



Абальян Эрик, Абальян Артур, Андраэ Мартин Атанес  
REPSOL

Erik Abalian, Artur Abalian, Andrea Martin Atanes  
REPSOL

# REPSOL: Опыт бурения многозабойных скважин с большим отходом от вертикали в Западной Сибири

Операционная кампания 2020

## REPSOL: ERD Drilling Experience in West Siberia 2020 Operations

### Введение

Данная статья раскрывает уникальный опыт строительства многозабойных скважин с большим отходом в рамках программы бурения 2020г. компании Репсол в центральной части Западной Сибири. Программа работ состояла из строительства двух скважин с их последующим испытанием.

### Фокус на безопасность и контроль качества

При подготовке и во время реализации данного проекта главный приоритет был уделен Производственной Безопасности и Контролю Качества (процессов и оборудования).

### Introduction

This article looks at a case study of unique HMTL (Horizontal Multilateral) ERD project that Repsol as a part of a local Joint Venture has executed in Russia in 2020 within its Exploration and Appraisal campaign in the central part of West Siberia. The project included drilling of two complex shallow ERD Multilateral wells and their subsequent extended well tests.

### HSE and QA/QC Focus

Repsol places the utmost importance to HSE and quality. During the project, a Project Management Approach ensured a special focus was given to HSE and QA/QC during all operations and at every stage of the project.

До начала проекта были проведены «ХАЗИД» сессии по определению рисков во время логистических операций (моб/демоб), бурения, испытания скважин с участием всех компаний участников. Во время исполнения проекта и осуществления всех производственных операций было обеспечено нахождение на объекте достаточного количество компетентного технического персонала со стороны Компании Оператора для соблюдения всех мер безопасности. Два инженера ПБ (промышленной безопасности) на полевом автономном объекте и один инженер ПБ на производственной базе обеспечивали непрерывный контроль за безопасностью и реализовывали все мероприятия (учебные тревоги, оценки рисков, регулярные инспекции, обсуждения и оформление нарядов допуска, и т.д.) направленные на повышение уровня и культуры безопасности.

В отношении Контроля Качества были разработаны индивидуальные программы с каждым сервисным подрядчиком по подготовке оборудования перед началом работ следуя международным стандартам и внутренним требованиям компании Репсол. В процессе подготовки непосредственное участие принимали представители компании – оператора: инженеры проекта и независимые инспекторы, обеспечивающие контроль за процессами приемки всего оборудования выделенного под проект, и соблюдение всех процедур и запланированных объемов работ.

### Категория сложности скважины

Две скважины, пробуренные в рамках операционной программы 2020, согласно международной классификации попадают в группу скважин с **большим отходом при малых вертикальных глубинах** с коэффициентом сложности 2.9.

Набор зенитного угла обеих скважин начинается с глубины  $\approx 100$  м ниже стола ротора.

Траектория скважин была спланирована по псевдо-катернарному профилю, предполагающему постепенное и равномерное увеличение интенсивности искривления скважины с глубиной и ростом зенитного угла от 0 до 3°/30м до интервала установки ГНО в конце секции Эксплуатационной колонны над кровлей продуктивного пласта. В горизонтальной секции интенсивность искривления достигала значений до 9°/30м в интервале резки боковых стволов.

Преимущество выбранного профиля заключается в значительном снижении крутящего момента и

On the HSE side - HAZID sessions were performed during operational planning (for logistics, mob/demob operations, drilling, testing) and during the execution phase, sufficient resources were allocated from operator's side - two Field HSE engineers and one Regional Office HSE engineer, led by example in all operational safety practices.

On the QA/QC side of the business, a purposely designed campaign had been developed and executed with each service and material provider individually, enabling them to follow best practices and Repsol's internal procedures.

### ERD Classification & Trajectory

As per global industrial benchmarking, two wells that were drilled during the 2020 Campaign fall into the **Shallow Extended Reach** category with an average ERD ratio for main bore and all branches of 2.9.

Both wells have shallow kick-off, in surface section at  $\approx 100$  m MDRT.

The well's trajectories were designed to have pseudo-catenary profiles which assumes low initial build rates with a continuous increase of the dog leg severity, DLS (in steps) as the inclination angle increased. The maximum DLS figures were maintained as 3°/30m above the ESP pump interval located close to the horizontal section and 9°/30m within the target reservoir.

The benefit of the selected well paths assumed there was sufficient reduction in drilling torque as well as a casing wear mitigation. Both are of great importance, in the given case, it was important to considering the significant amount of string rotation hours during the massive directional work in the horizontal section of the well. Another advantage attained by minimizing the drag forces, the target depth provided more favorable conditions for a 4.5" liner installation.

The largest reservoir exposure amounted to 7657 meters of horizontal drilled length, which is a worldwide Repsol record.

### Subsurface Overview & Geomechanics

In order to better understand the rationale behind the well design solutions such as the complex well trajectories and others, - it is important to give an overview of the local geology and subsurface environment.

The geological cross section itself is quite simple, consisting mostly of clays and claystone lithologies above producing horizons.

осевых нагрузок при бурении, а также снижении износа обсадной колонны от воздействия работы бурильного инструмента. В случае данного типа скважин имеет место значительное количество оборотов вращения бурильной колонны и часов циркуляции при бурении всех стволов горизонтальной секции. Снижение осевых нагрузок создает благоприятные условия и повышает шансы успешного спуска нижнего заканчивания (фильтра-хвостовика).

Максимальная проходка по продуктивному пласту составила 7657 метров на одной из двух скважин, что является рекордом в Компании Репсол среди всех международных проектов.

## Геология и геомеханика

Для лучшего понимания предпосылок к выбранному дизайну скважины и использованным техническим решениям, таким как конфигурация траектории, конструкция скважины, технология заканчивания и др. - важно иметь представление геологических условий проекта.

Геологический разрез достаточно простой, и состоит преимущественно из глин и аргилитов выше продуктивного пласта.

В разрезе имеется два песчаных коллектора расположенные на расстоянии  $\approx 120\text{м}$  по вертикали друг от друга, разделенные глинистым инетрвалом. Мощность каждого инетрвала невелика и составляет 14 и 19 м соответственно. Пластовое давление в обоих залежах ниже давления насыщения, соответственно какждый коллектор имеет газовую шапку, а также водонапорный пласт ниже нефтенасыщенной зоны.

Режим давления по разрезу скважины – нормальный, близкий по градиенту к гидростатическому. Температурный градиент равен 4.2 град / 100 м. Коррозионные составляющие в пластовой продукции, такие как углекислый газ и сероводород, отсутствуют.

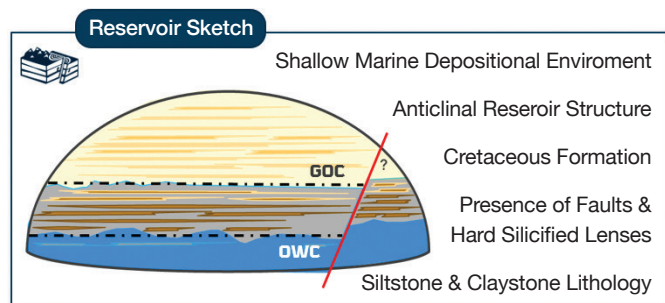


Рис. 2: Схема продуктивной залежи

Fig. 2: Reservoir formation sketch

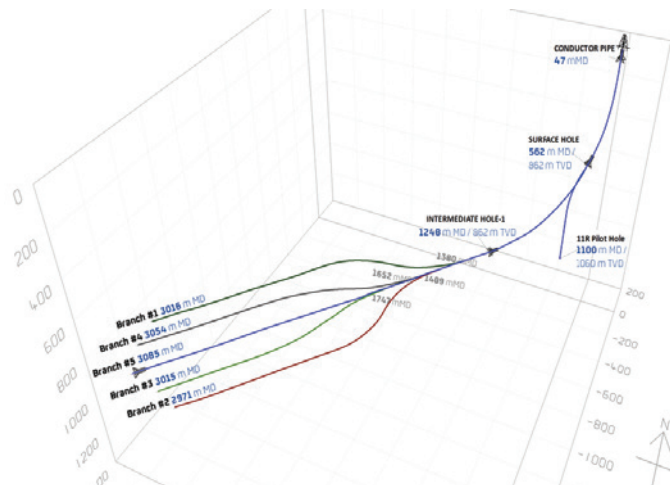


Рис. 1: Траектория Скважины

Fig. 1: Well trajectory

There are two geological targets (clastic reservoirs)  $\approx 120\text{м}$  apart from each other in a vertical section. The thickness of both is quite small  $\sim 14$  and  $19$  meters respectively. Both reservoirs are undersaturated with a gas cap above and an aquifer below.

The reservoir has a normal pressure regime, almost hydrostatic. Temperature gradient is  $4.2 \text{ deg} / 100 \text{ м}$ . No sour gas presence (neither  $\text{CO}_2$ , nor  $\text{H}_2\text{S}$  - sweet environment).

The target reservoir is represented with a thin lamination of siltstones with claystones. The sketch below shows how the oil-bearing sand lenses are distributed within the clay stone massive (succession).

At this moment it should be clear, that the decision to drill such complex well trajectories is driven by the need to achieve the largest reservoir exposure. Fracking is not viable since the fracture propagation cannot be controlled in such a narrow oil window risking penetration of the water or gas cap. Acid treatments or any other stimulation techniques do not work either in the given reservoir lithology and minerology content.

In regards of geomechanics, the field is characterized by a normal fault stress regime where vertical stress is dominating and horizontal stresses are pretty much equal in all directions. (The field horizontal stresses anisotropy ( $\sim 5\%$ ), so there is a minor difference wellbore-stability wise in the horizontal direction.

The existing claystone succession is very unstable and prone to breakouts in particular in highly deviated open hole intervals (related to the Intermediate Section). At the same time, due to the shallow depth environment, fluid loss and fracture gradients present relatively low values. All the above make the drilling window rather narrow.



Продуктивный пласт представлен тонким переслаиванием линз алевролита и аргиллита. Схематичное изображение залежи приведено на рисунке №2.

Поняв структуру коллектора сразу становится очевидным, что решение бурить скважины по траекториям таких сложной конфигураций вызвано необходимостью достичь как-можно большей площади дренирования. Альтернативная опция с гидроразрывом пласта в данном случае не представляется возможной поскольку есть риск распространения трещины в газовую шапку, либо в нижезалегающий водонапорный пласт, что неприемлемо с точки зрения эксплуатации. Кислотная обработка пласта и другие варианты стимуляции призабойной зоны неприменимы для коллектора данной литологии и минералогического состава.

В отношении геомеханики на месторождении преобладает нормальный сбросовый режим с главным и самым большим – вертикальным напряжением (горное давление) и двумя горизонтальными напряжениями близкими друг к другу по своим абсолютным значениям. Анизотропия горизонтальных напряжений составляет ~ 5%, что означает минимальную разницу в устойчивости горизонтальных стволов при их бурении в разных азимутальных направлениях.

Залегающий выше продуктивного пласта глинистый интервал очень нестабилен и склонен к обрушениям, особенно в интервалах высокого зенитного угла (конец промежуточной секции). В то же самое время из-за малой вертикальной глубины залегания продуктивного пласта (~777 м абс. отм.) градиенты поглощения и гидроразрыва пласта имеют относительно низкие значения, что значительно сужает границы окна бурения по давлениям и усложняет условия бурения.

### Особенности конструкции и дизайна скважины

В продолжение обзора геологии проекта важно отметить такие факторы, как отсутствие в разрезе интервалов аномально высокого/низкого давлений, однородность литологии по разрезу, что предопределило достаточно простую конструкцию скважин. Более того, выбранная трехколонная конструкция является достаточно стандартной в отрасли, была ранее проверена и оптимизирована на более простых 10-ти предыдущих скважинах, построенных Компанией Репсол на данном проекте. Конструкция скважины состоит из следующих по размеру колонн: 12-3/4" (323.9 мм) направление, 9-5/8 (244.5 мм) кондуктор, 7" (177.8 мм), Эксплуатационная

### Well Design Considerations

Continuing from the geological summary, there are no abnormal pressure intervals within the cross-section, lithology is rather uniform. Hence, it was central to drive the simplistic design that both wells have. Moreover, that common and unsophisticated 3-phase well design is field proven and has been optimized along the 10-wells exploration campaign that Repsol has undertaken in the field. The well design assumes conventional sizes: 12-3/4" conductor, 9-5/8" Surface, 7" Production casing, finishing with 4.5" liner-screen installed in horizontal reservoir section (only one main bore is cased with a liner screen at the last two multilateral ERD wells).

The uniqueness of the well design consists in the first ever approach to utilize ultra low viscous Water Base Mud (WBM) for drilling the most challenging and longest horizontal section. To mention that previous offset drilling experience was with Oil Base Muds (OBM) application.

That new concept proved to be feasible and rather effective. ECD was well managed within wellbore stability window, mud handling and cuttings treatment ended up being easier, safer and more environmentally friendly, and at last having positive compatibility with the reservoir. The greatest advantage was achieved at cost side, for WBM solution being considerably cheaper, as the main mud treatment process – continuous dilution was enabled just by drill water against expensive base oil in OBM.

To justify the concept and confirm assumptions of the water base system application several tests were performed during the planning phase:

- Inhibition test with samples of the core: Monovalent brines NaCl, KCl, NaOH (pH=9) sufficiently inhibits the core samples.
- CEC test – to measure drilled solids reactivity. Resulting in evidences that indeed drilled formations could be considered low reactive (performed on existing core sample).
- PST Test - performed to ensure that the production screen will not get plugged

Good hole cleaning was granted by the Turbulent Flow regime that was possible to achieve due to thin mud rheology and ensured by the best operational practices for ERD wells.

The completion design strategy of the five horizontal lateral bores considered casing only the main bore with a 4.5" liner and leaving the laterals open. That decision to leave lateral boreholes non-cased was to assess and monitor the incremental production and understand how long the open hole laterals would sustain production flow rates and when the boreholes would collapse. Extensive geomechanics studies were performed in this regard with

колонна, и 4.5" (114.3 мм) фильтр-хвостовик, спускаемый в горизонтальную секцию продуктивного пласта (на последних двух многозбойных скважинах с БОВ хвостовик был спущен только в основной ствол, оставляя другие боковые стволы открытыми).

Уникальной особенностью дизайна и технологии бурения данных скважин является первое применение раствора с ультранизкой реологией на водной основе для бурения наиболее длинных и сложных горизонтальных секций в то время, как предыдущие более простые горизонтальные секции на данном проекте и, как правило, все сложные горизонтальные скважины в отрасли на сегодняшний день бурятся с применением раствора на углеводородной основе.

Этот новый концепт на практике оказался рабочим и достаточно эффективным. ЭЦП (эквивалентная циркуляционная плотность) хорошо контролировалась в пределах границ устойчивости ствола, обработка раствора и утилизация отходов оказались намного проще в реализации, безопаснее и экологичнее по сравнению с РУО, без какого-либо дополнительного негативного воздействия на продуктивный пласт. Главным достижением в данном вопросе была экономия затрат на приготовление и поддержание свойств системы растворов на водной основе, поскольку процесс постоянного разбавления осуществлялся за счет введения простого рассола, по сравнению с дорогим базовым маслом, в случае применения РУО.

Для подтверждения концепта применимости РВО для горизонтальных скважин в данных горно-геологических условиях на этапе планирования были проведены следующие лабораторные испытания:

- Тест на набухание образца горной породы (керн) погруженного в различные рецептуры рассолов NaCl, KCl, NaOH (pH=9) при пластовой температуре на 30 дней - плановое время бурения горизонтальной секции скважины, в течение которого раствор находится в контакте с горной породой.
- Тест на емкость катионного обмена CEC – для оценки реактивности твердых частиц выбуренной породы.
- Ситовой анализ прохождения выбуренных твердых частиц после взаимодействия с системой РВО через купоны(образцы) фильтра-хвостовика.

Хорошая очистка ствола была обеспечена созданием турбулентного режима, который получилось достичь благодаря ультранизкой реологии раствора наряду с применением лучших операционных

the key output being the drawdown strategy developed that allowed smooth stresses redistribution with the appearance of so-called "Arch Effect" during the well flow period.

The liner string itself was designed as a combination of screens and blank joints, that are distributed across the intervals with better and worse reservoir properties respectively.

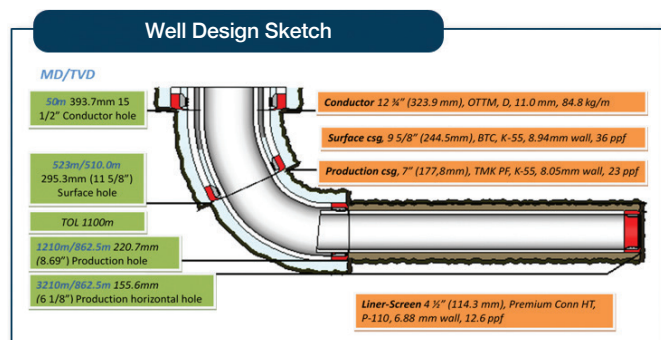


Рис. 3: Конструкция скважины

Fig. 3: Well Design Sketch

The lower completion string had a double contingency to plan against any risks of a failed run and installation which was estimated by the torque and drag modelling. T&D simulation models presented a risk of Liner Installation and Reaching TD with WBM in case of poor hole condition and high FF (FF>0.35, which could be very possible). Therefore, doubled contingency was planned in a form of:

- Downhole swivel, that would allow to remove axial drag of the landing string in cased hole, by applying rotation of the same landing string. The option was taken into account and planned for as the length of landing string is quite significant, so the idea was to estimate such effect.
- High Torque connections, which in a worst case could let us rotate the whole running string

Another reason for a double contingency was the lack of knowledge of how the WBM would perform, as well as the need to test options for a full field development case.

In regards of the upper completion, it was designed to allow for an extended well test and included the ESP as artificial lift option, DTS (Distributed Temperature Sensing with optic fiber) was placed along the horizontal reservoir to control inflow contribution from different intervals (real time) as well as memory pressure gauges (not Real-Time), all conveyed downhole to TD via 1.9" Tail pipe (tubing) inside 4.5" Liner. Swellable packers (oil-water reactive) were placed from each side of the sidetracking windows to provide opportunity for selective laterals

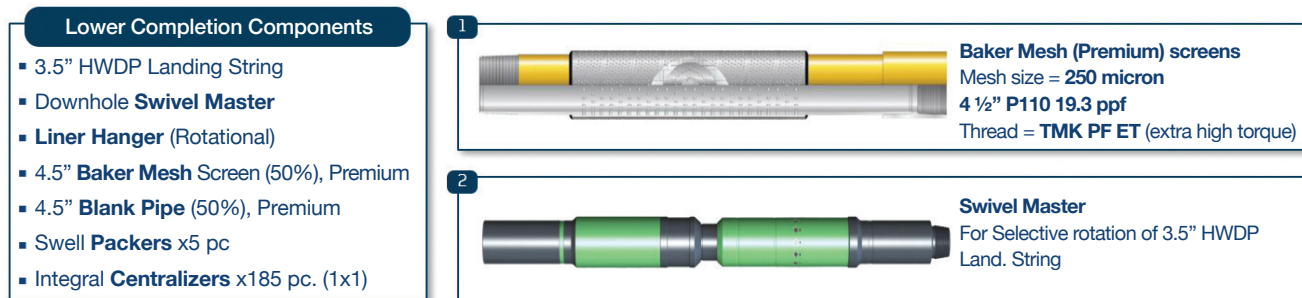


Рис. 4: Элементы нижнего заканчивания Fig. 4: Lower Completion components

практик бурения скважин с большим отходом от вертикали.

Стратегия нижнего заканчивания скважины предполагала спуск 4.5" (114 мм) фильтра-хвостовика только в основной ствол, оставляя боковые горизонтальные стволы открытыми. Решение оставить часть горизонтальной секции необсаженной было принято для оценки устойчивости открытых стволов путем мониторинга профиля притока от всех стволов и определения времени, в течение которого боковые стволы будут оставаться открытыми, а также момента, в который произойдет их обрушение. В рамках изучения данного вопроса были проведены глубокие геомеханические исследования для определения величины "безопасной" депрессии на пласт и способа вывода скважины на режим для правильного распределения околоскважинных напряжений с созданием эффекта "Арки" вокруг ствола, поддерживающего его стабильность во время добычи.

Хвостовик был установлен с чередованием глухих труб и фильтров, распределенных по стволу в интервалах с лучшими коллекторскими свойствами.

Компоновка нижнего заканчивания сочетала в себе два технических решения минимизирующих риски неуспешного спуска, который казался возможным согласно расчетным моделям. Модели осевых нагрузок демонстрировали очевидные риски недохождения колонны с хвостовиком в случае «плохого» состояния ствола скважины (при коэффициенте трения  $> 0.35$ ). Исходя из этого было предусмотрено два превентивных решения:

- Включение в компоновку забойного вертлюга, позволяющего снижать осевые нагрузки транспортной колонны путем ее независимого вращения от хвостовика. Данное решение было принято больше для того, что бы оценить эффективность технологии в условиях конкретных скважин, где длина транспортной колонны достаточно велика.

isolation should any water or gas breakthrough occur. The upper completion assembly was to be run on a 3.5" tubing (inside 7" Production casing).

## ERD Challenges

The drilling hydraulics were critical and in focus during both planning and execution phases. ECD management was regarded as a main challenge for these ERD wells based on the nature of well design (shallow TVD and extended laterals) and offset experience.

Based on the preliminary modelling it was obvious that the high potential of exceeding the minimum horizontal stress with a risk of mud losses existed.

To be able to manage the equivalent circulating density (ECD) in a most effective way, as was mentioned above the ultra-low viscosity drilling fluid was utilized for the first time at the project. The wellbore stability was also a potential issue as per the geomechanical model where pulling the string dry led to the breaching of the low and medium collapse gradients due to the swab effect. Following best ERD industry practices, the drilling fluid rheology (low-end R6/R3) in long horizontal slim holes (which our case is considered to be) is a key ECD driver. The ECD management strategy was mainly focused on the precise control of the mud rheology parameters.

The ultra-Low viscosity fluid had very low low-end rheology numbers itself (1 and 2 Fann Viscosimeter Dial Readings at 3 and 6 rpm respectively), which was the main idea to utilize this type of mud. However, it should be noted that even with a slight increase in downhole rheology caused by dissolved fine solids, especially when drilling across the claystone, resulted in a significant ECD increase. Unlike the described process, the rest of the factors as ROP or Off-bottom clean-up time had much less impact on ECD. This is just to confirm that downhole rheology is the greatest ECD impacting factor from all.

ECD management practices for the 155.6 mm (6 1/8") hole section required constant dilution at a slow rate and periodical dumping of some fluid volume from the flow line directly to the waste pit, while simultaneously

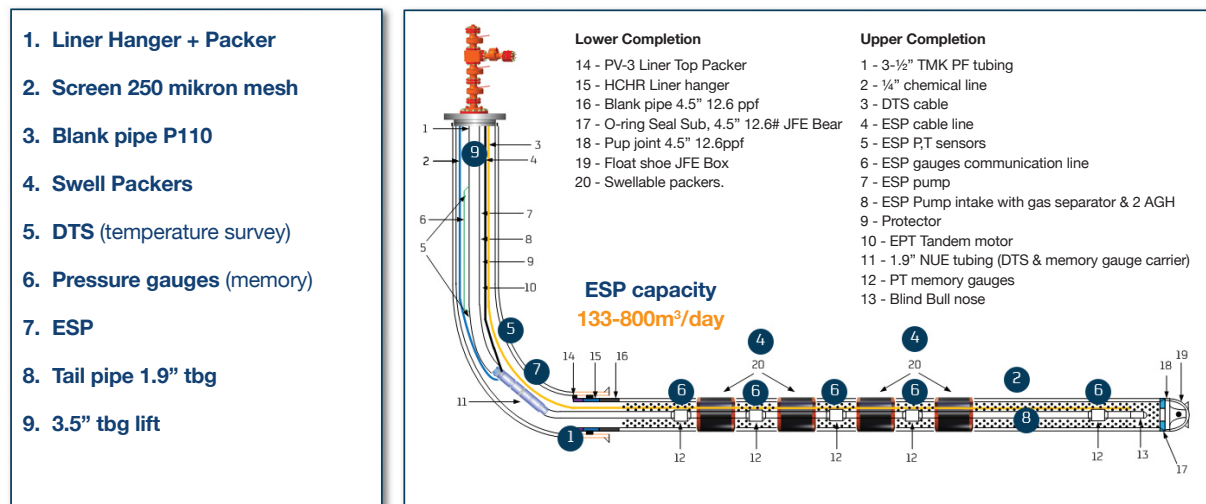


Рис. 5: Схема верхнего заканчивания Fig. 5: Upper Completion schematic

- Спуск Филтра-Хвостовика с Премиальными Высокомоментными резьбовыми соединениями, позволяющим вращение всей колонны совместно с хвостовиком.

Важным фактором в пользу применения стольких превентивных мер для спуска хвостовика было недостаточное понимание возможных условий и состояния открытого ствола скважины после его бурения с раствором на водной основе, а также для опробования новых технических решений, таких как забойный вертлюг для будущих эксплуатационных скважин.

Верхнее и промежуточное заканчивания скважины были спланированы для последующего испытания скважин с помощью Электро-Центробежного насоса, системы непрерывного измерения температуры и давления по всей длине горизонтальной секции для контроля добычи, и оценки вклада притока от каждого ствола горизонтальной секции. Промежуточное заканчивание с оптоволоконным кабелем для измерения температуры и мандрелями датчиков давления были спущены на 48 мм НКТ внутри 114 мм хвостовика в то время, как верхнее заканчивание (ЭЦН) было установлено на 89 мм НКТ в 178 мм Эксплуатационной колонне. Важно отметить, что в составе 114 мм хвостовика были установлены набухающие пакера между окнами боковых стволов. Данная стратегия заканчивания позволяет селективную изоляцию боковых стволов в случае прорыва из них газа или воды путем установки двухпакерной компоновки внутри 114мм хвостовика в интервале окна нежелательного бокового ствола.

## Технические вызовы

Самым критичным инженерным аспектом на этапе планирования и реализации проекта была

introducing fresh fluid to the active tank when the MW / rheology out was observed to be increasing. This was done while drilling all 5 horizontal branches on each of two wells and enabled drilling as fast as 37 – 40 m/hr avg ROPi (instantaneous) with the short term increase up to 60 m/hr by the end of Main Bore with no reaming / additional clean-up cycles or wiper trips. Finally, a lot of the well construction time was saved by avoiding these unnecessary operations.

Continuous dilution was essential also because the solids control equipment did not manage to screen out such fine and well-grinded drilled particles. That was partially attributed to the lithology content and the process cuttings undergo on the way up the annulus, being crushed by continuous and long-lasting drill string rotation at 100-120 RPM.

The implementation of the mentioned ultra-low vis fluid was really a novel approach in this case. The concern here could be related to the sufficiency of mud carrying capacity, however, the ultra-Low viscosity fluid proved to be effective for both ECD management and for hole cleaning purposes. Landmark WellPlan hydraulic modelling was calculating the flow regime as turbulent, whereas the ERA software modelling was showing the flow regime in the annulus as not fully turbulent but being in transition zone from laminar to turbulent. Nevertheless, the actual hole cleaning process wasn't significantly affected as confirmed by the hook load roadmaps.

The only potential issue with that specific fluid was fast sagging of weighting material (CaCO<sub>3</sub>) in case some unplanned activities took place not allowing to circulate for a long time. Therefore, in order to avoid compromising hole stability, all intermediate trips from Branches TD to KOP have been conducted with



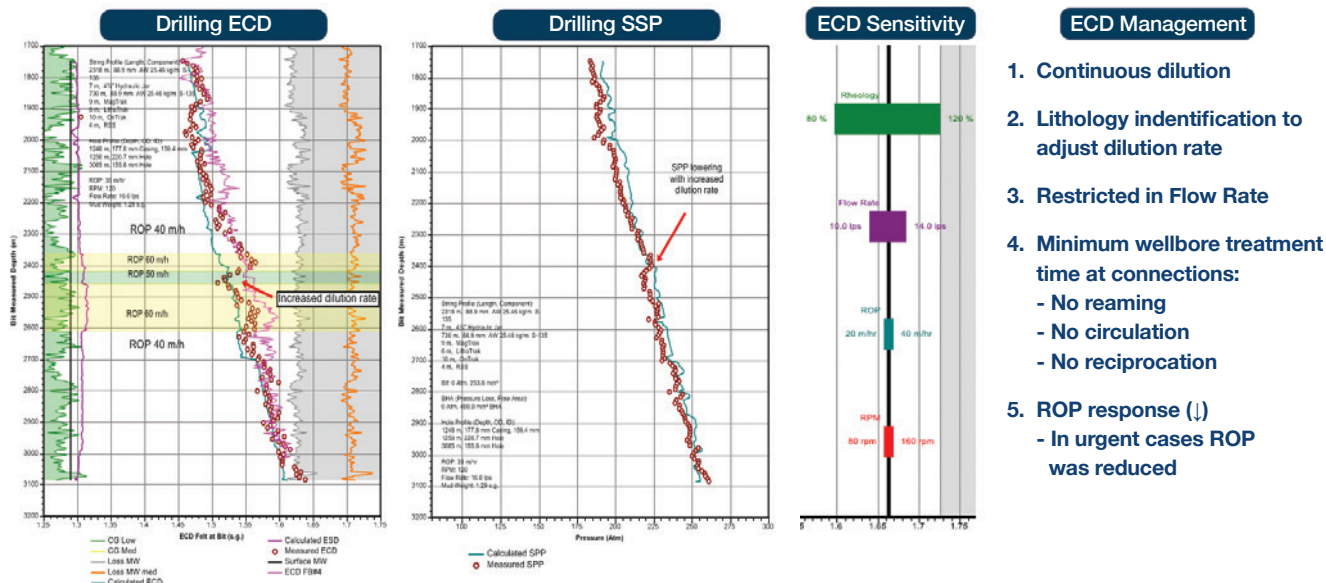


Рис. 6: Гидравлика Бурения горизонтальной секции продуктивного пласта Fig. 6: Drilling Hydraulics

Гидравлика бурения. Контроль роста эквивалентной циркуляционной плотности (ЭЦП) был главной проблемой для скважин с большим отходом при малой вертикальной глубине, что также было доказано по опыту предыдущих скважин.

По результатам предварительного моделирования было очевидно, что существует высокий риск превышения минимального горизонтального стресса с сопутствующими поглощениями раствора.

Для решения проблемы с контролем роста ЭЦП (эквивалентной циркуляционной плотности), было предусмотрено применение раствора на водной основе с ультра-низкой реологией.

Согласно практике бурения скважин с БОВ, главный параметр раствора влияющий на ЭЦП – это реология раствора при малых скоростях сдвига (6/3 показания ротационного вискозиметра). Стратегия контроля тренда ЭЦП заключалась в постоянном и внимательном наблюдении за реологическими параметрами раствора.

В случае использованной системы растворов удалось достичь настолько низких значений реологии, как 1 и 2 при скоростях сдвига ротационного вискозиметра 3 и 6 соответственно, что и было главной идеей использования данного типа раствора. Однако, важно отметить, что даже незначительные изменения значений данных параметров в большую сторону, вызванные увеличением содержания твердой фазы, приводили к заметному росту ЭЦП. В отличие от реологии раствора, другие факторы, такие как Механическая

циркуляция для компенсации эффекта сваб - в backreaming или pump out modes.

Another Horizontal Section Drilling Challenge was the multilateral trajectory profile itself, which required as low as a DLS as possible for sidetracking from every branch to the main hole and high DLS while deviating from the main hole to the branches. The directional drilling contractor demonstrated excellent performance in both the well path execution and directional tools operational performance far beyond the standard hours (450 hrs performed vs. 250 hrs guaranteed) – owing to the QAQC activities performed in advance.

On top of the described drilling issues there was one design-related challenge that required significant cased hole friction factor limitation for the upper completion string installation to avoid any string lockup (will be covered further).

## ERD Practices

As only the main bore was planned to be cased with a 4-1/2" (114.3 mm) liner, with all the branch holes left open, there was no need to clean the Branch holes from residual cuttings during the trip out to the KOP. In addition, the aim was to minimize the residual cuttings transfer from the branch to main hole to avoid any potential problems on the final trip out from the main bore TD. In light of this, the decision was made to pull the string out from the branch holes in pump out mode (full flow and no rotation) and perform the backreaming on final trip out from the main bore. Tripping out from the 1st branch went relatively smooth but starting from the 2nd branch some excessive drag and deviation from the expected trends were observed, indicating the potential



Скорость бурения, скорость вращения колонны, дополнительные проработки каждой свечи и др. имели намного меньшее влияние на динамику ЭЦП. Таким опытным путем было подтверждено изначальное предположение о Реологии раствора, как о доминирующем факторе в вопросе контроля ЭЦП.

Процедуры контроля ЭЦП при бурении секции 155.6 mm (6 1/8") заключались в постоянном разбавлении раствора по циклу в малых объемах с периодическим сбросом равных объемов раствора из приемного желоба напрямую в шламовый амбар (в обход вибросит). В моментах роста реологии раствора объемы разбавления и сброса раствора увеличивались. Данный процесс был реализован при бурении всех пяти горизонтальных стволов каждой из двух скважин. Мгновенная скорость проходки достигала значений 37 – 40 м/ч с кратковременным увеличением до 60 м/ч к концу основного ствола (в целях определения технического предела МСП). Бурение проводилось без каких-либо дополнительных лишних операций, таких как шаблонировки, проработки, дополнительные циклы циркуляции. В результате применения данных практик было получено значительное ускорение при бурении секций продуктивного пласта.

Постоянное разбавление раствора было также необходимо, поскольку оборудование очистки не справлялось с сильно размельченными выбуренными частицами горной породы. Размер и форма твердых частиц обусловлены минералогическим составом пород продуктивного пласта и механизмом разрушения твердых частиц от контакта с постоянно вращающейся бурильной колонной со скоростью 120 об/мин при выносе шлама с забоя на поверхность.

Применение вышеупомянутого водного раствора с ультранизкой реологией для бурения скважин с большим отходом было новшеством на данном проекте, и в отрасли в целом. Одним из опасений перед применением данной системы раствора была его выносящая способность, которой могло быть недостаточно из-за чрезмерно низкой реологии раствора. На деле же получилось, что с водной системой раствора удалось достичь хорошую очистку скважины и транспорт шлама на поверхность благодаря режиму течения раствора, находящемуся в переходной между ламинарным и турбулентным режимами зоне. Режим раствора был определен посредством моделирования Гидравлики в двух разных симуляторах – Landmark и ERA,

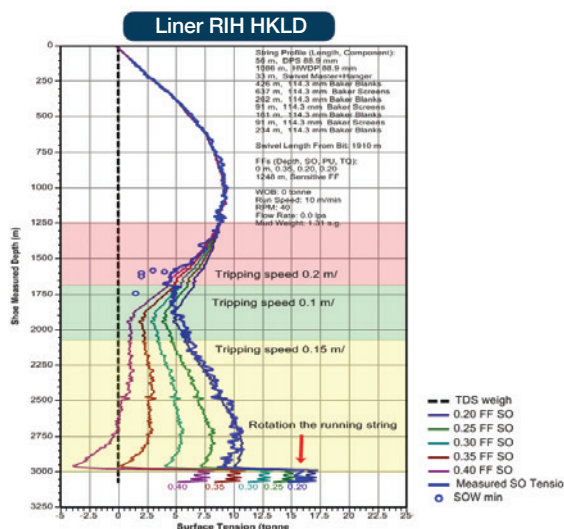
packoff condition. No cavings were seen from the HZ interval during both drilling and backreaming. Hook load trends had good correlation with ECD fluctuations.

Finally, the trip out strategy was modified and the backreaming from branch holes was enabled instead of pump out. Cleaning out the hole while backreaming instead of “bulldozing” the cuttings while in pump out made the operations considerably safer. The negative impact of backreaming out of the branch holes was the increase in the frictional factors in the main bore while further drilling due to the residual cuttings transport from each branch to the main bore above the KOP. The Main Bore PU/SOFF were increasing in average by 0.05 after the backreaming from each Branch. However, this didn't result in any problems during the final backreaming out of the main bore.

### Upper Completion Issue

The unexpected problem happened with upper completion string installation. The string design (3.5" TBG inside the 7" casing and 1.9" TBG inside the 4.5" liner with the ESP in between) had a limitation of the max cased hole SOFF of 0.20 to get the string to TD. The preliminary Wellplan (Landmark) T&D simulations did not show any issues with upper completion installation. However, once a detailed BHA was introduced into the model, the results of K&M's ERA software showed that any SOFF numbers higher than 0.20 would result in string lockup. During execution, the first unsuccessful upper completion run showed an actual CH SOFF of 0.30 and the weight went to zero (string lockup) exactly at the depth predicted by ERA software for SOFF of 0.30. The lockup point was in the 1.9" TBG below the ESP at a distance where the lightweight tubular with less buckling resistances were still inside the 7" casing with the more room to get buckled at same compression in comparison with 1.9" tubular inside the 4.5" liner.

As a solution to this issue it was decided to go with a flotation option and run the upper completion string with the “mud over air” scenario having 1.9" TBG filled with air and isolated with blank collars. That undertaking significantly reduced axial drag and, as the result, mitigated compression in transition zone between 3.5" and 1.9" tubular, getting more room in terms of SOFF. The ERA software simulations showed substantial potential improvement – the floatation scenario shifted the “no-go” limitation of SOFF from 0.20+ to 0.29+. The dummy run that was performed thereafter with no ESP / mandrels / cables proved the flotation concept to be successful with the SOFF ranged 0.30 – 0.28 with the downtrend to 0.26 towards TD. The final upper completion run showed same positive result with no helical buckling / lockup related problems. The drag reduction in 1.9" TBG was achieved by reducing side



- **Smooth Run.** No issues apart from slight set-downs at 1500-1700 m MD
- **0.2 OHFF and 0.15 CHFF** were calibrated
- **Remaining weight** at TD w/o rotation was **8 tons**
- Big sensitivity to **Tripping speed** was established
- Non of contingencies were triggered
- Rotation option was attempted, resulting in 6-7 tons SO weight increase

Рис. 7: Модель и результаты спуска хвостовика (нижнего заканчивания) Fig. 7: Liner RIH Road Map

а состояние ствола и степень очистки были фактически оценены по дорожным картам осевых нагрузок процесса бурения.

Единственным недостатком использованной системы раствора было осаждение твердых частиц при отсутствии циркуляции в течение продолжительного времени. По этой причине отчасти, а также по причине нестабильности ствола вызванной эффектом свабиrowания, все движения буровой колонны в открытом стволе производились с циркуляцией и вращением.

Другой инженерной сложностью данного проекта явилась конфигурация траектории скважин в горизонтальной секции с пятью протяженными и параллельными горизонтальными стволами напоминающими форму «вилки». Бурение горизонтальных стволов требовало обеспечения как можно меньшей интенсивности искривления при резке нового (основного) ствола - вниз, и как можно большей интенсивности искривления при отклонении боковых стволов от основного вверх и в стороны. Сервисный подрядчик по Наклонно-направленному бурению продемонстрировал отличный результат по выполнению траектории обеих скважин, а также по надлежащей подготовке внутрискважинного оборудования, которое проработало намного дольше его заявленного ресурса (450 часов циркуляции при 250 гарантированных часах), что является результатом выполненной на этапе подготовки программы контроля качества.

Помимо описанных выше инженерных вызовов, стоит отметить еще один важный момент относящийся к планированию установки верхнего

forces of empty tubular and as a result the compression in a weak zone below the ESP was also reduced below the lockup critical value.

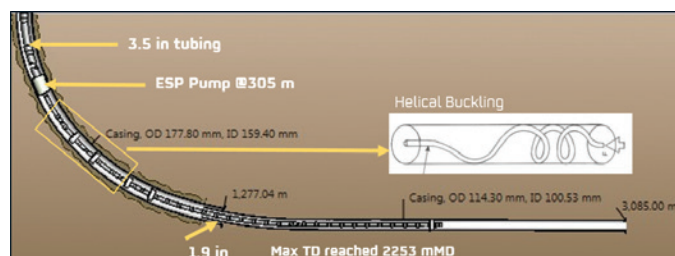


Рис. 8: Схема компоновки верхнего заканчивания Fig. 8: Upper Completion BHA schematic

## Operational Results Summary

The main objective of the project - to prove the feasibility of drilling these extended reach horizontal multilateral wells, was successfully fulfilled. Both wells have been accomplished under budgeted time and cost, gathering valuable technical input for preparation of the full field development case.

### Positive Highlights

**1. Sidetracking operations.** Was regarded as a risky operation, since it has never been experienced before at the project. All sidetracking operations were executed smoothly with continuous time optimization (from 8 down to 1.8 hrs).

**2. Liner Smooth Run** was a successful achievement, first – by landing it in the correct (main) borehole and second – not having any drag related issues, friction factor calibrated as minimal as 0.2 OHFF and 0.15 CHFF. A large sensitivity to the tripping speed was established. None of the contingencies had to be triggered (Downhole swivel or full string rotation).

и нижнего заканчиваний, связанный с недооценкой условий спуска и проблемами при исполнении.

## Практики бурения скважин с БОВ

Стратегия нижнего заканчивания скважины подразумевает спуск фильтра-хвостовика только в основной ствол горизонтальной секции, оставляя боковые стволы необсаженными. Исходя из этого не было необходимости в тщательной очистке боковых стволов от шлама во время подъема КНБК до точки срезки нового ствола. Вдобавок, целью было минимизировать транспорт твердых частиц из боковых стволов в основной во избежание потенциальных проблем при финальном подъеме из основного ствола. Принимая во внимание два вышеуказанных фактора, было решено производить подъем КНБК из боковых стволов с циркуляцией, но без вращения и произвести обратную проработку только на финальном подъеме из основного ствола. Однако, во время подъема из второго бокового ствола наблюдалось отклонение значений веса на крюке от ожидаемого тренда обозначая предпосылки и условия «запаковки». Во время бурения секции и подъема КНБК как с вращением, так и без, не было замечено никаких следов обрушения и обвала стенок скважины на поверхности. Изменения значений веса на крюке хорошо сходились с модельными трендами и коррелировались с изменениями значений ЭЦП.

В итоге, после подъема из второго ствола, процедуры были изменены в сторону подъема с вращением из боковых стволов в том числе. Очистка ствола во режиме обратной проработки в отличие от сгребания шлама в во время подъема без вращения проходила более безопасно. Негативным последствием обратной проработки боковых стволов было увеличение коэффициента трения в основном стволе по мере бурения горизонтальной секции из-за дополнительного количества шлама выносимого из боковых стволов и оседающего в основном стволе выше интервалов срезов. Коэффициенты трения на подъем и спуск увеличивались примерно на значение 0.05 после обратной проработки очередного бокового ствола. Несмотря на это постепенное ухудшение состояния ствола, никаких проблем во время финальной обратной проработки не произошло.

## Спуск компоновки верхнего и промежуточного заканчивания

Спуск компоновки верхнего и промежуточного заканчивания получилось произвести не с первого раза из-за несоответствия фактических условий спуска (коэффициент трения в стволе)

**3. Downhole tool performance** was outstanding, most of the tools operated beyond their regular guaranteed working limits. DD contractor was proactively involved in QA/QC process, meeting all the Operator's standards and process requirements. That saved much of the well construction time by avoiding trips to surface.

**4. Drilling fluid performance.** Special in-house designed ultra-low viscosity drill-in fluid was a decisive factor in the project's success. The concept became field proven being fit for shallow ERD applications, in this particular reservoir formation and, at the same time, providing economic benefits in terms of reduced costs and increased environmental friendliness comparing to the previously used fluid on the project, OBM.

**5. Performance optimization.** Two-well drilling campaign was a good foundation to be able to optimize drilling practices and seek new efficiencies. The 40-minute Weight to Weight connection time was decreased to 14 min WtW time per connection, just focusing on the wellbore conditioning, surveying, measurement and connection practices.

## Areas for Improvement

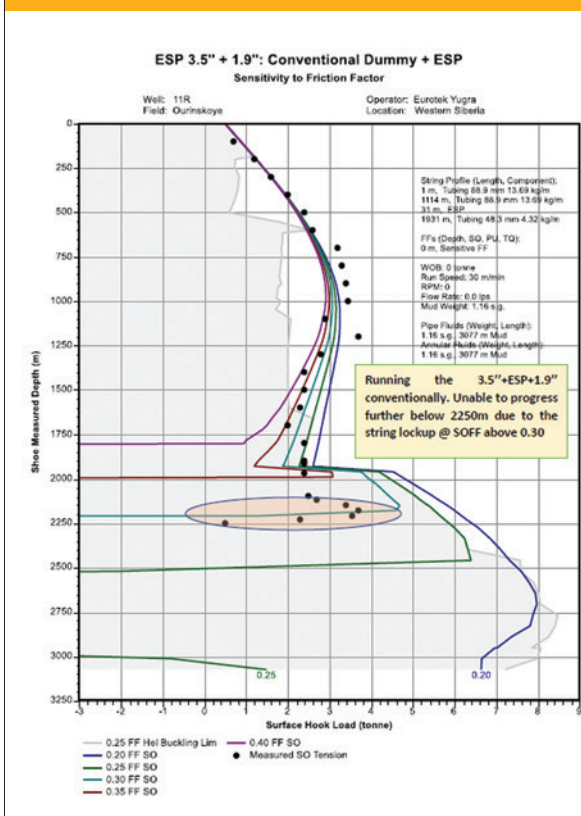
**1. Rig equipment failures.** The negative side of the standalone projects such as this one is the scarce rig availability. The experience with a new manufactured rig came with numerous breakdowns of different rig equipment that eventually led to a significant downtime.

**2. Upper Completion installation** the issue was driven by lack of detailed planning from both the operator and contractor's sides. Specific dimensions of the BHA elements appeared to be very impactful to the operations feasibility. An important lesson was learned with the tail pipe of the Upper Completion BHA flotation. One more lesson to learn was the advantage gained by having the appropriate and adequate historical technical data from similar operations to enable the opportunity to perform more accurate and reliable engineering modelling in any software (WellPlan or ERA).

**3. Data transmission rate limitation** became a limiting factor in the horizontal reservoir section drilling performance optimization, restricting instantaneous ROP. The solution to that is to implement a new generation downhole pulsers (e.g. Baker Hughes BCPM 2) with increased data transmission capacity.



## 1<sup>й</sup> неуспешный рейс верхнего заканчивания 1<sup>st</sup> failed Upper Completion run



## Спуск Верхнего заканчивания «На плаву» Floated Upper Completion run

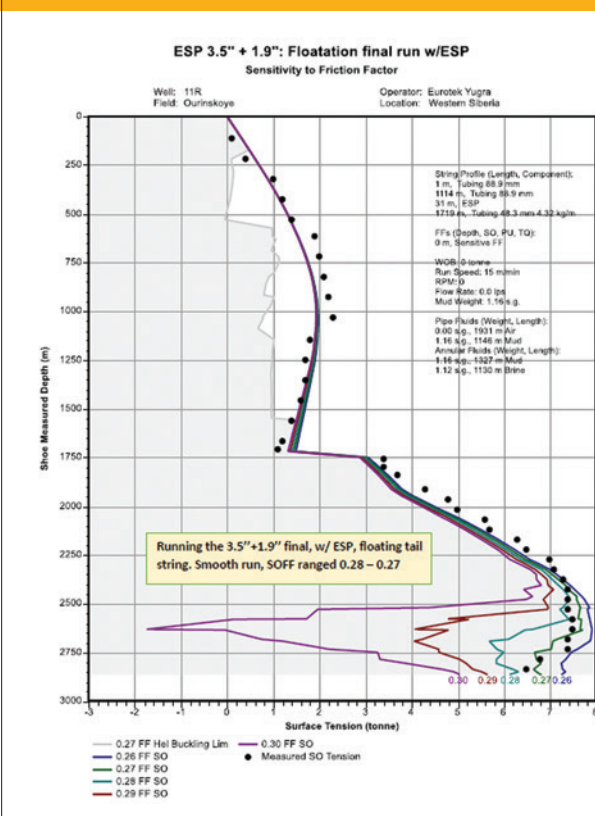


Рис. 9: Результаты спуска компоновки верхнего заканчивания Fig. 9: Upper Completion Runs Results

теоретическим, учтенным в плановой модели спуска. Предварительное моделирование данной операции проводилось в ПО Wellplan (Landmark), по результатам которого не было обнаружено проблем со спуском при коэффициентах трения до 0.35. Важно отметить два момента: 1) При проведении расчетов на этапе планирования не было возможности в подтверждении (калибровки) плановой модели путем её сравнения с фактическими (историческими) данными аналогичных операций на предыдущих скважинах, поскольку эти данные никогда ранее не регистрировались 2) Wellplan (Landmark) выдает более оптимистичные результаты в сравнении с другими ПО, прим. ERA. Согласно модели ПО Wellplan проблемы со спуском ожидалось при коэффициенте трения выше 0.4, в то время как модель ПО ERA говорила о возможности безопасного спуска только при коэффициенте трения  $< 0.2$ . Во время первого спуска, когда были получены фактические данные была подтверждена модель из ПО ERA, и соответствующим образом откалибрована модель ПО WellPlan. Причиной успешного спуска был спиральный изгиб 48 мм НКТ ниже ЭЦНа в интервале 178мм ЭК, а также ниже в интервале 114мм хвостовика.

Методом проб и ошибок, множества моделей спуска и пробных рейсов с различной конфигурацией КНБК инженерная команда пришла к решению спуска промежуточного заканчивания (48мм НКТ с оптоволоконным кабелем измерения температуры и датчиками давления) поплавковым методом, с воздухом внутри НКТ, изолированным специальными глухими муфтами от контакта с раствором в скважине. Решение спуска «на плаву» было подтверждено сначала по результатам расчетной модели, а затем пробного спуска колонны НКТ 89 мм + 48 мм (на плаву) без всех остальных элементов КНБК: ЭЦНа, оптоволоконного кабеля и датчиков давления. Условия спуска улучшились на  $\sim 0.1$  значение коэф. Трения от 0.2 до 0.29 согласно модели ERA. В результате, итоговый рейс с полноценной КНБК был выполнен успешно с фактическими значениями веса на спуске совпадающими с ожидаемыми расчетными значения подтвержденных моделей. Снижение осевых нагрузок на колонну 48мм НКТ было достигнуто путем её облегчения, и снижения сжимающего усилия зоне ниже ГНО в 178мм ЭК и в 114мм хвостовике.

## Результаты проекта

Главной задачей проекта было подтвердить возможность бурения многозабойных скважин с большим отходом с применением раствора на водной основе в условиях данного месторождения. Обе скважины были построены в рамках планового бюджета и сроков, получив важный опыт для дальнейшего планирования эксплуатационных скважин.

### Положительные извлеченные уроки

**1. Операции срезки боковых стволов.** Срезки в открытом горизонтальном стволе продуктивного пласта никогда ранее не производились на предыдущих скважинах данного месторождения. Несмотря на это, все операции срезов новых стволов на двух последних скважинах были проведены успешно с оптимизацией времени срезки с 8 до 1.8 часов на операцию.

**2. Спуск фильтра-хвостовика** был также успешным с технической точки зрения, поскольку был произведен в нужный ствол из всех пяти стволов горизонтальной секции, без необходимости применения превентивных мер (вращение хвостовика, транспортной колонны) и с минимальными коэффициентами трения в обсаженном (0.15) и открытом (0.2) стволах.

**3. Результат работы внутрискважинного оборудования** превзошел все ожидания. Все элементы КНБК отработали намного дольше их заявленных ресурсов, позволяя бурить горизонтальные секции скважин без дополнительных спуско-подъемных операций. Данный результат подтвердил важность и эффективность мероприятий контроля качества, проведенных на этапе подготовки проекта.

**4. Новая система растворов.** Решающим фактором успеха данного проекта по праву стоит считать применение уникального бурового раствора на водной основе с ультранизкой реологией. Экономическая и техническая эффективность концепта были подтверждены на практике в определенных геологических условиях месторождения и проекта. Данное решение также оказалось более экологичным, простым и дешевым с точки зрения утилизации отходов, по сравнению с ранее использованным РУО.

**5. Оптимизация технических операций.** Две скважины были хорошим основанием для проведения детального анализа технических процессов, работы над ошибками и возможностями их исправления. Исключая ненужные операции при

наращивании, проведении замера, циркуляции, и оптимизируя последовательность и время ключевых операций, промежуток времени между окончанием бурения свечи и началом бурения следующей был сокращен с 40 до 14 минут.

### Области для улучшения

**1. Поломки бурового оборудования.** Основной проблемой любого автономного объекта является доступность опций и выбор Буровой Установки. На данном проекте была использована новая буровая установка (с завода). Как и следовало ожидать, на первой скважине было потрачено много непроизводительного времени на исправление и ремонт всех заводских недоработок бурового оборудования. Это привело к большому значению показателя НПВ (непроизводительного времени) по части бурового подрядчика.

**2. Спуск верхнего и промежуточного заканчивания.** Проблема заключалась в отсутствии исторических данных на этапе планирования и невозможности подтвердить предварительные инженерные расчеты. Важным извлеченным уроком из данного опыта было применение концепта спуска колонны НКТ поплавковым способом, а также регистрации и хранении всех фактических данных операций для будущего использования.

**3. Скорость передачи геофизических данных** при бурении в режиме реального времени была ограничивающим Механическую скорость проходки фактором. Решением данной проблемы является использование высокочастотного пульсатора телесистемы с возможностью быстрой передачи большого объема данных геофизических приборов.

### Авторы

Абальян Эрик, Абальян Артур,  
Андреа Мартин Атанес  
REPSOL

### Authors

Erik Abalian, Artur Abalian,  
Andrea Martin Atanes,  
REPSOL

