

ГОРИЗОНТАЛЬНЫЕ СКВАЖИНЫ HORIZONTAL WELLS



Андрей Фролов: инженер по разработке, СПД
Антуан Д'Аморе: руководитель отдела проектирования скважин, СПД

Andrey Frolov: Reservoir Engineer, SPD
Antoine D'Amore: Head of Front End Engineering, SPD

Исходные данные

Компания «Салым Петролеум Девелопмент» (СПД) – совместное предприятие, акционерами которой на паритетных началах являются концерн «Шелл» и ПАО «Газпром нефть». СПД ведет добычу нефти на территории трех месторождений (Западно-Салымское, Верхнесалымское, Ваделыпское) в Западной Сибири. В настоящее время компания ведет разработку месторождений с помощью 4 буровых установок для кустового бурения, 1 мобильную буровую для ЗБС, 17 подъемников КРС и 6 геофизических партий. Компания пробурила 1 100 скважин, суточная добыча нефти составляет около 120 000 барр.

Первоначальный подход к системе разработки основывался на эксплуатации стандартных вертикальных и наклонно-направленных скважин на первоочередных участках месторождений. Показатели эффективности бурения и эксплуатации на уровне мировых лидеров создали превосходную рентабельность капиталовложений (ROI) компании. СПД удалось поддерживать базовые затраты в обстоятельствах, сложившихся после девальвации российского рубля (в 2014 и 2015 гг.), и обеспечить для компании весьма конкурентоспособные значения удельных затрат на разработку (UDC), значительно ниже глобального тренда для проектов по наземному бурению.

Тем не менее, объемы добычи на месторождениях Салымской группы снижались. В условиях, когда все наиболее перспективные объекты уже пробурены, компания могла ориентироваться лишь на районы лицензионного участка со все

Background

Salym Petroleum Development (SPD) is a Joint venture formed by a 50/50 partnership between Shell and Gazprom Neft to extract oil from the Cherkashin Formation in Western Siberia via three oilfields. The company operates 4 drilling rigs, 1 mobile sidetrack rig, 17 worker hoists and 6 wireline units in a portfolio of 1,100 wells producing about 120,000 bbl./d of oil.

The initial business approach revolved around the use of standard vertical and deviated wells in the primary producing areas of the fields. World class drilling and operating performance led to an excellent Return on Investment (ROI) for shareholders. SPD has managed to maintain its cost base in the current environment after the Russian Rubble devaluation (in 2014 and 2015), and provides the company with very competitive UDC (Unit Development Cost), far below the global industry benchmark for land drilling projects. SPD enjoys a Payback Period of less than 4 years on its vertical wells with a very attractive Profitability Index (PI).

Nevertheless, Salym was a declining production field. With all the sweet spots drilled, the subsurface group could only target parts of the license with lower and lower reservoir quality (illustrated by Kh – horizontal permeability x net pay). Despite that inherent challenge of brown field and under the leadership of a new Management Team SPD decided to take on the challenge to ramp up its production. That decision triggered a series of initiatives to reverse the trend, including the introduction of Fracking, which resulted in an increase of 60% in new oil productivity from 2013 onwards as can be seen in the graph in figure 1.

более низким качеством коллектора (которое характеризует показатель Kh – произведение горизонтальной проницаемости на нефтенасыщенную толщину). Несмотря на сложности, присущие зрелому месторождению, под руководством новой управленческой команды СПД приняла решение взять на себя реализацию сложной задачи по наращиванию добычи. Это решение породило ряд инициатив по перелому тенденции, в том числе внедрение ГРП, в результате чего с 2013 г. удельная продуктивность скважин на единицу нефтенасыщенной толщины выросла на 60%, как видно из графика на рис. 1.

После внедрения ГРП был рассмотрен следующий вариант увеличения объемов добычи – бурение горизонтальных скважин. Горизонтальные скважины могут обеспечить доступ к зонам низких нефтенасыщенных толщин, зонам вблизи ВНК и зонам с низким коэффициентом песчаности, до тех пор остававшимся нетронутыми.

Горизонтальные скважины имеют большую зону дренирования в коллекторе, тем самым увеличивая добычу в условиях, когда вертикальная нефтенасыщенная толщина слишком мала для вертикальных скважин с точки зрения рентабельности.

Несмотря на то, что в указанных более сложных геологических условиях стоимость горизонтальных скважин была выше, а продолжительность бурения дольше, данные скважины выбирались по тем же экономическим принципам, что и стандартные наклонно-направленные скважины, и для обоснования капиталовложений сравнивались со стандартными высокоэффективными скважинами. Однако потенциал прироста добычи нефти, сила инноваций и мотивация СПД для создания проекта мирового класса для своих акционеров привели

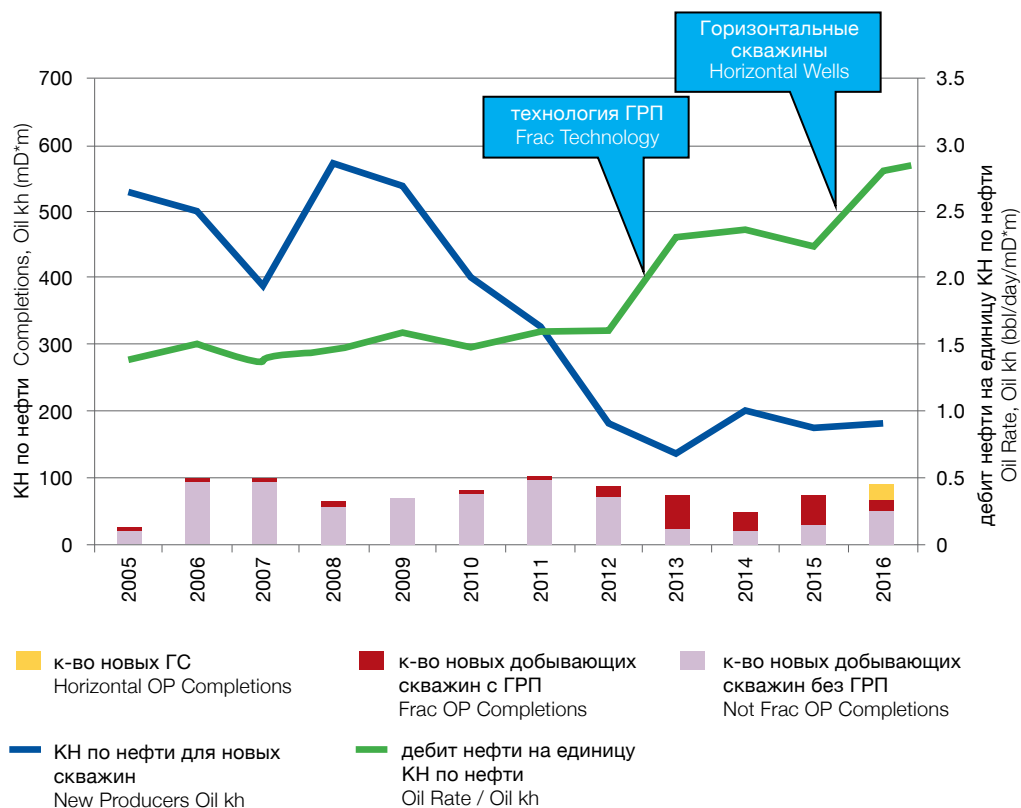


Рис. 1: При снижении качества вовлекаемого в разработку коллектора (снижение kh по нефти), СПД удалось нарастить продуктивность и удержать дебиты нефти новых скважин за счет ГРП и горизонтальных скважин

Fig 1: SPD is pushed to lower and lower reservoir quality (Oil Kh dropping) to access new reserves (characteristic of brown field), while maintaining the oil rate by compensating for the poorer reservoir productivity through fracking and Hz wells.

After Fracking, the next option explored to increase production was to introduce Horizontal Wells. The Horizontal Wells are able to access part of the license with shallow oil-water contact, access the flank areas with thin pay zone and low net to gross (LNTG) areas of the license that had thus far been left untouched.

Horizontal wells increase the drainage area in to the reservoir where the vertical net pay is too small for vertical wells. Thus, accelerating production.

Although well costs would be higher and the well duration longer in these more complex geological conditions, these wells would be subject to the same economic rules as the standard deviated wells and would have to compete for capital against the high performing standard wells. However, the potential volume of accelerated oil, the strength of innovation within SPD, and the motivation of SPD to create world class investment for its shareholders has led to performances that since f gn team in Moscow, which had the technical capability to rapidly engineer new designs and to make adjustments based on real time data and interaction with the subsurface group. This front end engineering team was set the target of designing wells for the flank, LNTG

к достижению таких показателей, которые по-прежнему в значительной мере превосходят первоначальные ожидания.

Технические инновации и новый дизайн скважин

В 2015 г. СПД создала в Москве отдел технического проектирования скважин, обладающий потенциалом для быстрой разработки новых проектов и улучшения текущих проектов при взаимодействии с отделом геологии и конкретных данных от специалистов с месторождения. Перед отделом была поставлена цель по проектированию горизонтальных скважин для зон низких нефтенасыщенных толщин, зон вблизи ВНК и зон низкой песчаности.

На основе накопленного опыта при бурении более тысячи скважин, отдел приступил к решению данной задачи. Для ускорения процесса и повышения эффективности критичным являлся вопрос использования имеющихся в регионе концепций и подходов к бурению горизонтальных скважин.

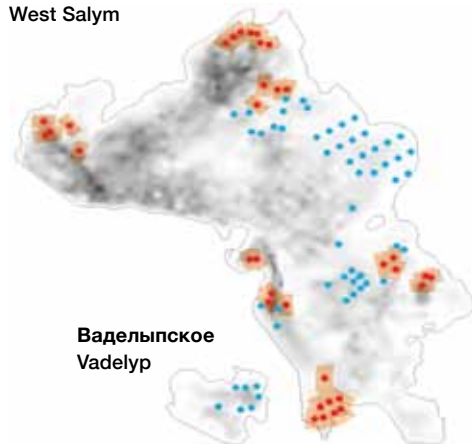
Так как первоначальная идея была осуществлять заканчивание с открытым забоем, то для целей первичного вскрытия и уменьшения скин-фактора была разработана новая система неинвазивного бурового раствора с использованием карбоната кальция вместо барита, так как последний образует нерастворимую корку и существенно влияет на последующую добычу.

В последующем по запросу отдела геологии, отдел технического проектирования также разработал трехколонную конструкцию, с заканчиванием перфорированным хвостовиком, в целях получения доступа к осложненным запасам краевых участков и зон низкой песчаности. Для уменьшения скин-фактора предложено применение активного растворителя элементов глинистой корки, для закачки которого применялась, как система с НТК внутри хвостовика, так и хвостовик с алюминиевыми заглушками.

Первоначальные результаты

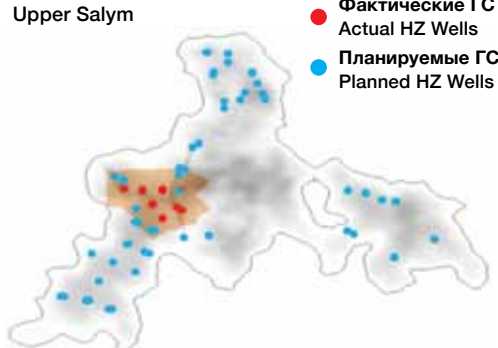
На первом этапе внедрения ГС были получены положительные показатели по добыче и рентабельности, однако продолжительность бурения

Западно-Салымское
West Salym



Ваделыпское
Vadelyp

Верхнесалымское
Upper Salym



● Фактические ГС
Actual HZ Wells
● Планируемые ГС
Planned HZ Wells

Рис. 2: Фактические и планируемые ГС
Fig 2: Actual and planned HZ wells

areas and infield shallow water-cut areas.

The team sprang to work on a new Horizontal (Hz) well design, which was developed by building on the successes and experience gained while drilling thousands of standard vertical wells. It was vital for the rapid deployment of Hz wells to use the local (West Siberia Basin) well design concepts to ensure that existing contractors could execute the new well type.

The Horizontal wells were going to be completed with an open hole system. Therefore the exist barite water based mud system would not be adequate as it would increase the skin by blocking the production from the reservoir sandstone. A new non-invasive mud system using calcium carbonate instead of barite as the weighting agent was developed.

Based on requirements defined by the subsurface group, the Front End Engineering design team also came up with a three strings design including a liner section in order to access the complicated reserves on the flank and LNTG areas. Optimizing acid breaker usage to remove the filter cake and improve the skin factor was achieved through implementing an open hole "plugged liner" system to accurately place the breaker.

Initial Results

The first phase of Hz well implementation yielded positive production and economic performance but the duration of drilling and capex for each well was still high. A Hz well would take from 20 to 30 days to drill, which was two to three times the time required for standard wells. Capex was 60% higher to drill a Hz well leading to a UDC which was double that of the standard wells.

It was important for the team to improve the performance of the Hz wells, because any increase in the valuation of the Rubble (linked to the oil price) would negatively impact the PI. SPD's shareholders had set aggressive PI

ПРИ УЧАСТИИ



МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ



МИНПРОМТОРГ
РОССИИ

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ



NGV
ITALY
POWERING A CLEANER FUTURE



Российское
Газовое
Общество

3-6
ОКТАБРЯ
2017



VII ПЕТЕРБУРГСКИЙ
МЕЖДУНАРОДНЫЙ
ГАЗОВЫЙ ФОРУМ

GAS-FORUM.RU

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПАРТНЁР



ПАРТНЁРЫ



ГАЗПРОМБАНК
Банк ГТБ (АО)

КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР

EXPOFORUM

РОССИЯ | САНКТ-ПЕТЕРБУРГ

Конструкция горизонтальной скважины

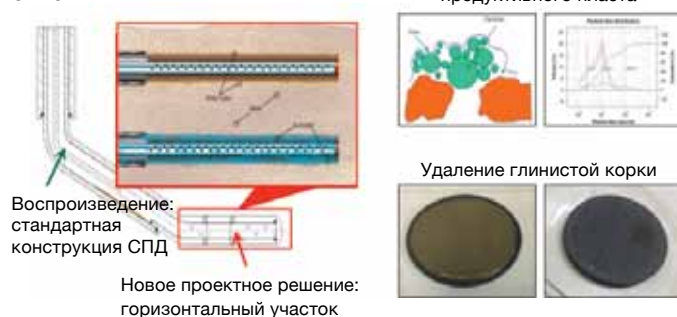


Рис. 3: Концепция горизонтальной скважины

и капиталовложения на каждую из скважин были по-прежнему высоки. Бурение ГС занимало 20-30 суток, что в два-три раза превышало время, необходимое для бурения стандартной скважины. Капитальные затраты на бурение ГС были на 50% выше, в результате чего UDC в два раза превышала значение для стандартных скважин.

Отделу проектирования было важно улучшить показатели ГС, поскольку любое повышение курса рубля (связанное с ценой на нефть) отрицательно сказалось бы на индексе доходности (PI). Акционеры СПД задали амбициозные КПЭ для капиталовложений, и падение PI горизонтальных скважин могло привести к снижению ниже целевых значений и прекращению дальнейших инвестиций. Девальвация рубля оказала настолько значительный эффект, что факт отсутствия каких-либо капиталовложений в ГС до падения курса рубля почти не принималось во внимание.

Еще одним ключевым мотиватором было сравнение с другими дочерними предприятиями компании «Газпром нефть», которое показало, что удельные затраты на ГС в СПД выше, чем где-либо еще. Это создало основания с точки зрения бизнеса для продолжения работ над дизайном ГС в целях повышения их конкурентоспособности.

Технические инициативы по снижению UDC

Как только анализ геологических данных, показал базовые сведения о потенциале ГС, особенно в нефтенасыщенных толщинах менее 5-7 м, отдел проектирования скважин в московском офисе продолжил работу над инициативами по снижению UDC и дальнейшему повышению привлекательности инвестиций.

1. Операционные улучшения – введение микро-КПЭ

С подрядной организацией, оказывающей услуги в области газового каротажа был обсужден и

Horizontal Well Concept

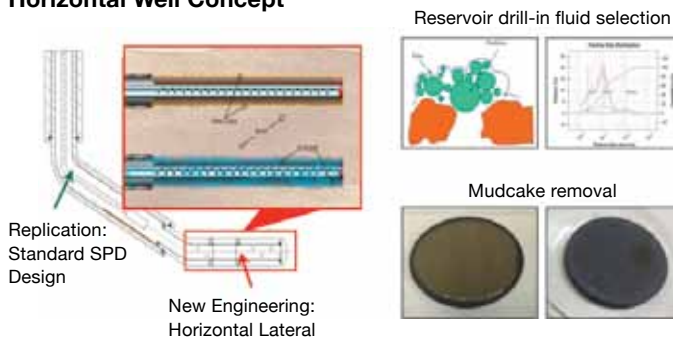


Fig 3: Horizontal Well Concept

thresholds for capital investment and a drop in the PI of the Hz wells could place them below the benchmark and thus eliminated from further investment. The devaluation of the Rubble had been so influential in creating the economic case for Hz well development that it was easy to forget that these wells would never have attracted any capital investment before the 2014 currency devaluation.

Another key motivator was the comparisons with other Gazprom Neft subsidiaries that showed the unit cost for Hz wells were higher in SPD than elsewhere. This provided a business case to continue to work on the Hz design in order to improve their competitiveness.

Technical Initiatives to Drive Down UDC

Once baseline data showing the potential of the Hz wells became apparent through subsurface analysis, especially in net pay zone less than 5-7m thick, the Moscow based well design team continued to work on initiatives to drive down the UDC and further improve the attractiveness of the investment.

1. Operational improvement - Introduction of micro-KPI

A detailed set of micro-KPI's were negotiated and agreed with the mud logging services contractor to monitor the performance of the drilling on flat time. Comparisons could also be made between rigs and between contractors. Some of the key KPI's are as follows:

- Drilling rate in meters per hour (ROP)
- BHA make up time
- BOP test time (including time taken to repair failures)
- Tripping and casing running speeds

There is a say that "if you cannot measure it you cannot improve it". Hence the close monitoring of micro-KPI was developed in order to monitor and improve rigs performance without requiring additional investment except the additional services provided by the mud logging contractor (for less than 15 USD/day).

2. Migration to local breaker supplier and associated

КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ,

ежегодно объединяющее профессионалов отрасли

НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

16–18 апреля 2018

Москва, ЦВК «Экспоцентр»

www.oilandgasforum.ru

18-я международная выставка

НЕФТЕГАЗ–2018



16–19 апреля 2018

Москва, ЦВК «Экспоцентр»

www.neftegaz-expo.ru

12+

Реклама



согласован детальный комплекс микро-КПЭ для отслеживания эффективности бурения по чистому времени. Кроме того, это давало возможность сравнивать буровые установки и подрядные организации. Ниже приведены некоторые из основных КПЭ:

- Скорость проходки в метрах в час (ROP)
- Время свинчивания и спуска КНБК
- Время монтажа и опрессовки противовыбросового оборудования (ПВО) (в том числе время, необходимое на ремонт неисправностей)
- Скорость выполнения спускоподъемных операций и спуска обсадной колонны

Существует поговорка: «Не можешь измерить – не сможешь улучшить». Таким образом, пристальное отслеживание микро-КПЭ было разработано в целях отслеживания и повышения эффективности буровых без необходимости дополнительных инвестиций, за исключением дополнительных услуг ГТИ, оказываемых подрядной организацией (менее чем за 15 долл. США/день).

2. Переход к местному поставщику растворителя глинистой корки и связанные с этим изменения конструкции внутренней части колонны

Первые ГС были пробурены с использованием кислотного растворителя от зарубежного поставщика. Стоимость его была высока, что вынудило СПД реализовать систему «заглушенного хвостовика» в необсаженном стволе в целях уменьшения объема закачки. СПД объединила усилия с местным поставщиком в целях получения прототипа специализированной продукции. Под руководством группы технологов по добыче СПД были проведены испытания, результаты которых приведены в таблице ниже.

Существенная экономия затрат, достигнутая за счет перехода на продукцию местного производства, позволила отделу технического проектирования вернуться к конструкции

перфорированного хвостовика без заглушек и избежать необходимого для сбита заглушек СПО. Сокращение операций позволило снизить продолжительность бурения на 36 часов, что равносильно 6% сокращению общей суммы UDC горизонтальной скважины.

change to inner string design

Initial Hz wells were drilled using an acid breaker from international provider, which was expensive and forced SPD to deploy the open hole “plugged liner” system to limit the consumption. SPD joint forces with a local supplier to developed a tailor-made prototype product. Under the supervision of SPD Production technology group, trials were conducted using and the results are tabulated in the table below.

The substantial cost savings achieved by moving to the local product enabled the front end engineering team to develop an inner-string design, eliminating the need to do an extra run in the hole. The simplified drilling operation reduced the drilling duration by 36 hours, which is equivalent to a 6% reduction in total UDC for the Hz wells.

3. Use of engineering software

SPD has optimized the use of engineering software and trained all field personnel on torque and drag so that they could model these parameters for the casing. Real time monitoring is not needed in vertical or deviated wells but is critical for Hz wells in order to understand if the casing is going down smoothly in the well or is picking up drag as it descends, which indicates a problem.

4. Redesign of drilling fluid system for intermediate section

Observations of the drilling performance showed significant time was spent doing wiper trips to clean the hole prior to running the casing due to poor inhibition and high clay content in the mud. Using the solid control equipment, the majority of the low gravity clay solid was removed by increasing the inhibition and the clay coagulation chemical. As a result fewer wiper trips were required and this reduced the drilling duration by an average of 12 hours per well. The savings due to the shorter drilling duration compared to the cost of the mud properties upgrade yielded a return of 6 times the investment for this initiative alone.

Commercial Initiatives to Drive Down UDC

700м ГС 700 m Hz	Использование технологии «заглушенного перфорированного хвостовика» Using “plugged liner” technology		Использование технологии «хвостовика с внутренней колонной НКТ» Using “inner-string liner” technology	
	Объем (м³) Volume, m³	Стоимость Cost	Объем (м³) Volume, m³	Стоимость Cost
Зарубежный кислотный разжижитель International Acid Breaker	7m³	100%	10m³	150%
Местный поставщик прототипа разжижителя Local Provider Prototype Breaker	7m³	33%	10m³	50%

3. Использование инженерного программного обеспечения

СПД оптимизировала использование инженерного программного обеспечения за счет дополнительного обучения для персонала на месторождении по моделированию осевых и скручивающих нагрузок на обсадную и бурильную колонну. В вертикальных или наклонно-направленных скважинах мониторинг и калибровка в реальном времени могут не требоваться, однако в ГС это критически важные параметры для понимания состояния ствола скважины и наличия осложнений при спуске.

4. Изменение рецептуры бурового раствора для транспортной секции под эксплуатационную колонну

Наблюдения за показателями эффективности бурения продемонстрировали, что значительное время затрачивалось на шаблонировку ствола перед спуском обсадной колонны за счет слабого ингибирования и увеличения зашламованности ствола скважины. Используя оборудование по контролю содержания твердых частиц, удалось устранить большую часть частиц глины малой плотности, повысив ингибирование и увеличив подачу химреагента для коагуляции глины. Как результат уменьшилась время на СПО для шаблонировки, что сократило продолжительность бурения в среднем на 12 часов на 1 скважину. Экономия за счет сокращения продолжительности бурения при сравнении со стоимостью улучшенного раствора принесла 6-кратную рентабельность капиталовложений лишь для данной категории.

Коммерческие инициативы по снижению UDC

Вдохновившись успехом технологического прогресса и результатами импортозамещения растворителя глинистой корки, СПД двинулась по коммерческим рельсам на пути к дальнейшему снижению UDC. Даже несмотря на то, что СПД заняла 1-е место в сравнении среди зарубежных компаний по показателям стоимости на 1 метр проходки и имела договор с зарубежным поставщиком высококачественных услуг по направленному бурению, было принято решение о проведении повторного тендера по данному виду услуг. Обоснованием для этого послужил сопоставительный анализ, проведенный среди дочерних обществ компании “Газпром нефть”, который показал потенциал для улучшений по

Fueled by the success of the technological advances and the negotiations for breaker fluid, SPD pursued commercial avenues to further drive down the UDC. Even though SPD was ranked no. 1 in cost per meter metrics against international benchmark, and was already working with a high quality international directional drilling service provider, a decision was taken to retender the directional drilling contract. This was justified based on Gazprom Neft Basin benchmarking, which showed a potential for cost improvement. Despite some organizational resistance to the initiative given the already solid performance, the retendering led to commercial cost savings on each well. Directional drilling costs dropped by almost 30%.

In addition, the new contracts have been drawn up with a guarantee of results as opposed to guarantee of service. This is a new approach for SPD and has been adopted to ensure well quality is maintained. Two

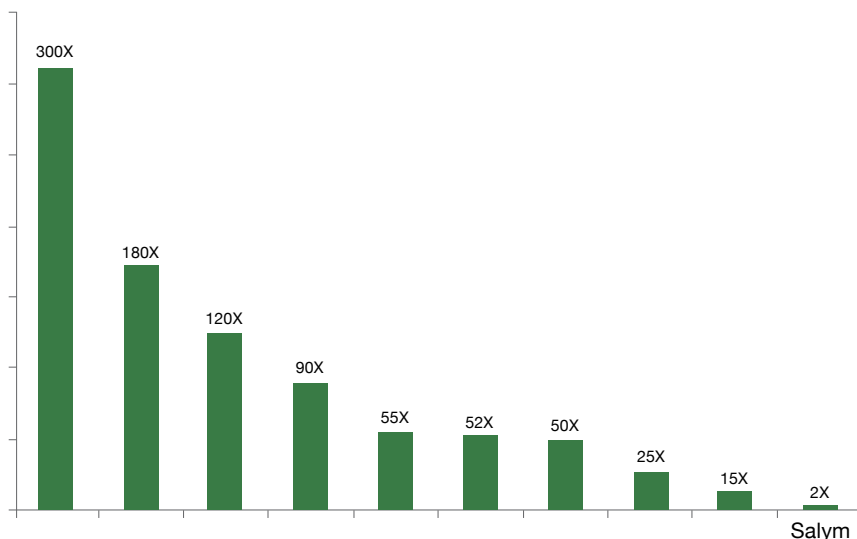


Рис. 4: Стоимость направленного бурения в СПД по сравнению с зарубежными компаниями

Fig 4: SPD benchmarked for directional drilling services cost against international industry benchmark

contractors have been appointed simultaneously where rigs are being split to foster competition between the contractors and make use of the large number of rigs available. Rig allocation will be revisited every 6 months and re-allocated depending on contractor performance.

The commercial initiatives delivered approximately 10% costs saving per Hz well and a UDC reduction of about 3%.

The Results - Improved Hz Economical Performance

In almost every area, the Hz wells are delivering value to investors in terms of production and financial performance. The average well duration has come down from the original 20 to 30 days to a figure of 15, which is much closer to the average duration for a standard well. In mid 2017, a single well was drilled in 13.5 days at

стоимости. Несмотря на некоторое сопротивление этой инициативе внутри организации, в результате повторного проведения тендера была достигнута коммерческая экономия затрат на каждой скважине. Стоимость направленного бурения упала почти на 30%.

Кроме того, новые договоры были составлены с условием гарантии результатов, а не гарантии услуг. Это новый для СПД подход, который был принят для того, чтобы обеспечить поддержание качества скважин. Назначены два подрядчика одновременно, при этом распределение буровых призвано способствовать поощрению конкуренции между подрядными организациями и использованию большого количества имеющихся буровых. Распределение буровых будет пересматриваться каждые 6 месяцев и перераспределяться в зависимости от показателей работы подрядных организаций.

Коммерческие инициативы обеспечили экономию в размере приблизительно 10% на одну ГС и снижение UDC примерно на 3%. Результаты – улучшение финансовых показателей горизонтальных скважин

С точки зрения добычи и финансов ГС приносят дополнительную ценность для компании почти по всем направлениям.

Средняя продолжительность бурения скважины сократилась с первоначальных 20-30 суток до показателя в 15 суток, что гораздо ближе к средней продолжительности бурения стандартной скважины. В середине 2017 г. одиночная скважина была пробурена за 13,5 суток со скоростью 2,78 суток на 1 000 м. Средняя скорость проходки стандартных скважин составляет 2,5 суток на 1 000 м, а целевой показатель по скорости для ГС на 2017 г. составляет 4,5 суток на 1 000 м.

Первоначально стоимость ГС значительно превышала стоимость стандартной (в основном за счет затрат, связанных со временем), однако тренд на [рис. 6](#) показывает, что стоимость указанных

Дни на объекте - Days on Location

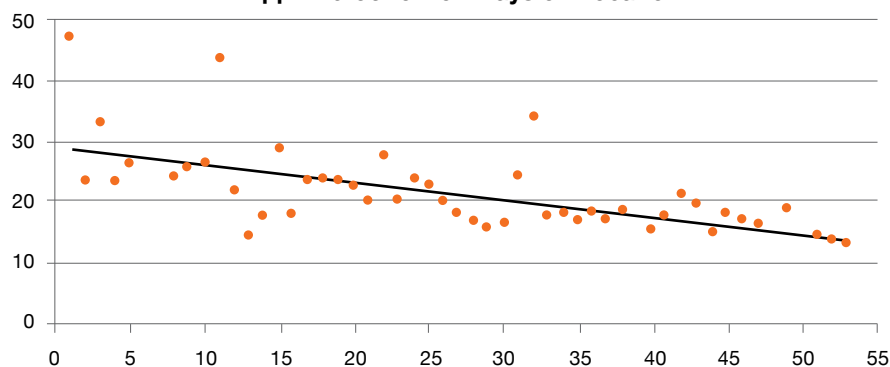


Рис. 5: DOL (дни на объекте) показывает продолжительность бурения горизонтальных скважин

Fig 5: DOL (days on location) shows the duration of the horizontal wells.

Normalised Cost

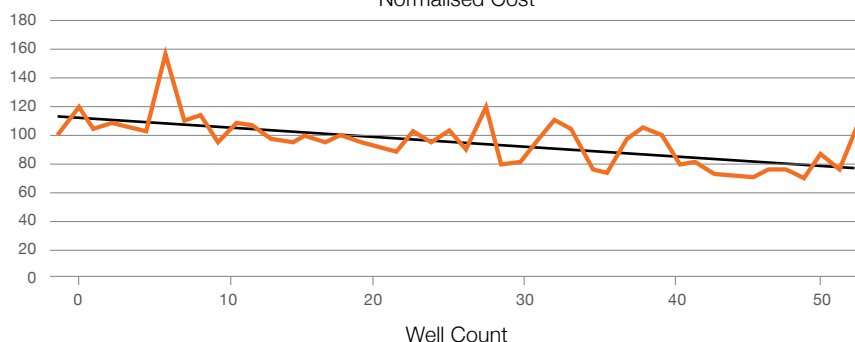


Рис. 6: Постоянные улучшения по стоимости ГС

Fig 6: Continuous improvement in HZ well cost

Normalised UDC

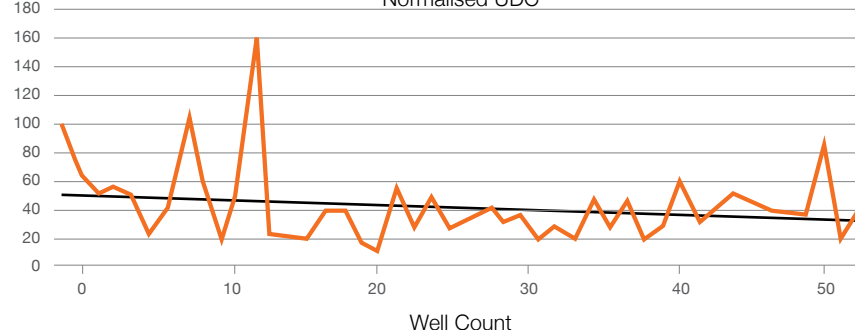


Рис. 7: Постоянные улучшения по UDC ГС

Fig 7: Continuous improvement in HZ well UDC

at a rate of 2.78 days per 1000 m. Standard wells are drilled at an average rate of 2.5 days per 1000 m and the 2017 target rate for HZ wells was set at 4.5 days per 1000m.

Initial HZ well costs were largely more expensive than a standard well (mostly due to time related cost), but the trend in [figure 6](#) shows that these wells have reduced in cost by 35%, placing them now 40% over standard well costs.

скважин снизилась на 35% и теперь превышает стоимость стандартных скважин на 40%. Параллельно с этим UDC ГС удалось уменьшить на 20%. Более жесткие условия коллектора и более сложное расположение скважин привели к постепенному снижению первоначальных темпов, поэтому снижение затрат не отразилось на все 100% в уменьшении UDC.

Сравнение эффективности горизонтальных и стандартных скважин

В свете продемонстрированных улучшений, важно понять эффективность ГС на фоне стандартных скважин. Было проведено сравнение показателей по 46 фактически освоенным ГС с 39 стандартными скважинами, пробуренными в то же время на тех же участках месторождений. Сравнение осложняется тем, что геологические условия отличаются даже в пределах одного и того же участка, а стандартные скважины преимущественно нацелены на большую толщину продуктивного пласта. Это обусловлено тем, что в пласте с большей толщиной встречается большее число барьеров для вертикального притока, что отрицательно влияет не только на продуктивность ГС, но и на коэффициент извлечения нефти в результате наличия недrenированных объемов. Для адекватного сопоставления ГС и стандартных скважин в сходных геологических условиях, была добавлена третья категория, «Стандартные скважины со сходными нефтенасыщенными толщинами (ННТ)» (18 скважин), путем исключения 21 стандартной скважины с большой мощностью продуктивного пласта. Данная категория использовалась в качестве исходной точки для сравнения показателей.

Основные выводы из сравнения (Рис. 8):

- ГС обеспечивают более высокую продуктивность, которая более чем вдвое превосходит показатели стандартных скважин со сходными ННТ
- Поскольку стоимость ГС всего на 40% выше стоимости стандартных, ГС с высокими темпами добычи окупаются на 40% раньше стандартных со сходными ННТ и даже на 20% раньше, чем все стандартные скважины с толщиной продуктивного пласта на 75% больше
- ГС обеспечивают большие извлекаемые запасы на 1 скважину (примерно на 50% выше стандартных скважин со сходными ННТ и на 20% выше всех стандартных скважин с толщиной продуктивного пласта и, соответственно, плотностью геологических запасов, на 75%

In parallel the UDC of Hz wells has seen a reduction of 20%. Tougher reservoir properties and more difficult well placement have led to a gradual reduction in initial rate, hence the cost reduction did not 100% materialized in UDC reduction.

Hz vs Vertical Wells Performance

In light of the improvement shown, it is critical for SPD to understand the comparison of performance of 46 actual completed horizontal wells to 39 standard wells drilled at the same time in the same areas of fields. Comparison is complicated by the fact that geological conditions vary even within single area, and standard wells targeted mostly zones with higher net pay. This is because thicker reservoirs have more barriers to vertical flow, which negatively impact not only productivity of horizontal wells, but also recovery factor as a result of not drained volumes of oil. For proper comparison of Hz and standard wells in similar geological conditions – a third category “Standard Wells with similar Net Pay” was added by excluding 21 standard well with high net pay. This category was used as baseline for performance comparison.

Some key observations from that comparison:

- Hz wells provide higher productivity, more than twice outperforming standard wells in similar net pay zones
- Since Hz wells cost only about 40% more than standard wells – fast-producing Hz wells pay back 40% earlier than standard wells in similar net pay zones and even 20% earlier than all standard wells with 75%-thicker net pay

Сравнение стандартных и горизонтальных скважин
Standard Wells vs Horizontal Wells

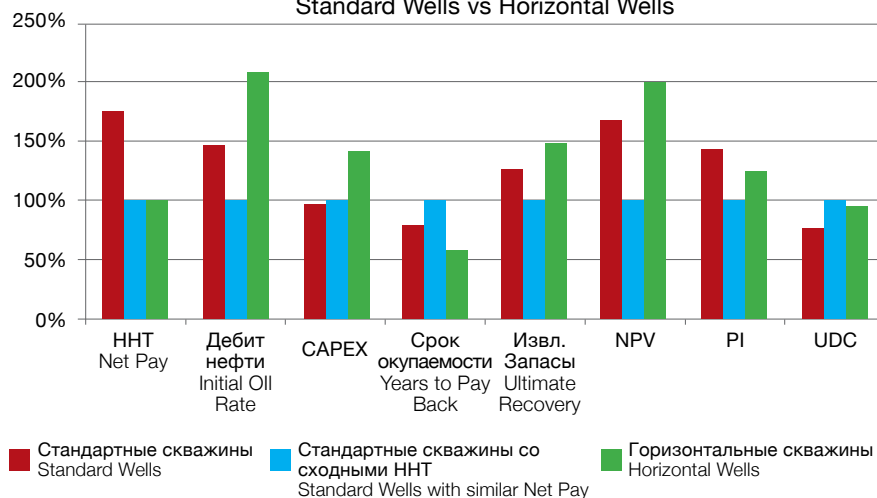


Рис. 8: Сравнение показателей 46 фактических ГС с 39 стандартными скважинами на тех же участках и 18 стандартными скважинами со сходными толщинами пласта

Fig 8: Performance comparison of 46 actual Hz wells against 39 standard wells in same areas and 18 standard wells in same areas with similar net pay

больше) – за счет большей площади дренирования

- В результате этого значения NPV, PI и UDC у ГС выше, чем у стандартных скважин со сходными ННТ. NPV ГС является наивысшим по всем категориям за счет наилучшей продуктивности и извлекаемых запасов на скважину

Заключение

Для СПД было важно показать, что несмотря на более высокую стоимость, горизонтальные скважины являются приоритетным инструментом для разработки участков с низкими ННТ и удаленных зон. ГС обеспечивают большие извлекаемые запасы и NPV на скважину – благодаря большей площади зоны дренирования.

После того, как на протяжении 10 лет были реализованы инвестиции мирового класса в области стандартных скважин, СПД за пару лет удалось создать еще инструмент инвестиций мирового класса для нового типа скважин, который станет преобладать по мере ухудшения свойств доступных резервуаров.

Следующей задачей для СПД станет поддержание достигнутой на сегодняшний день доходности в процессе доступа к коллекторам во все более сложных условиях (все меньшее значение Kh). В указанных условиях отделу геологии и отделу технического проектирования скважин необходимо вести совместную работу по поддержанию низких значений UDC за счет постоянного снижения издержек при помощи удешевления дизайна скважин, удлинения горизонтальных участков для повышения дренирования или искусственного повышения Kh с применением технологии многоступенчатого ГРП.

Выражение признательности

Авторы хотели бы поблагодарить руководство компании СПД за поддержку публикации настоящей статьи. Отдельно хочется поблагодарить Алексея Говзича, генерального директора СПД, Якова Волокитина, начальника управления геологии и разработки месторождений, и Инну Эдельман, руководителя отдела геологоразведочных работ и планирования разработки.

Авторы хотели бы также отметить достижения команды на месторождении в ходе успешной реализации. Команда на месторождении базируется в Салыме и включает в себя высококлассных профессионалов в области бурения и геологии, которых возглавляют Виталий Митрошкин и Андрей Кобылкин (геология), Янс Бруммельман и Шон МакГерк (бурение). Без их навыков и способностей СПД не удалось бы достичь столь высоких результатов в области горизонтальных скважин.

- Hz wells provide higher ultimate recovery per well (about 50% on top of standard wells in similar net pay zones and 20% higher than all standard wells with 75%-thicker net pay and hence STOIP density) – because of larger drainage area

- higher than standard wells in similar net pay zones. NPV of Hz wells is highest of all categories due to best productivity and ultimate recovery

Conclusion

It was important for SPD to demonstrate that despite the higher cost, HZ wells are the investment of choice in low pay net zone and for difficult well placement. Hz wells provide higher reserves and NPV per well – thanks to larger drainage area and for lower net pay zones.

After delivering 10 years of world class investment with their standards wells, SPD managed, in couple of years, to create another world class investment for a new type of well that will become predominant as the accessible reservoir properties worsen.

The next challenge for SPD will be to maintain the return achieved so far while always accessing more and more difficult reservoir conditions (lower and lower Kh). Under these conditions, the Subsurface Team and Front End Design Team need to continue to work together to sustain UDC down through continuous cost improvements with cheaper well design, longer horizontal for higher drainage or increase the Kh artificially through multistage fracc technology.

Recognitions

The authors would like to thank SPD management team that supported the publication of that article. More specifically Alexey Govzich SPD CEO, Blake Stephenson Wells Manager, Yakov Volokitin Petroleum Engineering Manager and Inna Edelman Head of Reservoir Engineering.

The authors would also like to recognize the accomplishment of the field team for the successful execution. The field team is based in Salym and made of Drilling and Subsurface high quality professionals that are led by Vitaly Mitroshkin & Andrey Kobylnkin for the Subsurface, Jans Brummelman & Sean McGurk for the drilling. Without their skills and aptitude, the Horizontal Wells would not have yielded these high returns for SPD.