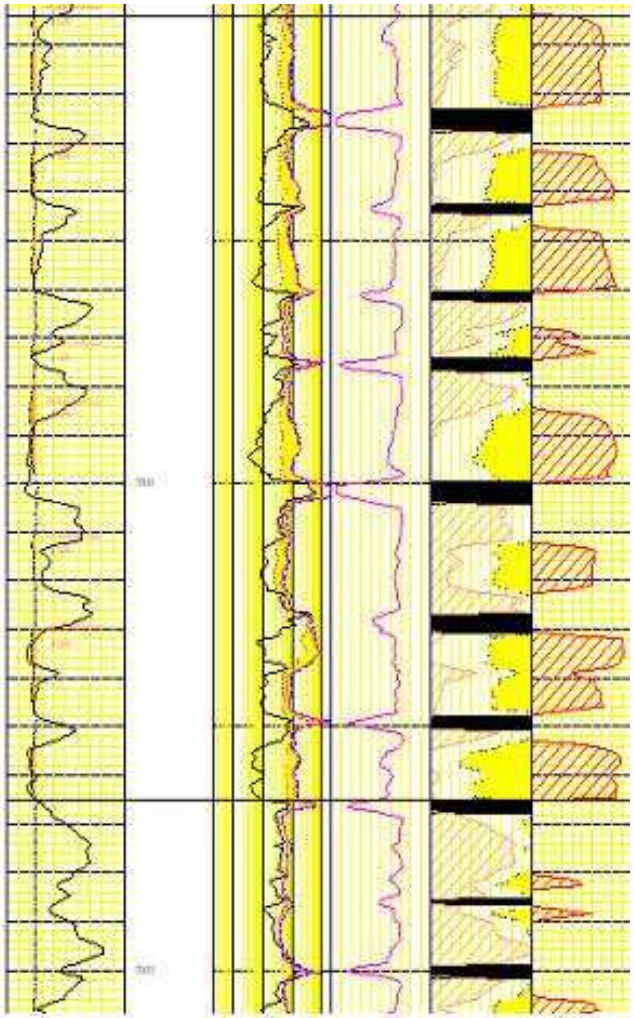
Информация любезно предоставлена компанией Santos Ltd.

The Challenge
Трудная задача

- Field producing for ~ 30+ years
- Long production tails at low production rates.
- Large well spacing across field.
- Gas acceleration into economic cut off.
- Existing technology in the Cooper Basin no longer applicable due to high depletion.

- Добыча на месторождении ведется более 30 лет
- Длительные падения добычи при низких дебитах.
- Большое расстояние между скважинами по всему месторождению.
- Ускорение добычи газа привела к экономическому пределу рентабельности.
- Существующие технологии в бассейне Купер больше не применяются ввиду крайнего истощения пластов.

The Reservoir
Пласт

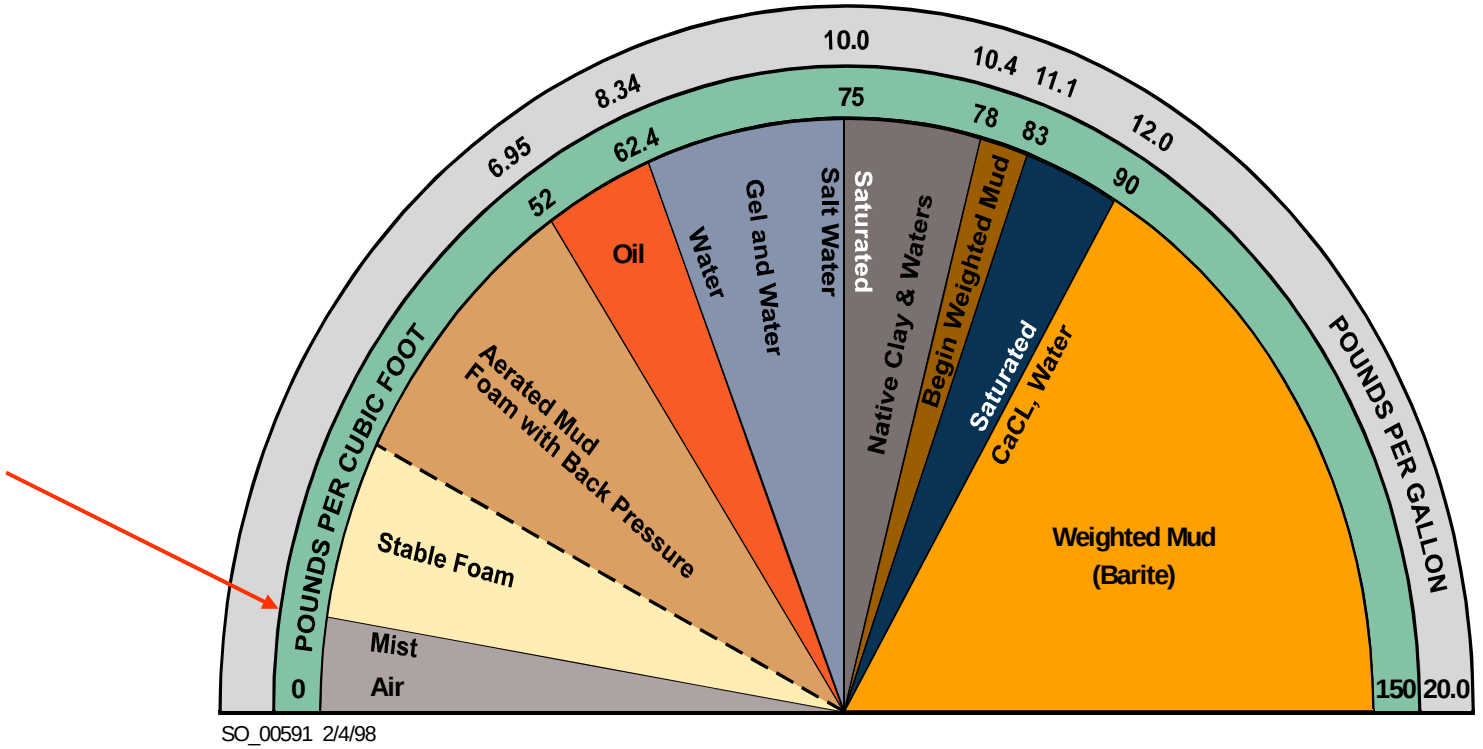


- Highly depleted Gas Reservoir – 700 to 1500 psi
- Reservoir Temperature – 280 to 315ºF
- Reservoir Target Depth – 7800 ft
- Interbedded Sand, Shale and Coals (instability Risk)
- Historical reservoir damage (Skin)
- Existing wells were not all Fracture Stimulated when drilled originally.
- Крайне истощенный газовый пласт – от 48.26 до 103.42 атм
- Пластовая температура – от 137.8 до 157.2ºC
- Проектная глубина – 2377 м
- Перемежающиеся слои песчаника, глинистых сланцев и угольных пластов (риск неустойчивости)
- Данные по повреждению пласта (Скин)
- ГРП проведен не на всех скважинах после бурения.

Well Candidates
Скважины кандидаты

Well Скв.	Set-Up Тип ствола	Depth ft Глубина м	Pressure (psi) Давление, атм	Temp Deg F Темп, C	EMW (ppg) Эквивалентная плотность бурового раствора (кг/л)
1	Sidetrack Боковой ствол	7700 / 2346.9	740 51.02	280 137.78	1.84 0.22
2	Sidetrack Боковой ствол	7700 2346.9	1200 82.73	290 143.33	2.99 0.358
3	Sidetrack Боковой ствол	7800 2377.4	900 62.05	280 137.78	2.21 0.265
4	New Drill Новый ствол	7800 2377.4	1200 82.73	280 137.78	2.95 0.353
5	New Drill Новый ствол	7600 2316.48	1500 103.42	315 157.22	3.79 0.454

Underbalanced Drilling
Бурение на депрессии



SO_00591 2/4/98

Wellbore Stability

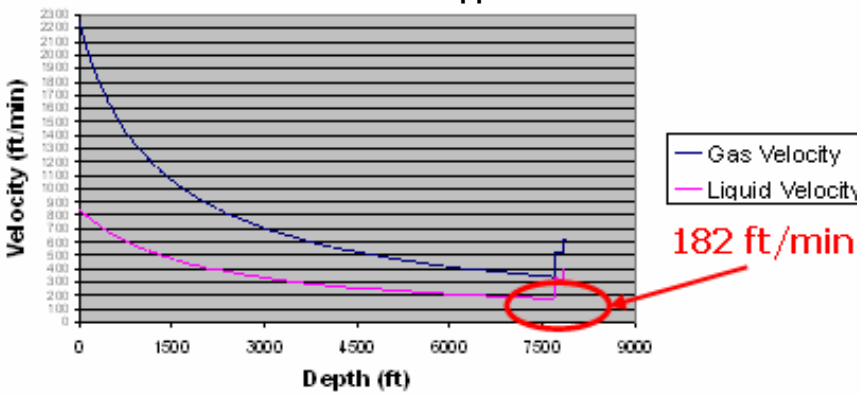
- Geo-mechanics Study of Coal Stability across field
- Reviewed calliper logs
- Review any openhole completions in area.
- Study key findings
- Coal sections high risk of instability for all trajectories but potentially more stable in a N/S direction (opposite to sands/shales).
- Mud weight required to hold coals exceeds the fracture gradient
- Risk of wellbore stability increases with increasing depletion.
- Thick coal sections should be avoided were possible, if not, should not be intersected at high deviation.
- Wellbore pressure should be carefully monitored to avoid sudden pressure changes.
- Ensure adequate hole cleaning.
- Use controlled drilling rates.

- Геомеханическое исследование устойчивости угольных пластов по всему месторождению
- Изучение кавернограмм
- Изучение всех случаев заканчивания скважин в открытом стволе.
- Анализ основных результатов исследования
- Высокий риск неустойчивости в угольных пластах наблюдается по всем направлениям, но потенциально они более стабильны по направлению С/Ю (в отличие от песчаников/ глинистых пластов).
- Плотность бурового раствора, необходимая для удержания угольных пластов, превышает градиент давления гидроразрыва
- Риск устойчивости ствола скважины возрастает по мере истощения пласта.
- По возможности, необходимо избегать мощных угольных пластов, если этого сделать не удается, тогда их лучше проходить при не значительном отклонении.
- Давление в скважине необходимо тщательно контролировать во избежании резких изменений давления.
- Необходимо проводить соответствующую очистку ствола.
- Использовать контролируемые скорости бурения.

Hole Cleaning Considerations
Расчеты по очистке ствола

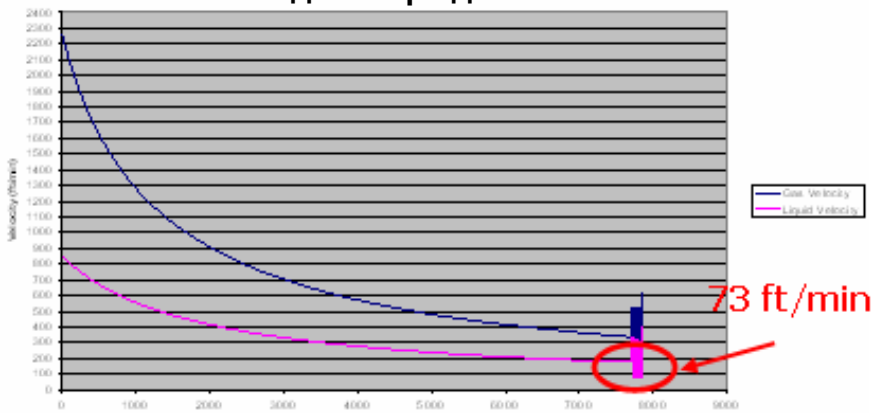
Well 1 – 5 ½" Casing

Скважина 1 - 5 ½" обсадная колонна



Well 1 – 2" Overgauge Hole

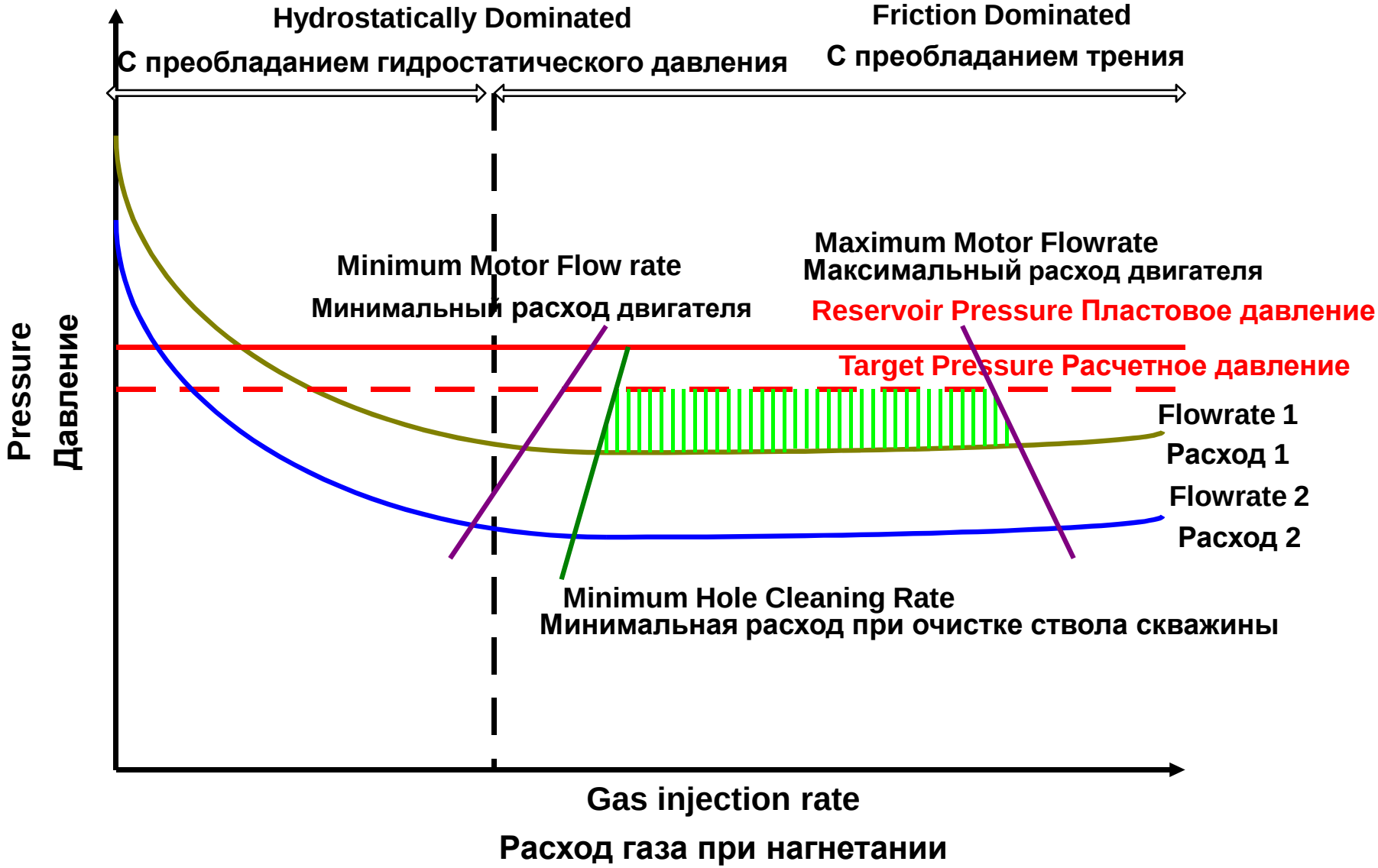
Скважина 1 – 2" скважина диаметром больше диаметра долота



- Cutting Transport Ratio (CTR)
  - 1 – (Slip Velocity/Mean Velocity of Multiphase)
  - 0.55 adequate for vertical, 0.9 adequate for horizontal wells
- Коэффициент выноса шлама (CTR)
  - 1 – (скорость осаждения /средняя скорость многофазного потока)
  - 0.55 достаточно для вертикальных скважин, 0.9 для горизонтальных скважин

Description Описание	5 ½" (4.982")	6 1/8" (OG)
Sand /песчаник - 0.1"	0.74	0.57
Sand / песчаник– 0.04"	0.82	0.73
Coal / угольный – 1"	0.3	-0.07
Coal/ угольный – 2"	0.01	-0.52
Coal / угольный – 3"	-0.02	-0.83

Underbalanced Drilling Envelope
Диапазон бурения на депрессии



Coiled Tubing versus Jointed Pipe

Coiled Tubing	Jointed Pipe
No connections made during trips	Connections require gas injection shutdown causing pressure peaks
Higher pressure containment	Pressure of rotating diverters limited
Stiff wireline makes MWD systems simpler in gasified fluids	MWD systems not reliable in gasified systems
No snubbing systems required	Pressure deployment requires snubbing unit
Maximum hole size 6” (dependant on CT)	No hole size limitation.
Hole cleaning more critical	Hole cleaning can be assisted by rotation
Potential for pipe collapse in high pressure wells.	Special drillstring connections required for gas fields.
Thru-tubing drilling work possible	Thru-tubing work requires special rig floor tools on conventional rigs
BOP stack smaller	BOP stack requires rotating diverter system
Limited drag for outreach	Ability to drill longer horizontal sections

Coiled Tubing versus Jointed Pipe
ГНКТ и обычная колонна НКТ

Coiled Tubing	ГНКТ
No connections made during trips	Наращивания труб в процессе СПО не происходит
Higher pressure containment	Повышенная устойчивость к воздействию давления
Stiff wireline makes MWD systems simpler in gasified fluids	Жесткий каротажный кабель упрощает системы каротажа в процессе бурения скважин, содержащих газообразные флюиды
No snubbing systems required	Не требуется применения систем спуска труб под давлением
Maximum hole size 6” (dependant on CT)	Максимальный диаметр ствола 6” (в зависимости от ГНКТ)
Hole cleaning more critical	Промывка ствола более критична
Potential for pipe collapse in high pressure wells.	Существует вероятность смятия труб в высоконапорных скважинах
Thru-tubing drilling work possible	Возможно бурение через НКТ
BOP stack smaller	Блок противовыбросовых превенторов меньше по размеру
Limited drag for outreach	Бурение ограничивается сопротивлением о стенки скважины

Coiled Tubing versus Jointed Pipe
ГНКТ и обычная колонна НКТ

Jointed Pipe	Обычная колонна НКТ
Connections require gas injection shutdown causing pressure peaks	При наращивании необходимо остановить закачку газа, в результате чего наблюдаются скачки давления
Pressure of rotating diverters limited	Давление вращающихся отклонителей ограничено
MWD systems not reliable in gasified systems	Системы каротажа в процессе бурения не надежны в газообразных системах
Pressure deployment requires snubbing unit	При работе с давлением необходим комплекс оборудования для спуска-подъема труб под давлением
No hole size limitation.	Нет ограничений по диаметру ствола скважины.
Hole cleaning can be assisted by rotation	Промывка скважины может осуществляться при помощи вращения
Special drillstring connections required for gas fields.	На газовых месторождениях требуется применение специальных соединений колонны бурильных труб
Thru-tubing work requires special rig floor tools on conventional rigs	При работе через НКТ на обычных буровых необходимо использовать специальные инструменты на буровой площадки
BOP stack requires rotating diverter system	Для блока противовыбросовых превенторов требуется применение вращающейся отводящей системы
Ability to drill longer horizontal sections	Возможность бурения более длинных горизонтальных участков

Drilling Design Envelope
Среда проектирования процесса бурения

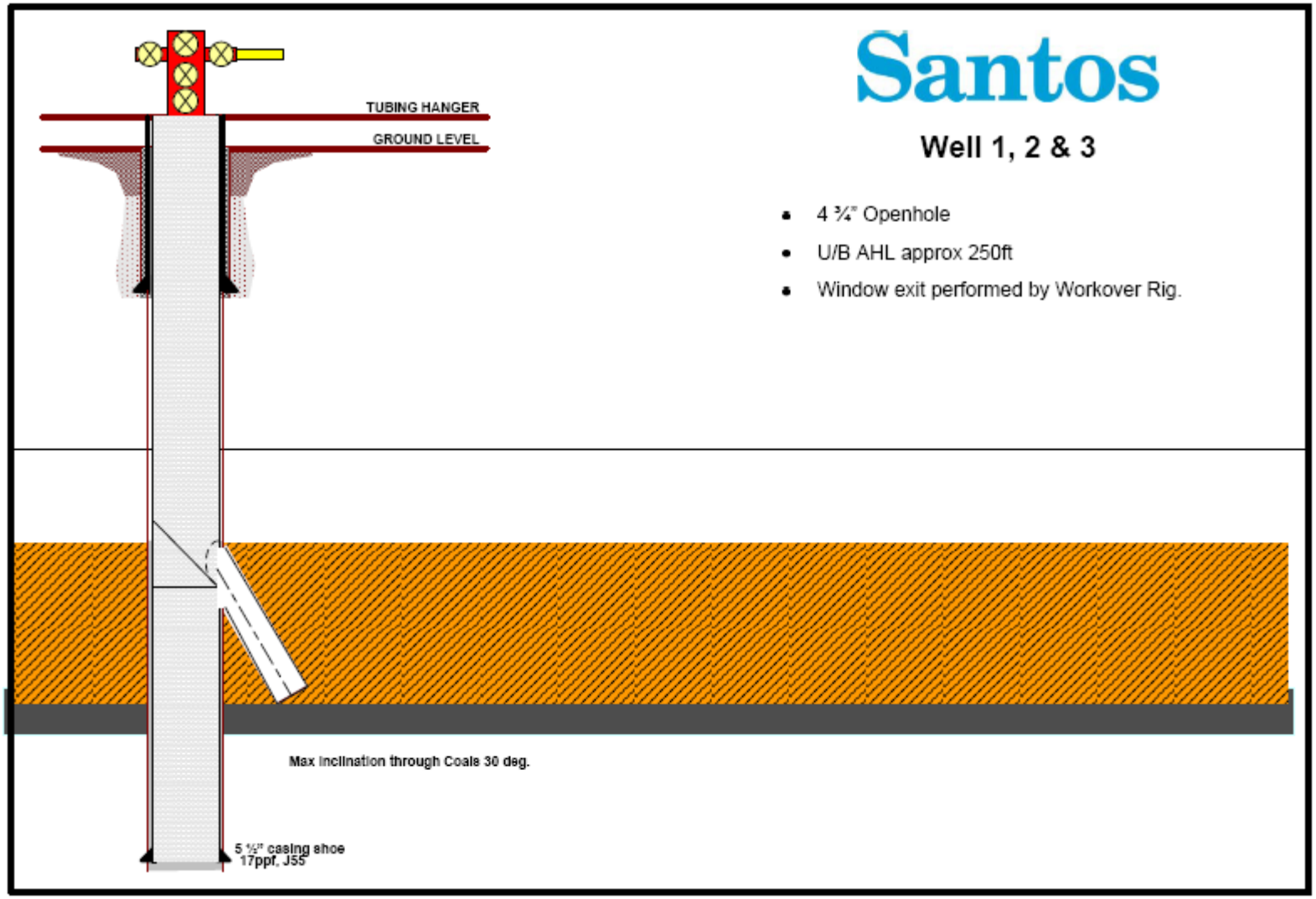
- Underbalance needed 50–100 psi
- Drill approx 200 – 250ft

(60.96 – 76.2 m)

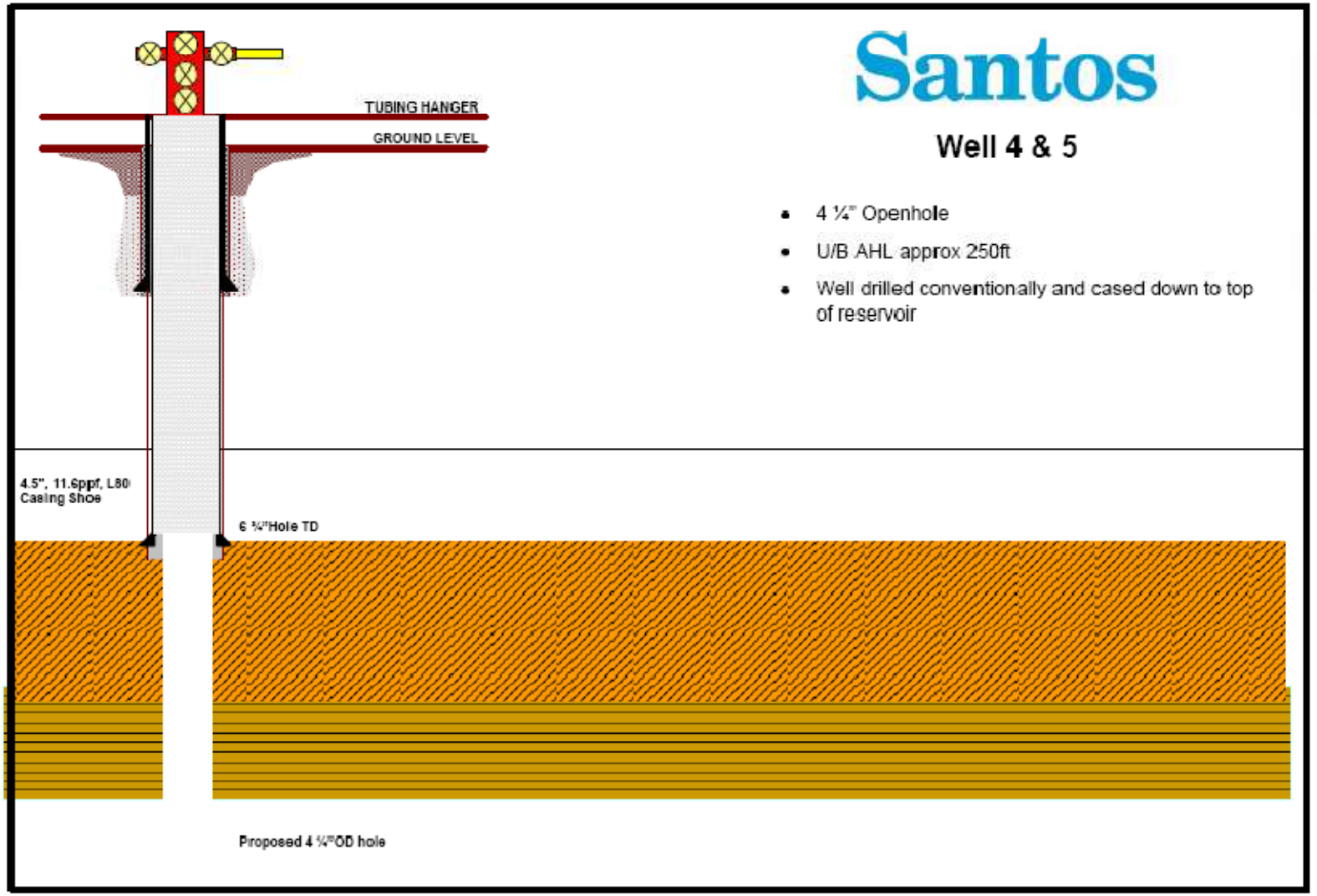
- Drilling medium selection – 4% KCL / Nitrogen Mist
- Directional – Low inclination < 30º , N/S azimuth
- Hole Cleaning parameters
  - Minimum Fluid velocity – 120gpm (454.25 л/мин)
  - Cuttings Transport Ratio – >0.55 (0.7 sidetracks)
- Minimise ROP and coal thickness.
- Openhole Completion based on Risk Assessment outcomes. Assess hole stability in production case over time.

- Необходимая депрессия 3.45 – 6.89 атм
- Бурить примерно 61 – 76м
- Выбор бурового агента– 4% KCL / жидкий азот
- Направление – малый угол наклона < 30º , азимут С/Ю
- Параметры очистки ствола скважины
  - Минимальная скорость флюида – 454.25 л/мин
  - Коэффициент выноса шлама– >0.55 (0.7 для боковых стволов)
- Минимизация механической скорости бурения и мощность угольного пласта.
- Заканчивание в открытом стволе на основе результатов по оценке рисков. Оценка устойчивости ствола скважины с течением времени в процессе добычи.

Sidetrack Set-up
Схема зарезки бокового ствола



New Drill Set-up
Схема бурения нового ствола

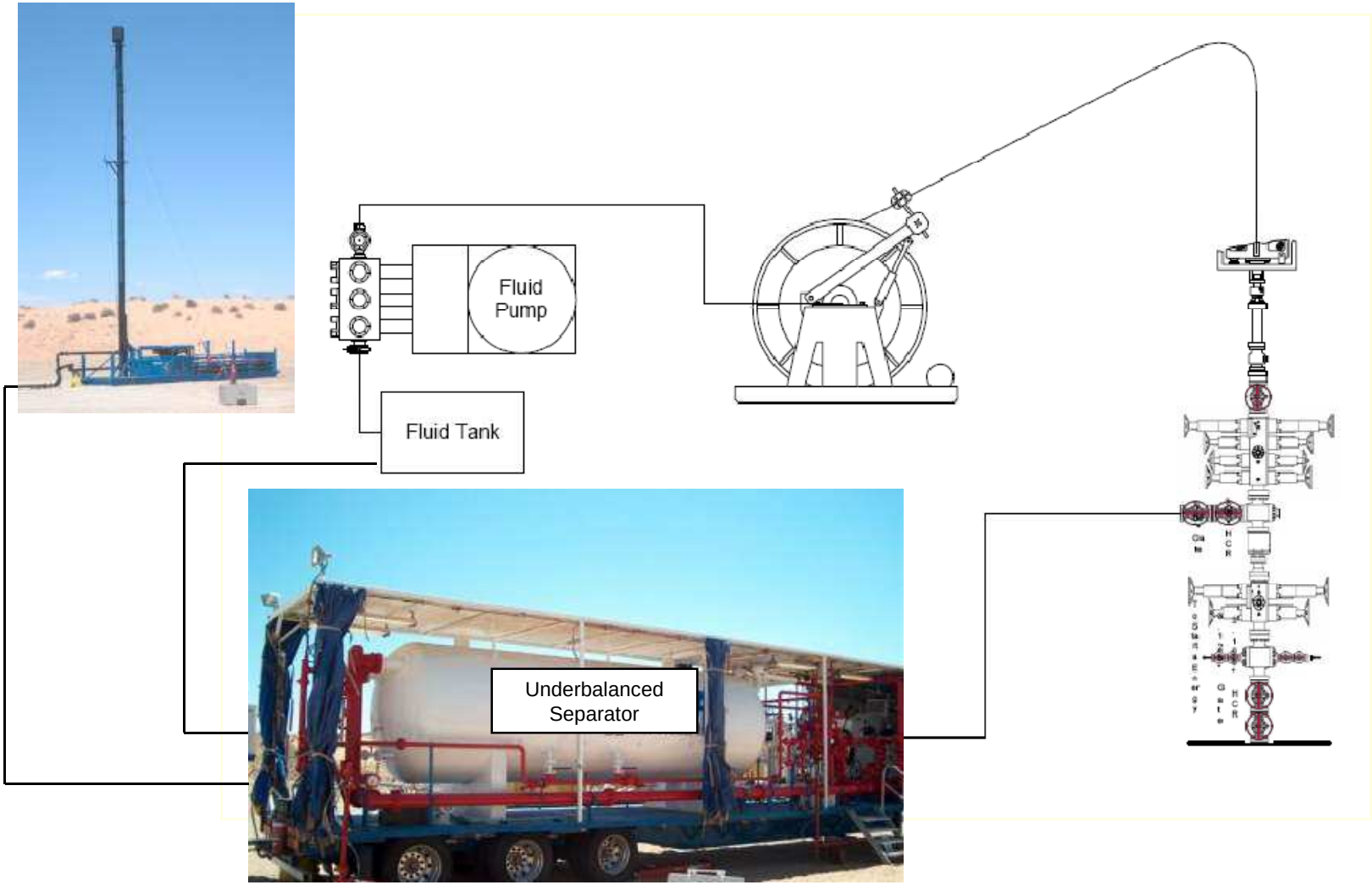


Well Preparation & Casing Exit
Подготовка скважины и выход обсадной колонны

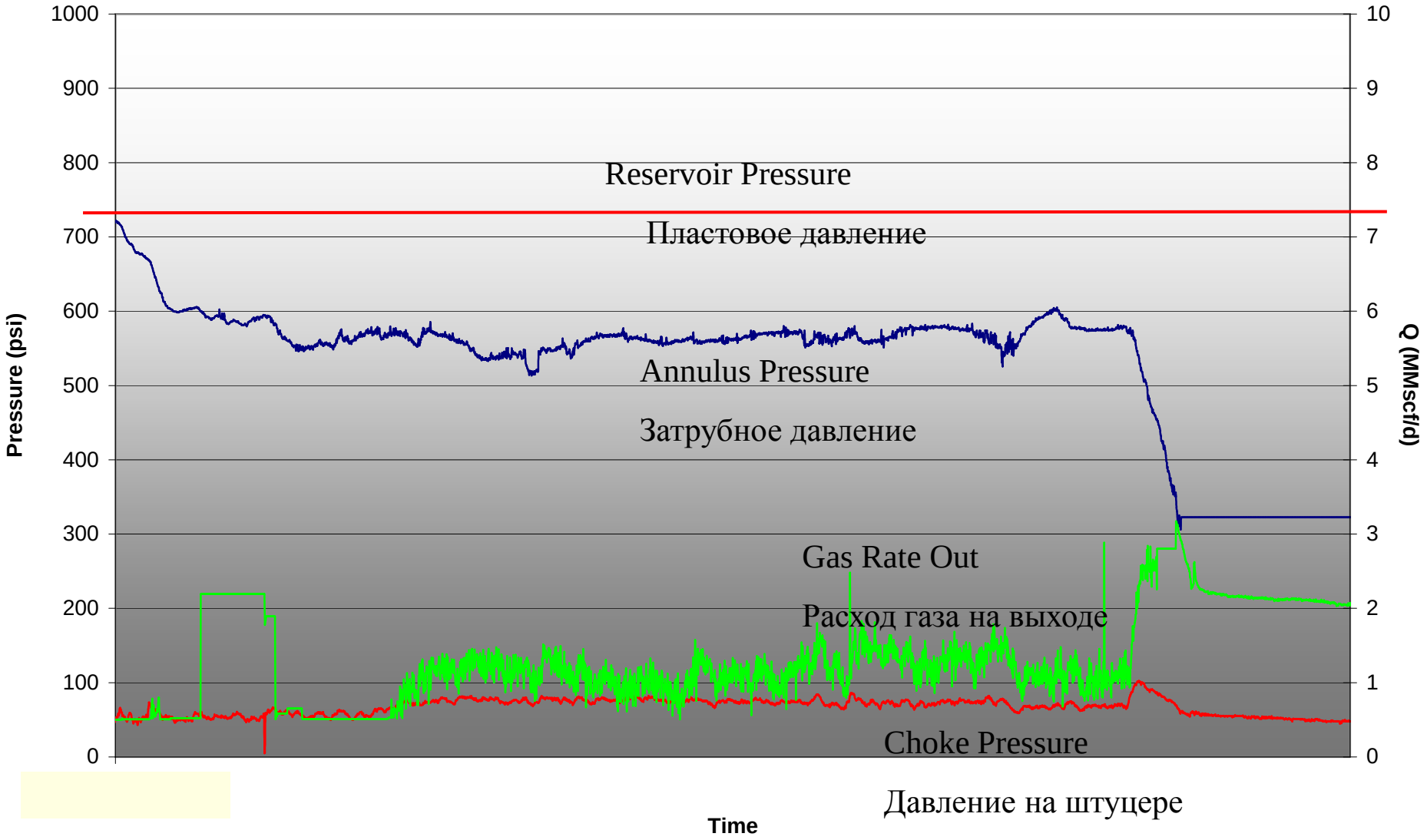
- Existing wells drilled and completed ~30 years ago
- 5 ½”, 17lb/ft, L80 Casing String
- 2 3/8” Tubing and Production Packer to be removed.
- Whipstock Set and Milled using Workover Rig.
- Setting Depth critical (avoid milling across shale/coal).
- Short rathole requirement

- Существующие скважины были пробурены и закончены примерно 30 лет назад.
- Обсадная колонна - 5 ½”, 17lb/ft, L80
- 2 3/8” НКТ и эксплуатационный пакер необходимо извлечь.
- Набор отклонителей и вальцевание с применением установки для КРС.
- Критическая глубина спуска (необходимо избегать проведения фрезеровочных работ в зоне глинистых угольных пластов).
- Требование к короткому шурфу под квадрат

Surface Equipment Set-up
Расстановка наземного оборудования



Downhole and Surface Data
Данные внутрискважинных и наземных исследований



Drilling Results
Результаты бурения

- Drilled 5 wells through formation successfully underbalanced although experience lower pressures in certain wells than anticipated.
- No instability over coal sections seen whilst drilling – drilled 21 ft coal with no issues.
- Gas rates achieved or exceeded on 3 of 5 well candidates.

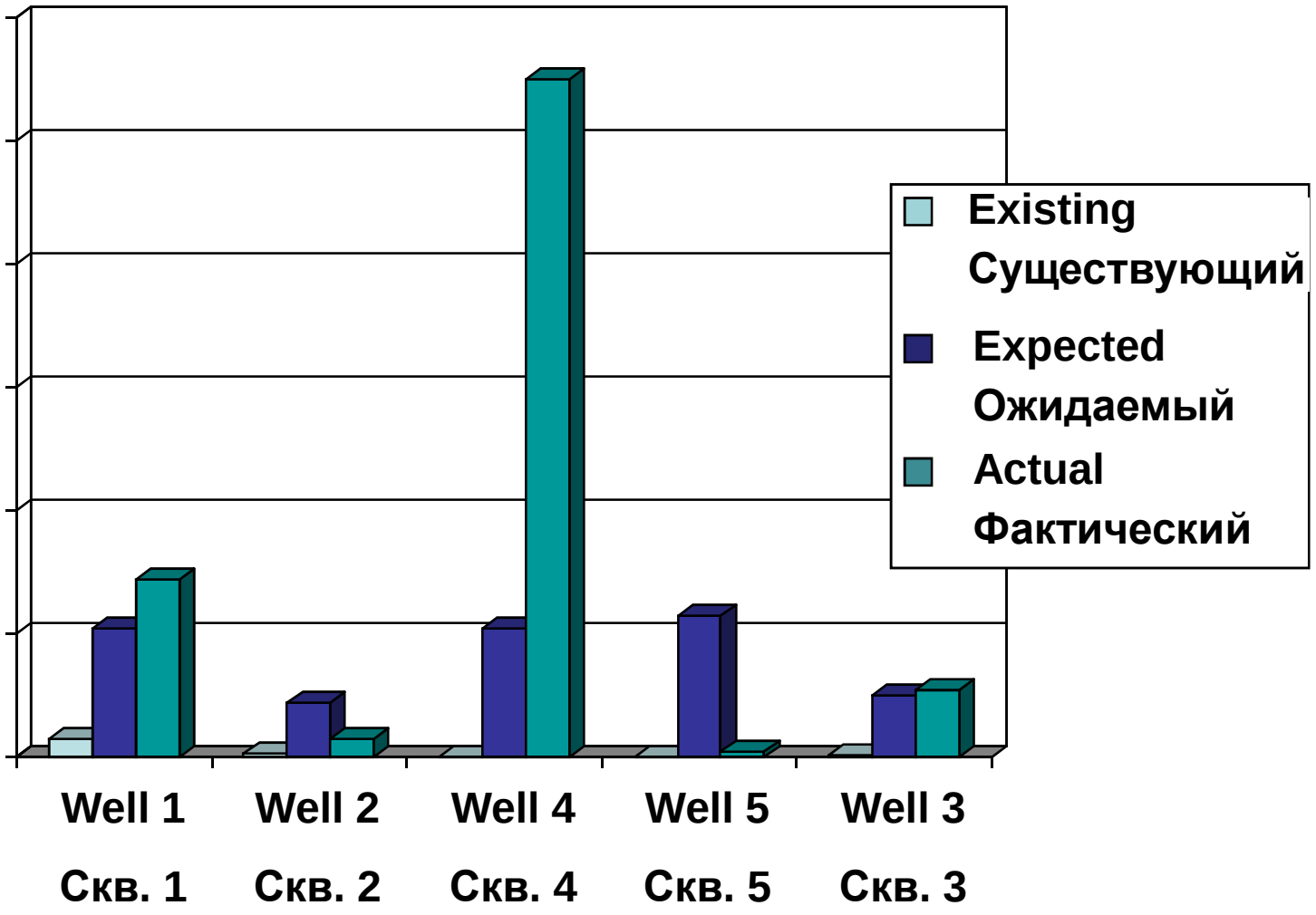
- 5 скважин были успешно пробурены на депрессии, однако, в некоторых скважинах давление было более низким, чем ожидалось.
- В процессе бурения угольных пропластков неустойчивость не наблюдалась – без проблем пробурено 6.4 м. угольного пласта.
- На 3-5 скважинах-кандидатах дебиты по газу соответствовали или превышали запланированные уровни.

Drilling Results
Результаты бурения

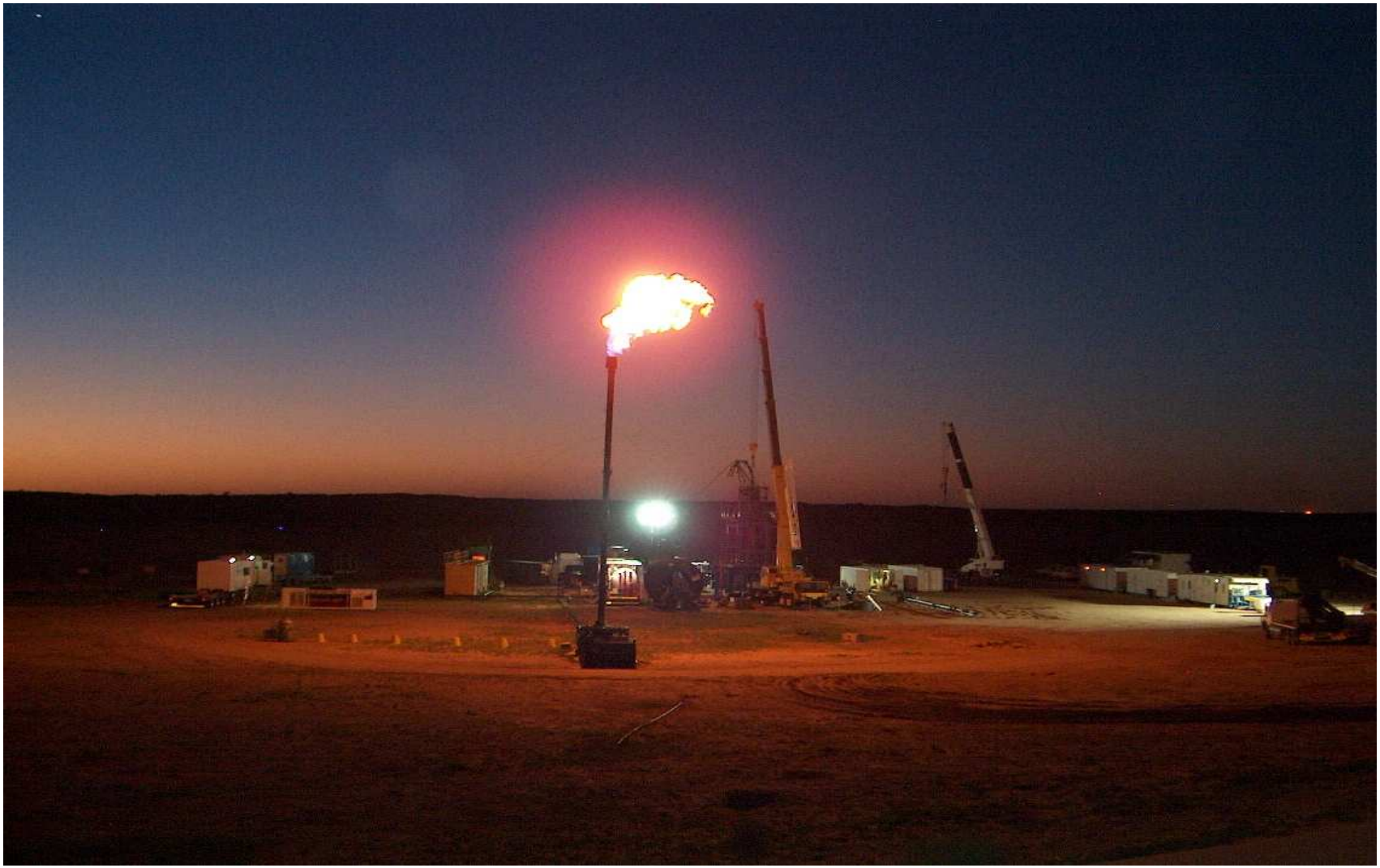
- High erosion effects seen on drill bits due to highly abrasive environment and temperature.
- Reservoir modelling shows zero skins achieved on all wells, with permeability major factor in rate achievement (sands can be correlated across field but not heterogeneous).
- Reservoir quality to dictate future locations. Not a blanket infill technology in this particular field.

- Отмечается сильное влияние эрозии на буровое долото ввиду крайне жестких условий и температур.
- Гидродинамическое моделирование выявило нулевые скин-факторы по всем скважинам, по которым проницаемость была основным фактором при получении дебита (песчаные пласты могут коррелироваться по всему месторождению, если они не являются неоднородными).
- Перспективные буровые площадки определяются по фильтрационно-емкостным свойствам, а не технологией уплотнительного бурения, проводимой без учета качества пласта, и применяемой на данном конкретном месторождении.

Rate Results
Результаты по дебиту



Coil Tubing Drilling
Бурение с применением ГНКТ

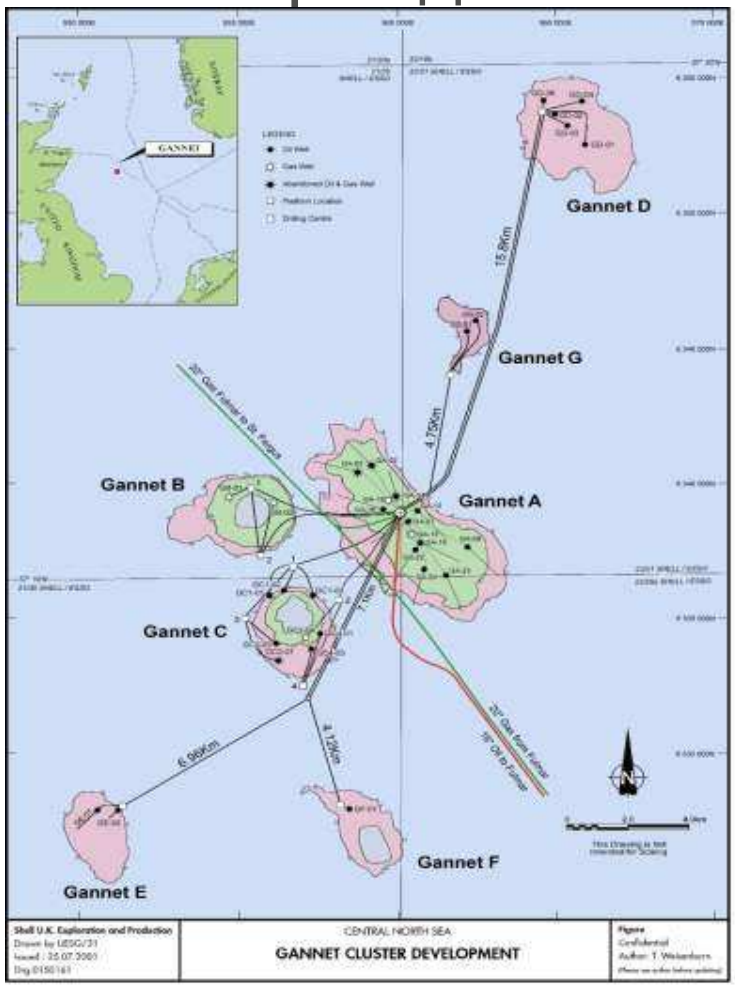


Case History of Offshore Coiled Tubing Managed Pressure Drilling

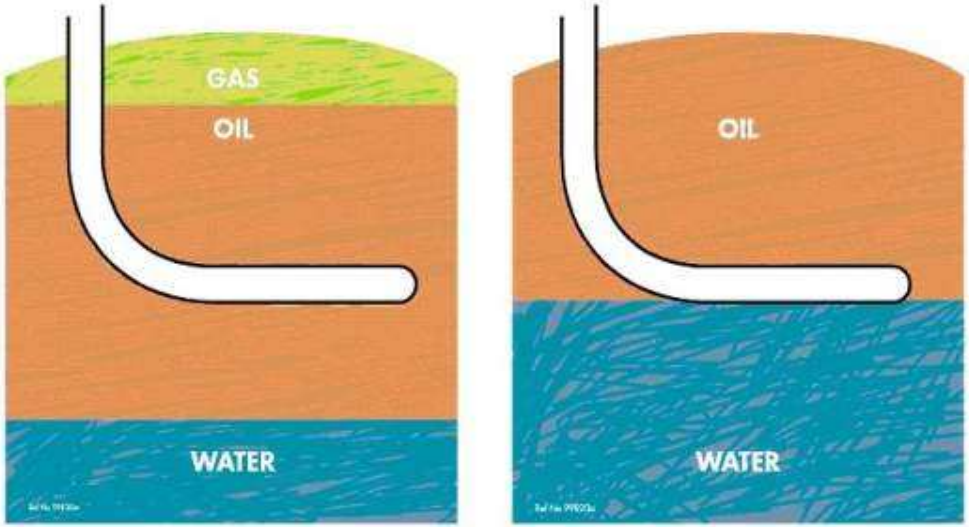
Опыт применения морских установок ГНКТ при бурении с контролем давления

Project Background
Исходные данные по проекту

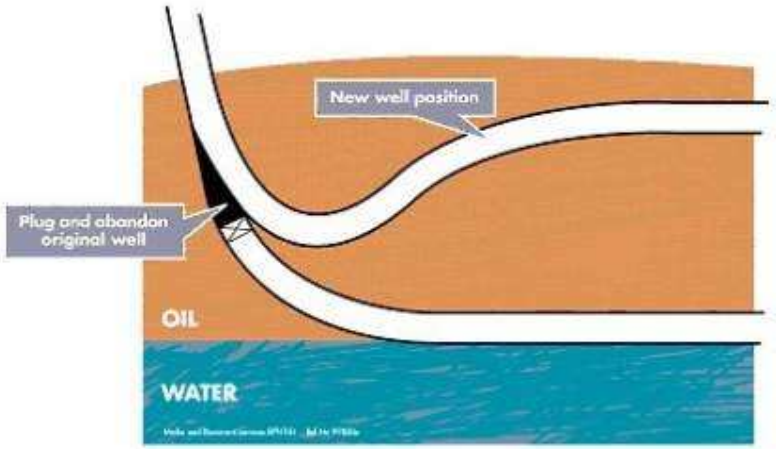
Field
Месторождение



Initial Problem
Первоначальная проблема



Project & Well Objectives
Цели проекта и строительства скважин



- *Prove technical feasibility*:
  - Dual casing exit
  - Drill required build/turn
  - Determine reach and ability
  - Complete with slotted liner & packers
- *Обоснование технической осуществимости проекта*:
  - Выход двойной обсадной колонны
  - Бурение необходимого наклонного участка /поворота
  - Определение отхода от вертикали и его возможности
  - Заканчивание с помощью хвостовика с щелевыми прорезями и пакерами

- *Project Objectives*
  - Perform all work with zero HS&E incidents
  - Prove feasibility of CTD and DAPC on GA
  - Access incremental reserves
- *Задачи проекта*
  - Выполнение всех работ с нулевым количеством ситуаций, связанных с ТБ и ООС
  - Подтверждение целесообразности бурения с применением ГНКТ и бурения с контролем динамического затрубного давления на месторождении GA
  - Получение прироста запасов

Drilling Challenges
Проблемы бурения

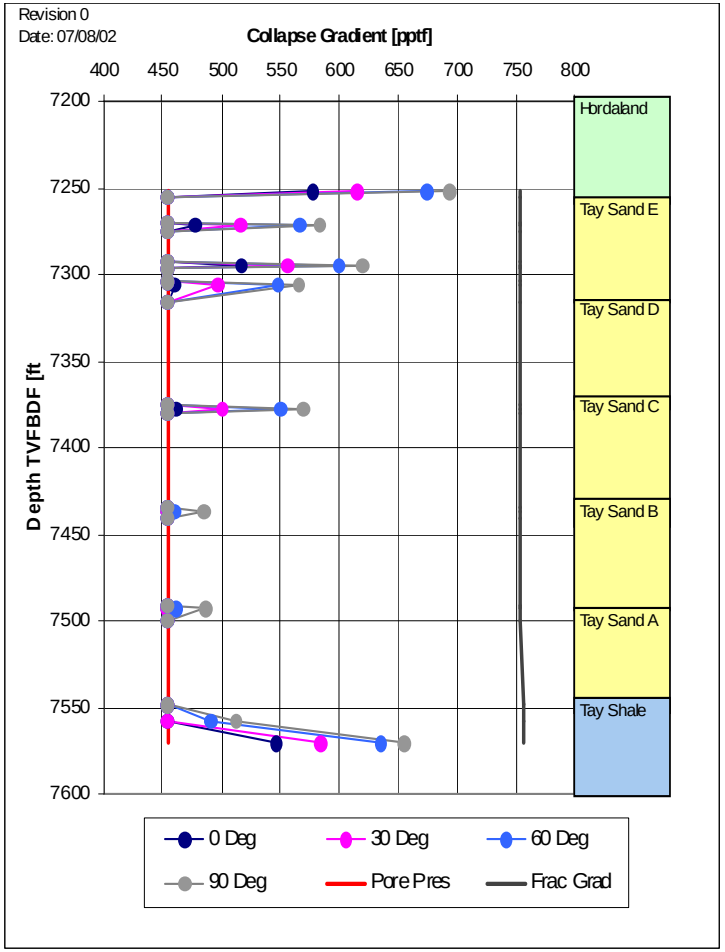
- High inclination from 3,000ft to KOP (10,870ft)
- 4” production tubing w/3.25” internal restrictions

- Pore pressure of 407pptf EMW
- Shale stability requirements of 570pptf EMW

- Значительный угол наклона от 914.4 м до точки начала отклонения (3313.8 м)
- 4” эксплуатационная НКТ с 3.25” внутренними сужениями сечения

- Поровое давление - 407pptf эквивалентной плотности бурового раствора
- Требования к устойчивости сланцев - 570pptf эквивалентной плотности бурового раствора

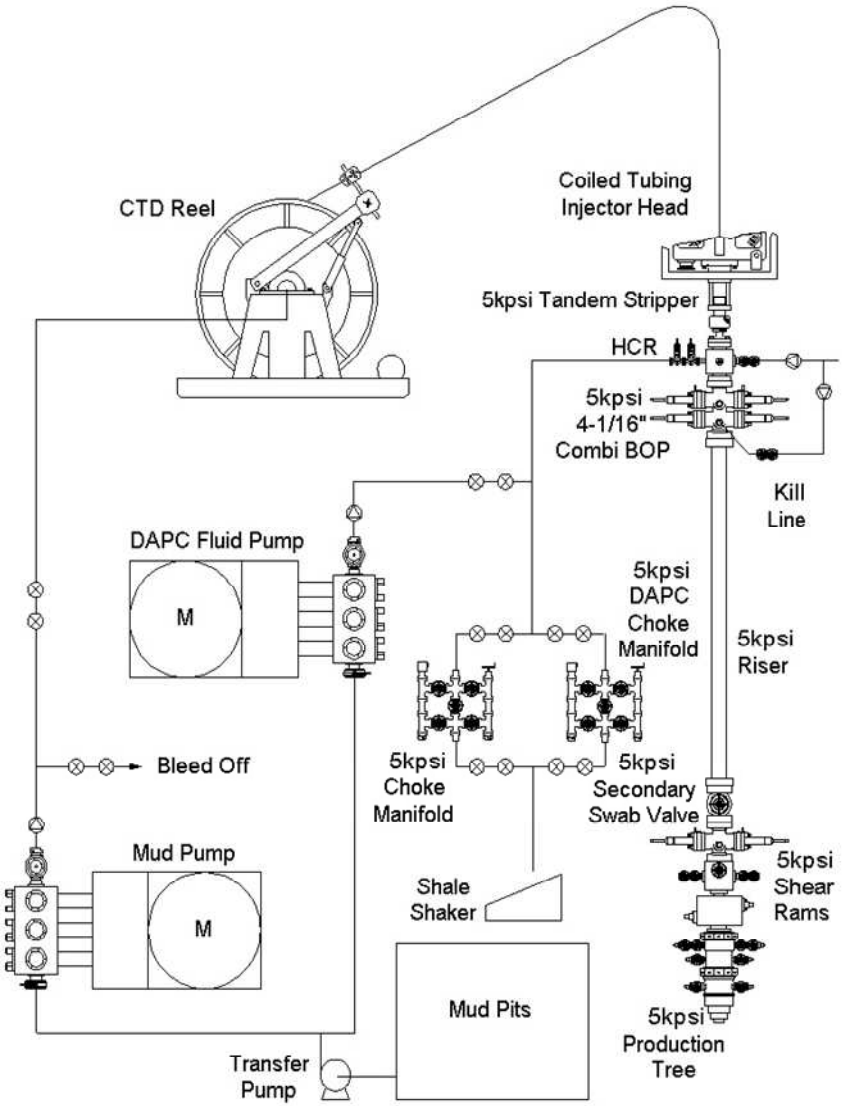
	Unit	LW Mud	HW Mud
Mud Weight	Ppg / gcm3	8.4 / 1.006	11.0 / 1.318
PV	Cp	12	20
YP	Pa	10	22
Static BHP	psi / bar	3,220 / 222	4,200 / 289
Static O/B	psi / bar	270 / 18.62	1,250 / 86.18
Dynamic BHP	psi / bar	3,890 / 268.2	5,090 / 350.94
Dynamic O/B	psi / bar	940 / 64.81	2,140 / 147.55



Managed Pressure Drilling System
Система бурения с контролем давления

- Novel mud technologies investigated to reduce ECD with higher mud weights
- Previous experience of MPD in Alaska in 1999
- Manual technique of maintaining constant BHP in 2.992” slim-holes: reduced over-balance from 1,600psi to 300psi
- Automatic system preferred to manual manipulation

- MPD components:
  - Automated choke manifold
  - Electric high pressure pump tied into platform electrical supply
  - Computer control & modelling system



Система бурения с контролем давления

- Novel mud technologies investigated to reduce ECD with higher mud weights
- Previous experience of MPD in Alaska in 1999
- Manual technique of maintaining constant BHP in 2.992” slim-holes: reduced over-balance from 1,600psi to 300psi
- Automatic system preferred to manual manipulation

- MPD components:
  - Automated choke manifold
  - Electric high pressure pump tied into platform electrical supply
  - Computer control & modelling system

- Новые технологии приготовления буровых растворов были изучены на предмет снижения эквивалентной плотности циркуляции бурового раствора при более высокой плотности бурового раствора
- Предыдущий опыт проведения бурения с контролем давления на Аляске в 1999 г.
- Ручной способ поддержания постоянного значения забойного давления в скважинах малого диаметра - 2.992”: снижение репрессии с 110 до 20.68 атм
- Автоматическая система предпочтительней ручному управлению

- Компоненты системы бурения с контролем давления:
  - Автоматизированный штуцерный манифольд
  - Электрический насос высокого давления подключен к системе электроснабжения платформы
  - Компьютерное управление и система моделирования

Main Risks
Основные риски

Project:

- Integration of drilling onto the platform: POB, space, HS&E
- Re-instatement of drilling equipment & modifications
- Timing: impacts of other events in the sequence, project setup

Well:

- Casing Exit: yard trials, worldwide experience, peer reviews
- Build Section: BHA design, bit design, supplier experience
- Running the Liner: liner design, running procedures & equipment, swelling elastomers
- Mud: New mud design required to pass PST at 250micron
- Differential Sticking: mud design, best practices
- DAPC: New equipment spread, limited expertise, additional equipment, greater complexity. The stability, reliability & compensation/failsafe ability of the system

Проект:

- Интеграция системы бурения на платформе: личный состав платформы, пространство, ТБ и ООС
- Восстановление бурового оборудования и модификации
- График разработки проекта: влияние других последующих мероприятий, план проекта

Скважина:

- Выход обсадной колонны: испытания на площадках, мировая практика, экспертная оценка
- Наклонная секция: дизайн забойной компоновки бурильной колонны, дизайн долота, опыт поставщика
- Спуск хвостовика: дизайн хвостовика, порядок операций по спуску и оборудование, набухающий эластомер
- Буровой раствор: для преодоления стандартного давления при значении 250 микрон требуется новый состав бурового раствора
- Прихват под действием перепада давления: состав бурового раствора, передовой опыт
- DAPC (контроль динамического затрубного давления): расстановка нового оборудования, ограниченный опыт, дополнительное оборудование, более высокий уровень сложности. Стабильность, надежность и безаварийная работа системы

Lowlights
Недочеты

- Cancellation of second well just prior to mobilisation
- Significant delay to the project start date
- Well time exceeded original time & cost estimates
- Increase in costs due to delays & operational setbacks
  - Mobilisation over the winter months resulted in longer rig up than anticipated
  - Contamination of the completion fluid resulted in considerable delay
  - Stuck pipe resulting in second sidetrack
  - Drilling difficulties – problems with transfer of weight to the bit
  - Platform modifications were not complete prior to mobilising

- Отмена второй скважин непосредственно перед перемещением платформы
- Существенная задержка по начальной дате проекта
- Время бурения скважины превысило первоначально планируемое время и смету расходов
- Увеличение расходов за счет задержек и операционных сбоев
  - Перемещение платформы в зимний период привело к более длительному периоду монтажа платформы, чем ожидалось
  - Загрязнение жидкости для заканчивания скважин привело к существенному отставанию от графика
  - Прихват трубы привел к зарезке второго бокового ствола
  - Сложности при бурении – проблема передачи нагрузки на долото
  - Переоборудование платформы не было закончено до перемещения платформы

Highlights
Важные факты

- Zero HS&E incidents
- Dry oil **production rate tripled**, while minimising BS&W (<7%)
- Excellent integration of the project team with the platform during the re-introduction of drilling onto the platform
- Successfully implemented CTD on the first well on the platform since 1996: equipment spread, POB, platform modifications, use of OBM
- Proved all technical criteria
- Proved the application of MPD
- Drilled at up to 43 /100ft to a maximum inclination of 98
- First 2-3/8” keystone slotted liner & swelling packer deployment
- Successful application of WARP mud reducing operational complexity and cost (upfront & maintenance)

- Нулевое количество случаев по ТБ и ООС
- Дебит обезвоженной нефти **увеличился втрое**, при этом ТО и В доведены до минимума (<7%)
- Превосходное объединение работы проектной группы с группой на платформе во время повторного внедрения процесса бурения на платформе
- Успешное проведение работ по бурению с применением ГНКТ, начиная с бурения первой скважины на платформе в 1996г.: расстановка оборудования, личный состав платформы, переоборудование платформы, использование бурового раствора на углеводородной основе
- Подтверждены все технические критерии
- Обосновано проведение бурения с контролем давления
- Параметры бурения – до 43 /100фт, с максимальным углом наклона 98
- Первое применение трапециевидного 2-3/8” хвостовика с щелевыми прорезями и набухающего пакера
- Успешное применение буровых растворов WARP, снижающих операционную сложность и затраты (предупреждение и ремонт)

Summary
Краткие выводы

- Performed all work with zero HS&E incidents
- Production from well exceeded original high case
- Successful implementation & integration of CTD
- A number of CTD techniques & equipment proven
- Successful drilling & completion mud defined
- Successful MPD implementation
- Gaps in technology & equipment identified for future applications

- Выполнение всех работ с нулевым количеством аварийных ситуаций, связанных с ТБ и ООС
- Уровень добычи из скважины превысил первоначальный высокий уровень
- Успешное внедрение и интеграция метода бурения с применением ГНКТ
- Обоснованы ряд методов бурения с применением ГНКТ и использование определенного оборудования
- Определены эффективные буровые растворы и растворы для заканчивания скважин
- Успешное выполнение бурения с контролем давления
- Определены пробелы в технологической сфере и в сфере оборудования для их устранения в будущем

Summary
Краткие выводы

- CTD, UBD and MPD can all be utilised cost effectively as a means of accessing stranded reserves
- UBD can increase productivity in wells and reservoir reserves
- MPD can successfully manage differing pressure regimes in depleted reservoirs
- CTD can be effectively used as an enabling technique for UBD and MPD

- Бурение с применением ГНКТ, бурение на депрессии и бурение с контролем давления могут экономически эффективно использоваться в качестве средств доступа к труднодоступным запасам
- Бурение на депрессии может увеличить продуктивность скважин и добычу пластовых запасов
- Бурение с контролем давления позволяет успешно работать при изменении режимов давления
- Бурение с применением ГНКТ может эффективно использоваться как метод, способствующий проведению бурения на депрессии и бурения с контролем давления

Summary
Краткие выводы

- **Good planning is essential (as well as the right target)**
- **Good training is essential**
- **Multi well campaigns increase rewards and improve economics**
  - **Well complexity should be minimised at the start of campaign**
- **Requires good cooperation between Operators and Service Providers**

- **Правильное планирование работ является основополагающим (так же как и правильный выбор объекта)**
- **Крайне важно качественное обучение персонала**
- **Проведение кампаний по строительству группы скважин дает более высокие результаты и повышает экономические показатели**
  - **Сложности при строительстве скважин необходимо свести к минимуму уже в начале проведения компании**
- **Необходимо тесное сотрудничество между добывающими и сервисными компаниями**

Questions?
Вопросы ?