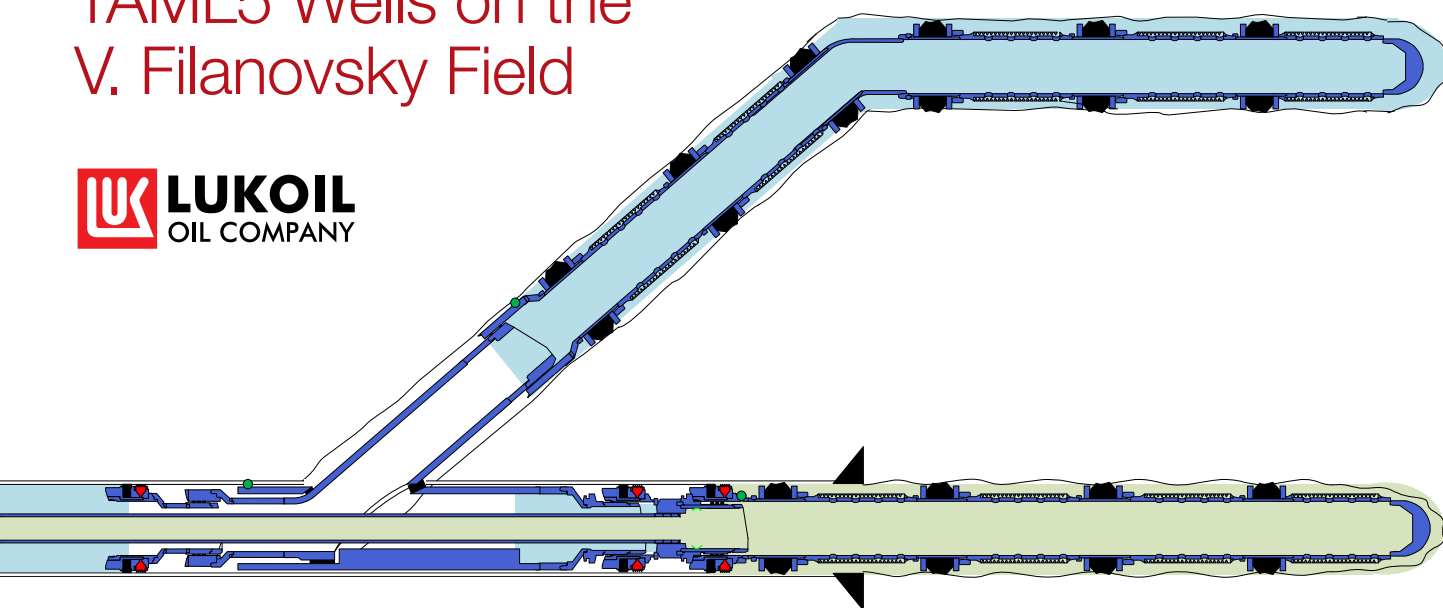


ЛУКОЙЛ: Первые Интеллектуальные Двуствольные Скважины TAML5 на Месторождении им. В. Филановского

LUKOIL: First Intelligent Multilateral TAML5 Wells on the V. Filanovsky Field



М. Ю. Голенкин: ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефт»
А. С. Латыпов, С. А. Шестов, И. А. Булыгин, А. М. Хакмедов: Шлюмберже

Mikhail Yurievich Golenkin: «LUKOIL-Nizhnevolzhskneft» LLC
Artur Latypov, Sergei Shestov, Igor Bulygin, Azat Khakmedov: Schlumberger

Первые интеллектуальные двуствольные скважины на месторождении им. В. Филановского - это яркий пример того, как новые технологии помогают оптимизировать затраты и, благодаря увеличению охвата дренируемых запасов, повысить дебиты скважин. Двуствольная геометрия скважины, с возможностью одновременно отслеживать и контролировать каждый ствол по-отдельности, способствует оптимизации работы скважины, продлению периода безпроблемной эксплуатации скважины и вносит вклад в увеличение накопленной добычи с месторождения. Статья акцентирует внимание на конструкции скважин, выполнении работ и результатах эксплуатации скважин.

Работа была проделана в несколько этапов:

1. Компания ЛУКОЙЛ выбрала конструкции скважин для минимизации затрат и достижения целевых показателей по добыче и коэффициенту извлечения нефти.
2. Компания ЛУКОЙЛ опробовала технологии по строительству двуствольных интеллектуальных

The first Intelligent multilateral TAML5 wells on the V. Filanovsky Field are a great example of how new technologies are helping to optimize CAPEX, and thanks to a higher productivity index, achieving higher production rates. Multilateral well geometry combined with an ability to monitor and control each leg separately helps to optimize flow patterns, prolongs well life and contributes to a higher cumulative production. The paper focuses on well design, project execution and production results.

To achieve the results, the work was conducted in several phases:

1. Choose a well design which would optimize CAPEX and reach production and recovery targets.
2. Perform two trial jobs on an existing mature field to learn about the technology and to prove the concept.
3. Use the experience gained on the trial jobs to optimize the requirements, well design and procedures.
4. Execute the job, control and manage the execution to ensure compliance to the plan.
5. Review the first production results and estimate benefits obtained from the project.

скважин на зрелом месторождении имени Ю. Корчагина.

3. На основе полученного опыта, проект разработки месторождения им. В. Филановского был дополнен и обновлен.
4. В начале 2017 года были пробурены две первые интеллектуальные двуствольные скважины.
5. По результатам ввода в эксплуатацию был проведен анализ ключевых параметров работы скважин и оценена целесообразность строительства двуствольных скважин на проекте.

Статья описывает все шаги, фокусируясь на процедуре установки внутрискважинного оборудования, извлеченных уроках и обзоре результатов работы скважины.

В результате проделанной работы компания ЛУКОЙЛ успешно пробурела две первые интеллектуальные двуствольные скважины на месторождении им. В. Филановского, дебиты которых оказались выше на 20-60% по сравнению с дебитами соседних горизонтальных скважин. Эти первые скважины в очередной раз показали, что современные интеллектуальные многоствольные технологии являются достаточно зрелыми, чтобы обеспечивать стабильные результаты. Ввод скважин в эксплуатацию показал, что их фактические дебиты совпадают с расчетными. Все это в очередной раз показывает, что конструкция интеллектуальных многоствольных скважин обеспечивает ряд преимуществ, таких как экономия слотов на платформе, более высокие дебиты скважин, ускоренный прирост добычи, и может способствовать увеличению общей накопленной добычи на месторождении.

Введение

Широко принято мнение, что бурение многоствольных скважин является настолько рискованным, что нет смысла рассматривать двуствольные технологии для применения в разработке реальных месторождений. Цель статьи - показать, что многоствольные технологии успешно применяются для практических нужд, принося значительные выгоды для проекта. В частности, на месторождении им. В. Филановского интеллектуальные двуствольные скважины помогают увеличить дебиты нефти, снижают капитальные затраты и способствуют увеличению накопленной добычи.

Существуют проекты, где все месторождение разрабатывается двух- и трёхствольными скважинами. Обычно основной причиной для использования многоствольных скважин является сложный пласт, который не получается эффективно разработать обычными скважинами. Например, месторождение Vincent (Nettleship и др. 2014)

This paper describes all the steps focusing mainly on installation procedure, execution and production results review.

As a result of the work done, LUKOIL successfully installed two first intelligent TAML5 completions on the V. Filanovsky field and achieved ~20%-60% higher production than on nearby single bore wells (up to 38000 bpd). This first wells proved that the contemporary intelligent and multilateral completion technologies are mature enough to deliver consistent results. Production results showed that the actual productivity index matches the predicted results. This proved that intelligent multilateral well design enables many benefits, such as slot preservation, higher productivity indices, faster production buildup and can facilitate reaching higher cumulative production from the field.

The paper describes the introduction of complex intelligent multilateral well design. This practical example can be used for future reference by drilling and production focused petroleum industry professionals to better understand benefits and limitations of existing technologies. Actual production result can also be used as a benchmark for field development planning.

Introduction

There is still a generally accepted opinion, that multilateral wells are risky to drill, that there is no practical point to consider multilateral technologies for real life field development planning. The goal of this paper is to show that multilateral technologies can be successfully applied for practical needs, bringing significant benefits for the project. Specifically, for V. Filanovsky project intelligent TAML5 multilateral wells help to reduce capital investments, maximize production rates and contribute to increase of total recovery.

There are projects, where the whole field is developed with bilateral and trilateral wells. The main driver for multilateral wells is normally a complex reservoir, which cannot be developed efficiently with conventional wells. For example, the Vincent field (Nettleship et al. 2014) is deep water heavy oil reservoir, where conventional wells do not provide sufficient reservoir coverage and productivity, so multilateral wells were used to improve the well productivity index, maintaining capital expenditures at a reasonable level. Another example is the Korchagin field, (Shestov et al. 2015; Ruzhnikov et al. 2016; Eliseev et al. 2016) an oil rim reservoir with active gas cap, which requires strategic well placement and drawdown management to achieve target oil recovery.

The V. Filanovsky field, where two first intelligent bilateral wells were drilled, is a long anticline trap complicated by series of faults, which divide the reservoir into several semi-connected blocks. The main Lower Cretaceous

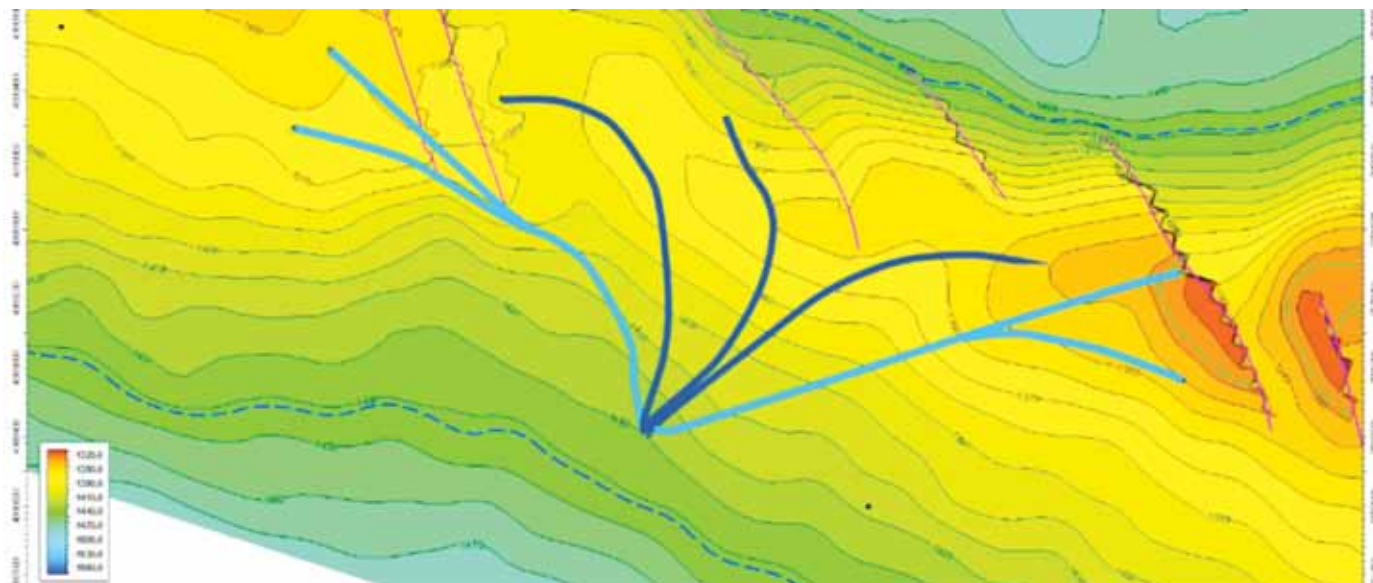


Рис. 1. Карта месторождения им. В. Филановского

Fig. 1. Filanovsky Phase 1 map

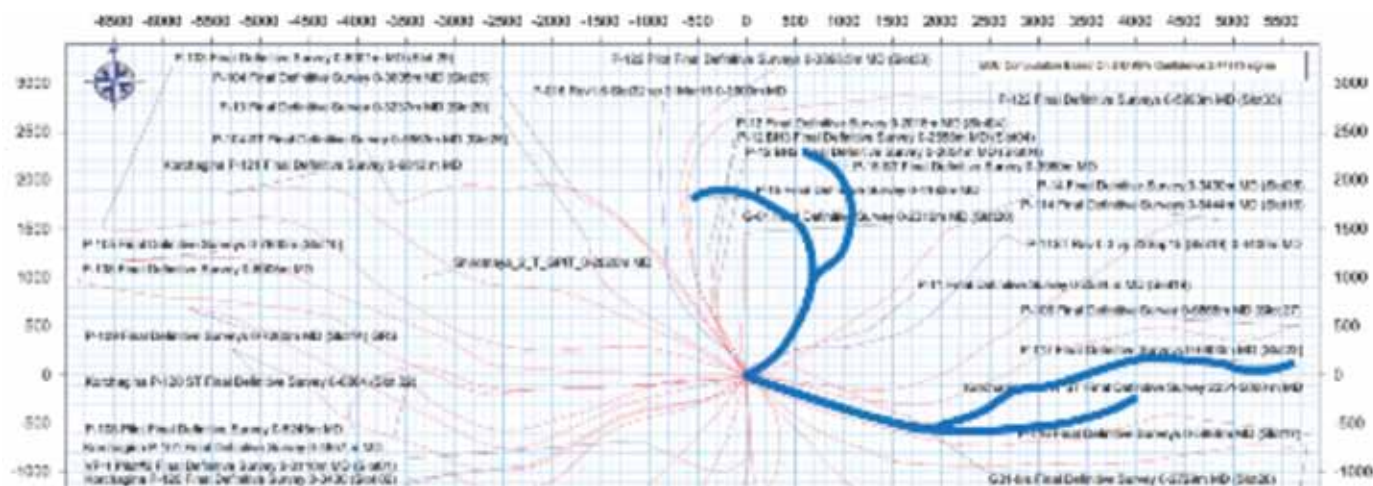


Рис. 2. Первые интеллектуальные двуствольные скважины на месторождении им. Ю. Корчагина

Fig. 2. First Intelligent TAML5 wells on Korchagin Field

представляет собой слабосцементированный коллектор, насыщенный высоковязкой нефтью. Обычные горизонтальные скважины не позволяли экономически эффективно охватить пласт бурением и обеспечить необходимые уровни добычи. Многоствольные скважины позволили увеличить дебиты скважин, удерживая капитальные затраты на разумном уровне. Другой пример, месторождение им. Ю.Корчагина, (Шестов и др. 2015; Ружников и др. 2016; Елисеев и др. 2016) представляет собой месторождение с газовой шапкой и нефтяной оторочкой. Чтобы достичь проектных целей по добыче и коэффициенту извлечения нефти, важно очень точно располагать горизонтальные стволы между ВНК (водонефтяным контактом) и ГНК (газонефтяным контактом). Кроме того, необходимо минимизировать депрессию на

reservoir contains 4 productive beds, separated from each other. At field development planning stage the V. Filanovsky field's estimated production rates were ~35000 barrels per day per well, which made this project critical for LUKOIL.

At the beginning of the field development planning, to minimize the number of used slots on the platform, the producing wells were designed as dual laterals. To minimize risks, producers could be drilled as a single bore and then converted to dual laterals. To ensure that the technology is mature enough, two trial jobs were conducted on the nearby Korchagin field (Figure 1). These jobs went smoothly with zero non-productive time related to the multilateral operations. This first success proved the concept of intelligent multilateral wells from both technical and economic standpoint.

EAGE

EUROPEAN
ASSOCIATION OF
GEOSCIENTISTS &
ENGINEERS



2018 Санкт-Петербург



8-я международная конференция и выставка

Инновации в геонауках – время открытий

Важные даты

Окончание регистрации по льготному тарифу

25 января 2018 г.

**Уведомление авторов
о включении в программу**

10 декабря 2017 г.

**Окончание предварительной
регистрации**

25 марта 2018 г.

ЗАРЕГИСТРИРУЙТЕСЬ СЕЙЧАС!

9-12 АПРЕЛЯ 2018 ГОДА | САНКТ-ПЕТЕРБУРГ, РОССИЯ

WWW.EAGE.ORG | WWW.EAGE.RU

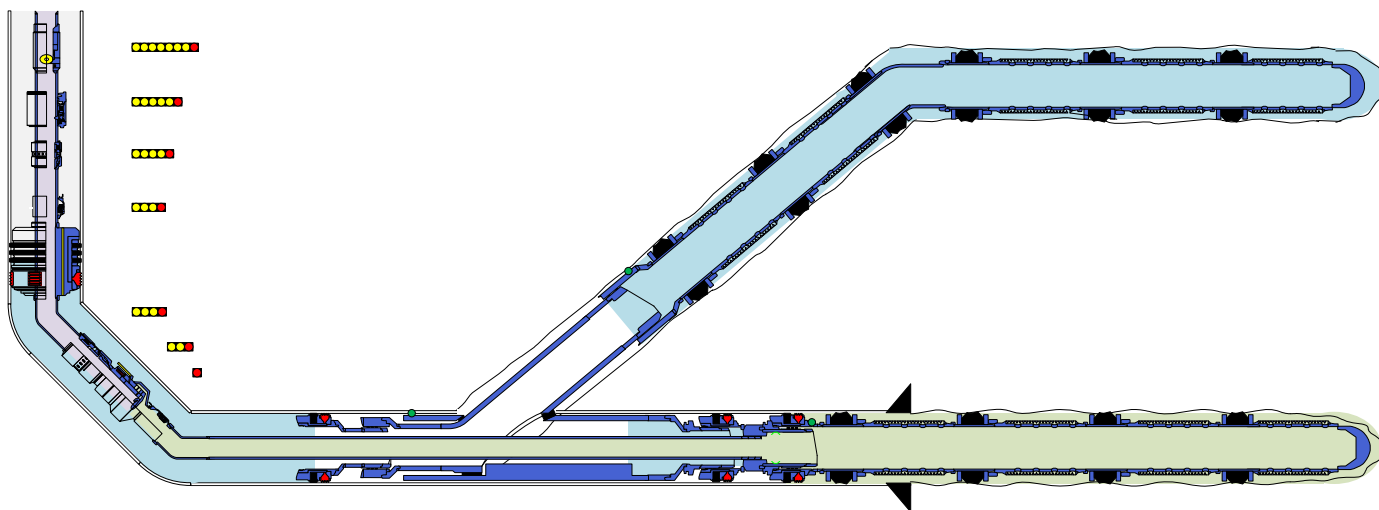


Рис. 3. Конструкция Скважин А и В **Fig. 3.** Filanovsky well A design. Intelligent TAML5 well

пласт во избежание преждевременного прорыва газа или воды. В этих условиях двуствольные скважины позволяют распределять депрессию на большую площадь коллектора, тем самым отдаляя неизбежные прорывы газа и способствуют увеличению накопленной добычи нефти.

Месторождение им. В.Филановского представляет собой антиклинальную ловушку, осложненную серией разломов, которые делят коллектор на несколько частично-сообщающихся блоков. Основной объект разработки, нижнемеловой пласт состоит из четырех пропластков разделенных перемычками. На этапе проектирования разработки ожидаемые дебиты нефти для одноствольных скважин закладывались на уровне 2500т/сут, для двуствольных скважин – 4000т/сут, что показывает, насколько важным этот проект является для компании ЛУКОЙЛ.

Для того, чтобы минимизировать количество используемых слотов на платформе, все добывающие скважины были запланированы как двуствольные. Для того чтобы снизить риски и обеспечить гибкость в управлении месторождением, добывающие скважины могли быть пробурены как одноствольные, с возможностью строительства второго ствола позже. Чтобы убедиться, что технологии достаточно зрелые, были запланированы и выполнены две пробные работы на соседнем зрелом месторождении им. Ю. Корчагина (Рис. 2) (Ружников и др. 2016). Работы прошли без инцидентов, без непродуктивного времени, связанного с многоствольными операциями. Первые успешные работы доказали, что строительство интеллектуальных двуствольных скважин имеет смысл как с технической, так и с экономической точки зрения.

The first phase of the V. Filanovsky field development consisted of 6 producers and 2 injectors. 2 wells were planned to be drilled as dual laterals from the start – Well A and Well B.

Well's A and B were designed to drain the same reservoir with two wellbores equipped with sand screens. TAML5 pressure-tight junctions were used to prevent gas coming into casing exit interval in case the sidetrack drilled into a gas-saturated interval. Intelligent completion strings with pressure and temperature gauges and downhole multiposition flow control valves allow the monitoring and control of production from each leg separately. Above the flow control valves the production streams commingle. The main bore liner screens are equipped with closable sleeves, which are designed to be operated through the upper completion.

Execution Case Study

In order to share the practical experience accumulated after drilling 4 dual lateral wells, the sequence of the operations for multilateral well drilling and completion with comments is presented below.

Production Casing Interval

There are a series of considerations with regards to the production casing interval planning. Best practice is to prepare the sidetrack drilling in advance. For the casing joints, where window is intended to be cut, centralizers are installed not on the middle of the joints, but at the top, right below the coupling. Since cement quality is crucial for a successful casing exit, normally the lower parts of the production casing are planned to be cemented with a heavier slurry. To optimize the equivalent circulating density, the bottom section of the casing is placed above reservoir in a stable shale interval. Apart from that, the casing exit points are normally planned to be placed in stable rock intervals, preferably non-permeable, to ensure

Caspian Oil&Gas



25-я Юбилейная
Международная Выставка
Нефть и Газ Каспия

29 мая - 1 июня 2018

Баку Экспо Центр
Баку, Азербайджан

Для дополнительной информации

www.cog.az

1994-2018
25
лет

ВЕДУЩЕЕ СОБЫТИЕ
НЕФТЕГАЗОВОЙ
ИНДУСТРИИ
КАСПИЙСКОГО
РЕГИОНА

#CaspianOilandGas  www.fb.com/CaspianOilGas

Организаторы



ITE MOSCOW (МОСКВА)
Тел. : +7 (499) 750 0828
E-mail: oil-gas@ite-expo.ru
www.caspianoilgas.ru

ITECA CASPIAN (БАКУ)
Тел. : +99412 4041000 / 27
E-mail: oilgas@iteca.az
www.cog.az

Первая фаза разработки месторождения им. В. Филановского планируется с использованием бурения 6 добывающих и 2 нагнетательных скважин. Из них 2 добывающие скважины было решено пробурить в двуствольном исполнении сразу – скважины А и В (Рис.1, Рис.3).

Стволы двуствольных скважин были проложены в один и тот же целевой горизонт, каждый ствол оборудован противопесочными фильтрами. Фильтры основного ствола оборудованы сдвижными втулками (муфтами), которые позволяют закрывать фильтры с помощью инструмента на геофизическом кабеле или гибких насосно-компрессорных трубах без извлечения колонны внутрискважинного оборудования. Для предотвращения попадания газа в скважину в случае вырезки окна в газонасыщенном интервале скважины оборудуются герметичным узлом разветвления TAML5. Колонна внутрискважинного оборудования с датчиками давления и температуры и многопозиционными клапанами контроля притока позволяет отслеживать состояние скважины и контролировать добычу из каждого ствола по-отдельности.

Обзор выполнения работ

Для того, чтобы поделиться опытом, накопленным в процессе подготовки и бурения четырех двуствольных скважин, ниже представлено описание процедуры строительства скважин с комментариями.

Бурение интервала под эксплуатационную колонну

При планировании двуствольной скважины важно учесть ряд моментов, связанных с бурением интервала под эксплуатационную колонну. Для той части труб обсадной колонны, где планируется вырезать окно, центраторы устанавливаются не в середине трубы, а под муфту, с тем, чтобы избежать фрезерования окна сквозь центратор. Система вырезки окна и узел разветвления имеет технологическое ограничение по пространственной интенсивности, не более 3°/30м. Кроме основной точки зарезки выбирается запасная, на 20м выше. Хвостовик размещается с перекрытием в 80м и окно вырезается на 30м выше хвостовика. Так как качество цементирования критически важно для успешной вырезки окна, нижний интервал обсадной колонны цементируется с использованием более тяжелого цементного раствора, чем обычно. С тем,

hydraulic integrity at the junction once it is installed. The casing exit interval has a restricted dog leg severity less than 3°/100ft. The contingency sidetrack point is normally chosen two casing joints above the primary one. As a common practice, the main bore liner has 80 meters overlap with the production casing, and the window can be cut ~30 meters above the liner. For Well A this meant that ~130-180 meters at the bottom of production casing has to be placed within a 12 meter-thick layer of shales (Figure 4). And inside this interval 30 -70 meters must be with a dog leg severity less than 3°/100ft.

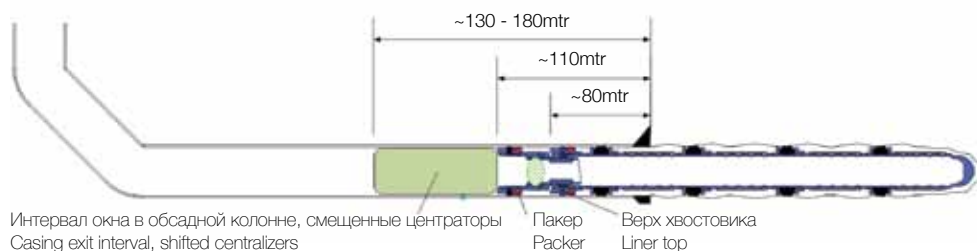


Рис. 4. Выбор интервала для фрезерования окна
Fig. 4. Casing exit interval positioning

For Well A the project team set up two more requirements. Firstly, the casing exit interval must be not only tangent, but also below a 90° inclination. Considering that the target bed should have inclination of 92-93°. The reason for this was there is not much of a track record for window milling in angles above 90°. In addition, this tangent section length was 130 meters to provide 6 potential sidetrack points. Second, as per the development plan, the reservoir had to be penetrated at specific coordinates. This means that if the target formation is higher than expected or has a higher inclination, the well cannot be shortened. It must be drilled with inclination $\geq 90^\circ$ within the target bed to reach target coordinates where the casing TD is planned.

As a result, the well trajectory was quite complex. When the motherbore liner was run later, during the ball pumping to release the running string, losses of 50% were observed. Flow rate was limited and setting the ball did not land the liner running tool as planned. To release the liner running tool, it was necessary to drop a sponge ball which chased the ball to the seat and helped to release running string. In this case the complex well trajectory (Figure 5) caused difficulties with the liner run.

When the next multilateral well (Well B) was planned, all requirements were analyzed and ranged. Requirement for the tangent section length was reduced from 130m to 70m. The risk of sidetracking in inclination more than 90° was rated as non-critical. After these adjustments Well B's trajectory was significantly smoother (Figure 6) and the liner was run, set and released without complications.

This specific example shows that all the requirements and risks must be considered together, then ranged

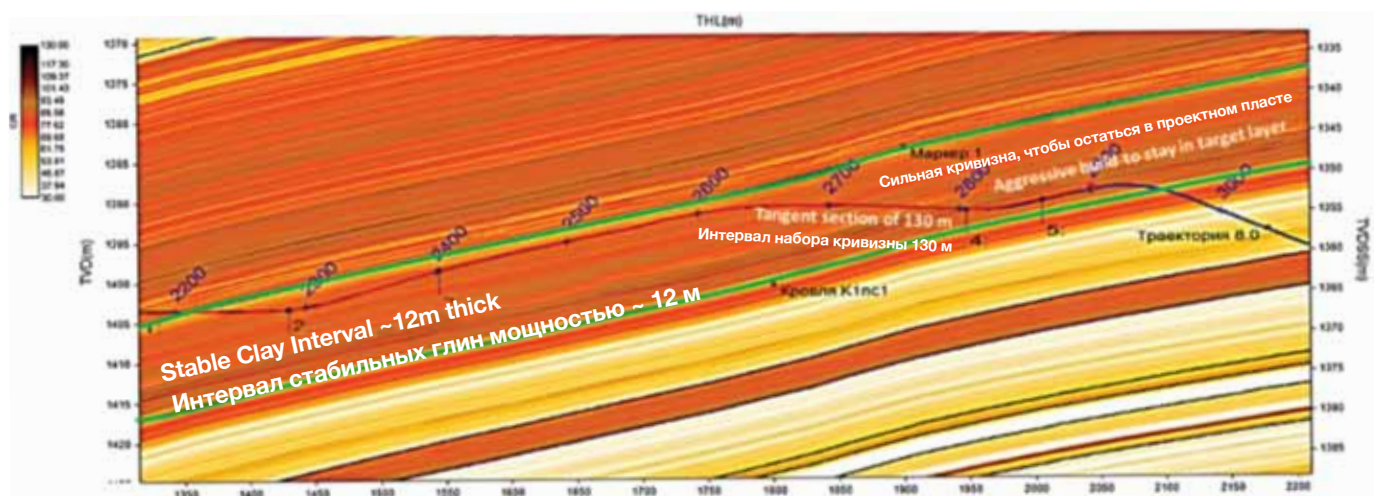


Рис. 5. Траектория нижней части секции под эксплуатационную колонну скважины А.
Fig. 5. Well A production casing landing trajectory.

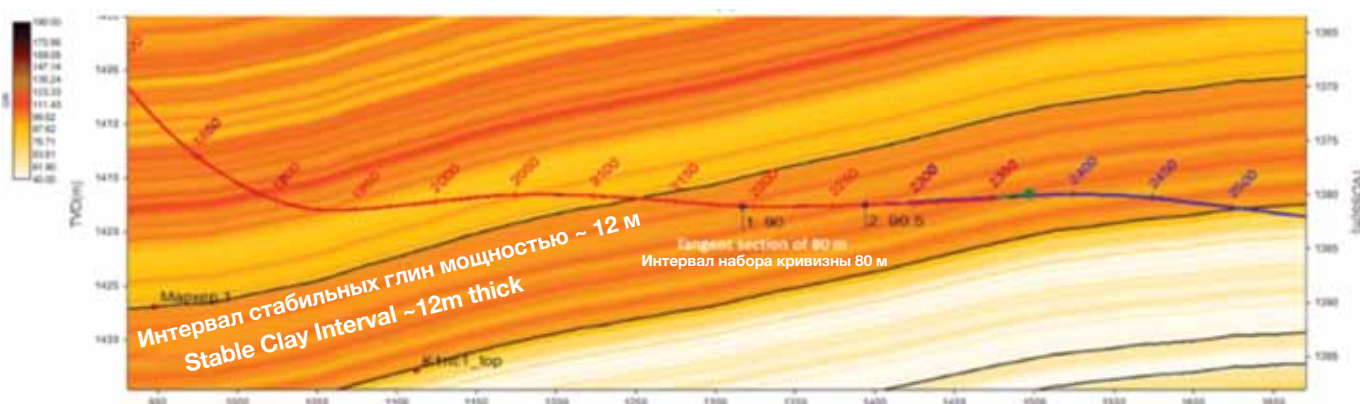


Рис. 6. Траектория нижней части секции под эксплуатационную колонну скважины В
Fig. 6. Well B production casing landing trajectory

чтобы при цементировании плотность раствора не превысила градиент начала поглощения, нижняя часть обсадной колонны размещается в более устойчивых породах. Для того, чтобы избежать обрушения пород в интервале окна после вырезки, интервал вырезки также размещается в устойчивых породах. Для минимизации риска попадания нежелательного флюида (газа или воды) из интервала окна, по возможности окно вырезается в непроницаемых породах. В случае с месторождением им. В. Филановского всем этим требованиям соответствует глинистый интервал над целевым коллектором.

Обобщая требования к траектории, 130м-180м нижней части эксплуатационной колонны должны быть установлены в 12-метровой глинистой перемычке. Интервал вырезки окна длиной 30м-70м должен быть пробурен с пространственной интенсивностью не более 3°/30м.

according to their critical level. The final plan must be a compromise between the overall minimal risk/deviation from the required plan. In this specific case the redundant contingency casing exit points and non-critical trajectory features were sacrificed to simplify the well trajectory and to minimize the risks during liner deployment.

Setting the Anchor Packer with an Isolation Valve and Checking Orientation

Once the first lateral is drilled and completed as usual, multilateral operations start. First step is to set the anchor packer assembly to isolate the main bore and to create a foundation for the window milling and junction installation. The whipstock for the casing exit uses an anchor packer as an anchoring and orienting device, and later the multilateral junction is installed into the same packer.

To adjust the high side orientation of the window, the orientation of the packer can be measured during a separate run. A good alternative to that is to use a slim

Для скважины А потенциальный интервал вырезки (4) был удлинен, чтобы обеспечить до 6 запасных точек для вырезки окна. Кроме того, так как вырезка окна обычно производится в интервале с зенитным углом менее 90° , интервал под вырезку было решено пробурить не превышая 90° . Сам пласт залегает с углом 92° - 93° .

В результате траектория в нижней части секции эксплуатационной колонны получилась довольно сложной. После спуска хвостовика в основной ствол при прокатке шара для отсоединения спускового инструмента, было получено поглощение до 50%. Для контроля поглощения расход был ограничен и шар не получилось докачать до седла. Для того, чтобы шар дошел до седла, в колонну бурильных труб был сброшен губчатый шар, который позиционировал установочный шар в седле и позволил отсоединить спусковой инструмент гидравлически. В случае скважины А сложная траектория (5) стала причиной проблем при спуске хвостовика.

Когда планировалась следующая двуствольная скважина В, все требования, описанные выше, были проанализированы и отсортированы по критичности. Требование к длине интервала для вырезки окна было сокращено с 130м до 70м. Риск вырезки окна в участке с углом больше 90° был признан низким. После того, как требования были пересмотрены, траектория скважины В получилась заметно более гладкой (6) и хвостовик был спущен без каких-либо инцидентов.

Этот пример показывает, что требования, ограничения и риски, которые рассматриваются при планировании работ, должны быть проанализированы в совокупности и отсортированы по важности. Финальный план работ должен позволить выполнять поставленные задачи с минимумом рисков. В данном случае лишние запасные точки вырезки



Рис. 7. Установка и опрессовка пакера-якоря
Fig. 7. Anchor packer installation and testing

MWD tool below the packer setting tool, pre-orient the packer into desired high side and then set it.

Casing Exit



Рис. 8. Фрезерование окна в обсадной колонне **Fig. 8.** Casing exit operations

The window is cut with the use of standard casing exit system, compatible with an anchor packer. Good practices for such operation are torque control and ROP control, especially in lower part of window. The length of the rathole drilled should be minimized to avoid wellbore washout and trajectory drop.

Lateral Bore Drilling and Completion

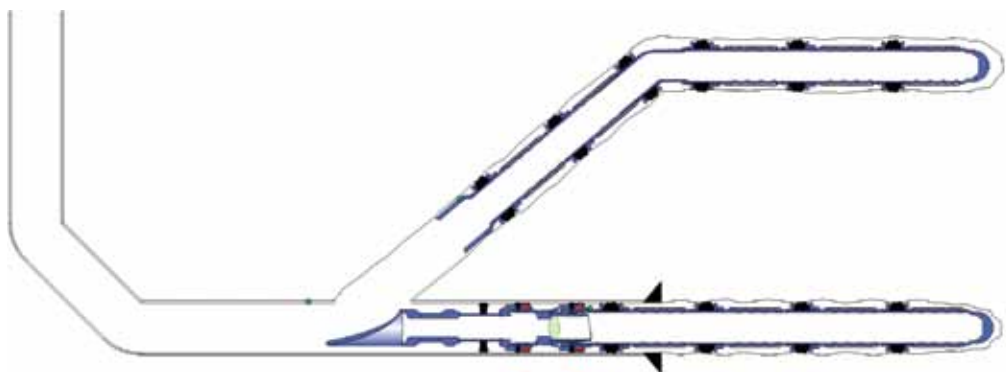


Рис. 9. Боковой ствол **Fig. 9.** Lateral Liner installation

In general, the drilling is performed as usual. One important point is – during the POOH section of ~25 meters where liner top is going to be dropped, this is relogged with a logging tool. This caliper log is used to place the liner top in a section with an ID close to nominal, which facilitates the connection of junction and lateral liner later on.

Lateral Liner

The lateral liner is deployed to the planned depth and dropped in the open hole 7-9 meters below the window.

окна и некритичные требования к траектории были отброшены для упрощения траектории и минимизации рисков при спуске хвостовика.

Установка пакера-якоря с изоляционным клапаном и проверка ориентации

После того как основной ствол пробурен и обсажен обычным порядком, начинаются операции по строительству второго ствола. Первый шаг — это установка компоновки пакера-якоря для изоляции основного ствола и создания якорного механизма для вырезки окна и установки узла разветвления.

Для того, чтобы сориентировать окно в желаемое направление, ориентация пакера может быть измерена отдельным рейсом с помощью забойной телесистемы. Хорошей альтернативой этому рейсу может быть использование телесистемы в составе компоновки установочного инструмента пакера. Это позволяет сориентировать пакер в желаемое направление и потом установить его.

Фрезерование окна

Окно фрезеруется стандартной системой, совместимой с пакером-якорем. При операциях важно контролировать момент вращения и ограничивать проходку, особенно в нижней части окна. Длину шурфа рекомендуется минимизировать, чтобы избежать падения траектории и размыва пород в интервале окна.

Бурение бокового ствола

Операции проходят обычным порядком. При бурении важно контролировать момент во избежание заклинивания инструмента в окне. Если установить голову хвостовика в размытой секции, это может затруднить стыковку с узлом разветвления. Чтобы этого избежать, при обратной проработке ствола, в интервале 25 метров под окном прописывается каверномер.

Боковой хвостовик

Боковой хвостовик спускается без вращения во избежание проворота клина и заклинивания в окне. Боковой хвостовик сбрасывается 7-9м ниже окна (Рис.9). Позже, при установке в скважине узла разветвления, он заходит в хвостовик и герметично стыкуется внутри. Важно, чтобы глубина головы хвостовика была известна с точностью ± 1 м.

При бурении глубина забоя скважины измеряется вращающейся компоновкой на бурение, а при спуске хвостовика — без вращения. В связи со складыванием колонны труб в скважине, разница в измеренной глубине забоя может превышать 1м. При этом рассчитать глубину верха хвостовика возможно, но

Then, when the multilateral junction is being installed, this junction is connected and sealed inside the lateral liner. The important part is - in order to perform the depth of lateral liner has to be known within a 1 meter tolerance.

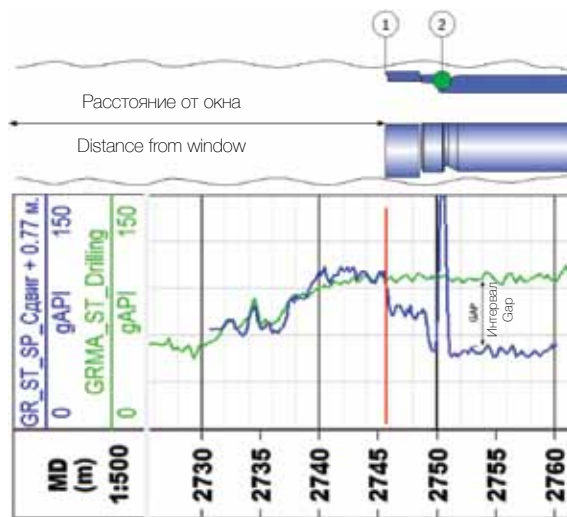


Рис. 10. Каротаж при спуске хвостовика. 1 - верх хвостовика, определенный при спуске. 2 - Гамма метка, установленная в хвостовик. Зазор между каротажными соответствует толщине стенки хвостовика

Fig. 10. Lateral liner position logging. 1. Top of liner, determined with MWD in memory mode. 2. Location of pip tag in liner. Gap between LWD and memory logs corresponds to metal thickness of liner parts installed downhole

When a well is drilled, the BHA shows one bottom hole depth, and when the liner is run, the BHA normally goes deeper than the measured bottom hole depth. An important point is that this tally error can be calculated to some extent, but as with any calculations, one cannot be sure they are 100% correct. For multilateral lateral liners this tally error is caused by buckling and casing/drillstring tally differences that can be a problem, as the spacing of the junction elements must be very accurate.

In order to eliminate the liner top depth uncertainty, the lateral liner was run with a MWD, in memory mode, below the standard liner running tool. Pip tags were installed in the liner top connection to be a reference point of the liner. The same pip tag was installed into the whipstock to be a reference point for the mainbore. As a result, operator was able to compare the LWD gamma log and memory gamma log from the liner running tool and measure the actual distance between the pip tags. In addition, the log comparison showed, that in an open hole section the logs coincide. But in the sections, where the tool was inside the liner, the gap between the logs occurred. This gap value corresponds to the thickness of the steel part of the liner. Meaning that not only the distance between pip tags can be measured, but the position of all of the logged liner parts can be seen on either log.

имеющиеся неопределенности не позволяют доверять расчетам. Для двуствольной скважины неточность в мере может привести к необходимости совершить дополнительный рейс.

Для того, чтобы исключить неопределенность глубины верха хвостовика, был применен ряд мер. В клин-отклонитель и верх хвостовика были установлены радиоактивные метки малой мощности (Pip tag). В состав спускового инструмента хвостовика был включен прибор гамма-каротажа во время бурения малого диаметра (забойная телесистема в режиме памяти). Благодаря малому диаметру прибора он был навинчен под седло спускового инструмента и расположен внутри хвостовика.

Сравнение увязанных по глубине каротажей, проведенных во время рейсов на бурение и спуска хвостовика (Рис. 10) показало, что там, где ствол не обсажен, каротажки совпадают. В интервале, где установлен хвостовик, между каротажными диаграммами появляется зазор. Величина зазора соответствует толщине стальных частей хвостовика. Таким образом, использование гамма меток и сенсоров при спуске хвостовика не только позволило измерить расстояние между клином и хвостовиком, но и показать глубины отдельных частей хвостовика. Эта визуальная информация позволяет с большей уверенностью рассчитывать глубины элементов оборудования и принимать решения.

В случае с двуствольными скважинами на проекте во избежание размывов и обрушений в необсаженной части ствола, замещение бокового хвостовика на раствор заканчивания не производится.

Извлечение клина

Клин извлекается стандартным крюком (11). Крюк зацепляет клин и, при помощи натяжения и ударов яссом с растущей нагрузкой, извлекает клин из пакера-якоря. Существует вероятность неудачных попыток извлечения клина. На скважине В клин не был извлечен с первой попытки, и был применен ловильный колокол. В КНБК ловильного колокола была добавлена забойная телесистема для того, чтобы выставить заводной зуб колокола в верхнее положение. Авторы считают, что это снизило шанс повредить ловильный колокол при заходе на клин и

In order to minimize the risk of wellbore collapse, the equivalent circulation density, ECD, must be maintained at all times until the lateral bore is fully cased. This means that if any displacement is planned, the completion fluid must be able to prevent the wellbore collapse. For the Korchagin and Fialnovsky fields the typical completion fluid is CaCl₂ brine, which is unable to prevent wellbore collapse, so drilling mud was not displaced in the upper laterals.

Retrieving Whipstock

The whipstock was retrieved with a standard hook tool, which engages the whipstock and with use of a progressive jarring it retrieves it from the packer. There is a chance of misruns. On Well B the whipstock was not retrieved at the first attempt. The contingency tool, a die collar, was run to catch it. The die collar run was performed with a MWD in the BHA to orient the cut lip guide to the top. The project team believes this decreases the chance of damaging the tool during whipstock engagement. The use of MWD was recognized as a helpful adjustment and was noted as a good practice for future use.

After the whipstock is retrieved it is recommended to run a clean out assembly with magnets to remove metal debris which can damage sealing interfaces of the junctions and/or create mechanical barriers.

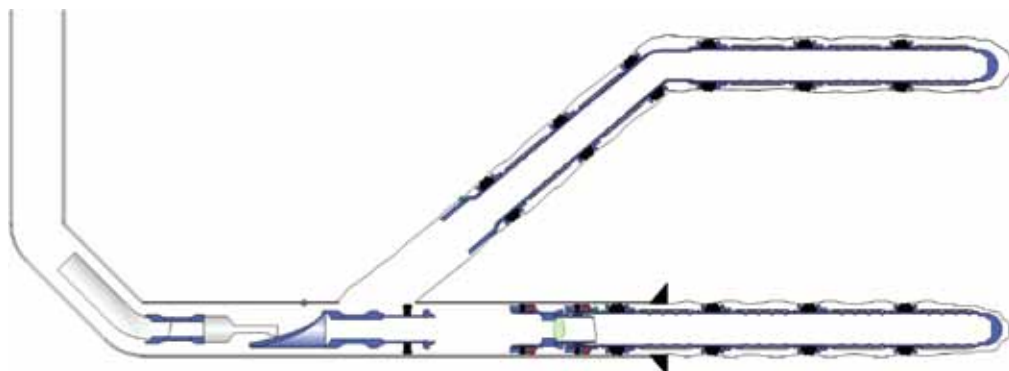


Рис. 11. Клин извлекается с помощью крюка
Fig. 11. Whipstock is retrieved with hook tool

Junction Installation

The junction template is run in on drill pipes, set into the packer, pressure tested and left in hole. In order to ease stinging in, MWD is recommended to be added above the running tool, to show Template orientation in real time.

For the Connector installation the correct spacing out is critical. If all the depths are determined correctly, the installation itself is straightforward: the assembly is run to depth, set into the template, pressure tested and left in the well. In order to minimize the time for orientation, it is recommended to use low-flow MWD in the string above the running tool. Once the Connector is in place, the well is displaced with brine to minimize formation damage.

позволило успешно извлечь клин на поверхность. Использование телесистемы было признано полезным дополнением к стандартной программе работ.

После того, как клин извлечен, рекомендуется произвести рейс на очистку ствола скважины с помощью магнитов. Это делается, чтобы металлические частицы не повредили полированные части и эластомерные уплотнения, и не создали механических препятствий при установке оборудования в скважину.

Установка узла разветвления

Шаблон узла разветвления спускается на буровой колонне, устанавливается в пакере, опрессовывается, после чего спусковой инструмент извлекается на поверхность. Для ускорения ориентирования компоновки, рекомендуется использование телесистемы над спусковым инструментом.

Для установки Коннектора узла разветвления подгонка глубин является критически важным аспектом. Если все глубины определены правильно, сами операции довольно просты: компоновка спускается до заданной глубины, устанавливается в Шаблоне, опрессовывается, после чего спусковой инструмент поднимается на поверхность. Для того, чтобы ускорить ориентирование компоновки на забое, рекомендуется использовать над спусковым инструментом телесистему с малым расходом. После того, как Коннектор установлен, скважина выше окна переводится на раствор заканчивания (рассол CaCl_2).

Установка изоляционного пакера и открытие клапана

Установка изоляционного пакера с внутренней полированной поверхностью завершает строительство узла разветвления TAML5. Компоновка пакера спускается на буровой колонне, уплотняется в Коннекторе, после чего сальниковое уплотнение опрессовывается с помощью

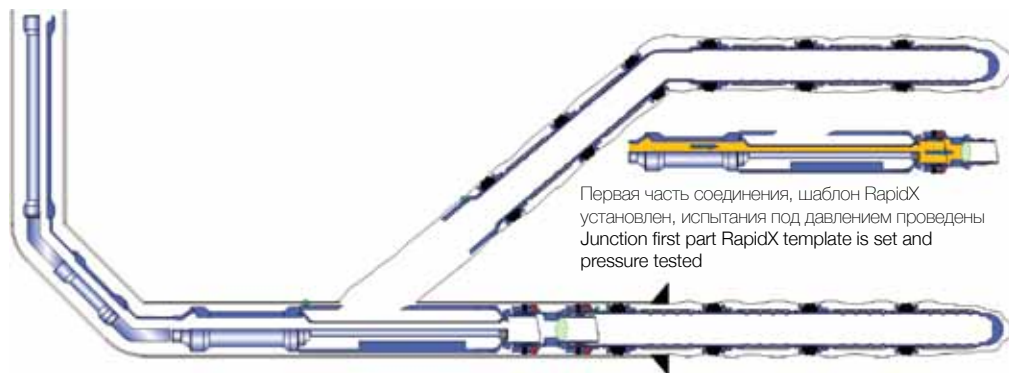


Рис. 12. Установка Шаблона узла разветвления

Fig. 12. RapidX Template installation

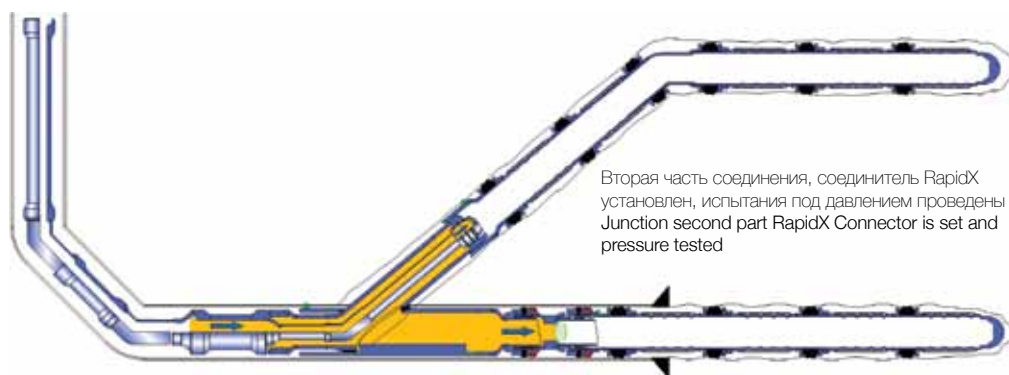


Рис. 13. Установка Коннектора узла разветвления

Fig. 13. RapidX Connector installation

Seal Bore Isolation Packer Setting and Opening Main Bore Access.

Bore sealing isolation packer finishes the TAML5 junction construction. Standard seal bore packers are run on drill pipes, set inside the junction and the sealing interface between the junction and the packer is tested with the use of an inner string. After the pressure test packer is set, pressure tested and left in hole.

Once the packer is installed, the isolation valve is opened by shifting the tool. Normally the main indication of a successful opening is noticeable losses. This operation can be eliminated if a hydraulically activated valve is used.

Intelligent Completion String

Intelligent completion installation is conducted in a fully cased well. The completion string lands into the polished bore below the junction. All 4 installations have been performed without incidents on the project.

Drilling and Completions Timing

It is always an important question – how long it takes to drill and complete a multilateral well vs usual one. As you can see at the Figure 16, the extra operations specific to

специальной конфигурации установочного инструмента. После этого пакер устанавливается, опрессовывается через затрубное пространство, и спусковой инструмент поднимается на поверхность (Рис. 14).

После того, как пакер установлен, изоляционный клапан открывается сдвижным инструментом (Рис. 15). Обычно основным показателем того, что клапан открылся - это заметные потери промывочной жидкости. Рейс на открытие клапана можно исключить, если использовать гидравлически открываемый клапан.

Колонна интеллектуального внутрискважинного оборудования

Колонна интеллектуального внутрискважинного оборудования (нижняя часть заканчивания) устанавливается в обсаженную скважину, замещенную на жидкость заканчивания без твердой фазы (раствор CaCl_2). Колонна ВСО проходит сквозь узел разветвления и уплотняется в полированном приемнике ниже пакера-якоря. Все 4 работы по монтажу интеллектуального заканчивания на проекте были выполнены без инцидентов.

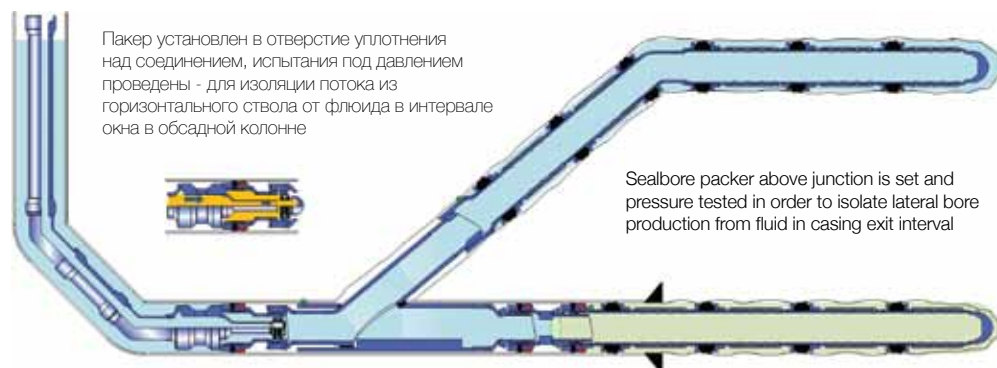


Рис. 14. Установка изоляционного пакера завершает строительство узла разветвления
Fig. 14. Seal bore isolation packer completes TAML5 junction

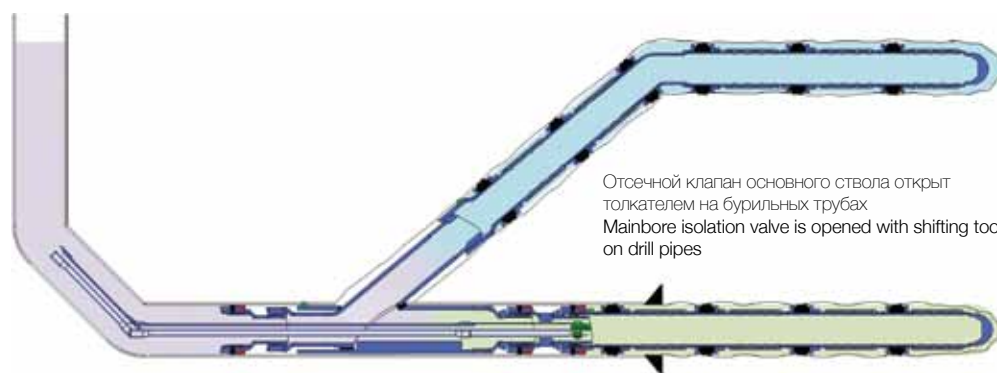


Рис. 15. Рейс на открытие изоляционного клапана
Fig. 15. Isolation valve opening run

a multilateral junction are taking from 9 to 15 days. The whole well drilling time can vary from 35 days for a reentry multilateral to 105 days on new wells depending on laterals lengths and junctions depth (Figure 17).

Production Results

Well A

Well A Production started in February 2017. Before production started a cleanout procedure was performed, in a lateral-by-

Глубина окна, м	2180			2246			2700			2240		
Работы	Начало	Завершение	Продолжительность	Начало	Завершение	Продолжительность	Начало	Завершение	Продолжительность	Начало	Завершение	Продолжительность
TAG	24 апр.	25 апр.	0,9	5 окт.	6 окт.	0,9	31 янв.	2 фев.	1,7	28 апр.	28 апр.	0,8
ANC	25 апр.	26 апр.	0,8	6 окт.	7 окт.	0,9	2 фев.	3 фев.	1,5	28 апр.	29 апр.	1,0
ORI	26 апр.	27 апр.	0,7	7 окт.	7 окт.	0,8	3 фев.	5 фев.	1,2	29 апр.	30 апр.	0,8
WHP	27 апр.	28 апр.	1,4	7 окт.	9 окт.	1,7	5 фев.	6 фев.	1,8	30 апр.	1 мая	1,2
Итого этап I			3,9			4,3			6,2			3,8
HOOK	6 мая	7 мая	0,9	21 окт.	22 окт.	1,0	15 фев.	16 фев.	1,8	9 мая	15 мая	5,9
WPT	7 мая	8 мая	0,7	22 окт.	22 окт.	0,8	16 фев.	18 фев.	1,4	15 мая	16 мая	0,8
TEM	8 мая	9 мая	0,6	22 окт.	23 окт.	0,6	18 фев.	19 фев.	1,3	16 мая	17 мая	0,8
CON	9 мая	10 мая	0,9	23 окт.	24 окт.	1,0	19 фев.	21 фев.	1,5	17 мая	18 мая	1,6
QMAX	10 мая	11 мая	0,9	24 окт.	25 окт.	0,7	21 фев.	22 фев.	1,2	18 мая	19 мая	1,0
STR / трубововка	11 мая	11 мая	0,6	25 окт.	25 окт.	0,6	22 фев.	23 фев.	1,3	19 мая	20 мая	0,9
Итого этап II			4,7			4,8			8,4			11,0
Итого дней	8,5			9,1			14,6			14,8		

Рис. 16. Затраты времени на установку узла разветвления

Window Depth, m	2180			2246			2700			2240		
Operation	Start	Finish	Duration	Start	Finish	Duration	Start	Finish	Duration	Start	Finish	Duration
TAG	24 Apr	25 Apr	0,9	5 Oct	6 Oct	0,9	31 Jan	2 Feb	1,7	28 Apr	28 Apr	0,8
ANC	25 Apr	26 Apr	0,8	6 Oct	7 Oct	0,9	2 Feb	3 Feb	1,5	28 Apr	29 Apr	1,0
ORI	26 Apr	27 Apr	0,7	7 Oct	7 Oct	0,8	3 Feb	5 Feb	1,2	29 Apr	30 Apr	0,8
WHP	27 Apr	28 Apr	1,4	7 Oct	9 Oct	1,7	5 Feb	6 Feb	1,8	30 Apr	1 May	1,2
Total Paise I			3,9			4,3			6,2			3,8
HOOK	6 May	7 May	0,9	21 Oct	22 Oct	1,0	15 Feb	16 Feb	1,8	9 May	15 May	5,9
WTT	7 May	8 May	0,7	22 Oct	22 Oct	0,8	16 Feb	18 Feb	1,4	15 May	16 May	0,8
TEM	8 May	9 May	0,6	22 Oct	23 Oct	0,6	18 Feb	19 Feb	1,3	16 May	17 May	0,8
CON	9 May	10 May	0,9	23 Oct	24 Oct	1,0	19 Feb	21 Feb	1,5	17 May	18 May	1,6
QMAX	10 May	11 May	0,9	24 Oct	25 Oct	0,7	21 Feb	22 Feb	1,2	18 May	19 May	1,0
STR/SPEAR	11 May	11 May	0,6	25 Oct	25 Oct	0,6	22 Feb	23 Feb	1,3	19 May	20 May	0,9
Total Paise II			4,7			4,8			8,4			11,0
Total, days	8,5			9,1			14,6			14,8		

Fig. 16. Multilateral Operations Timing

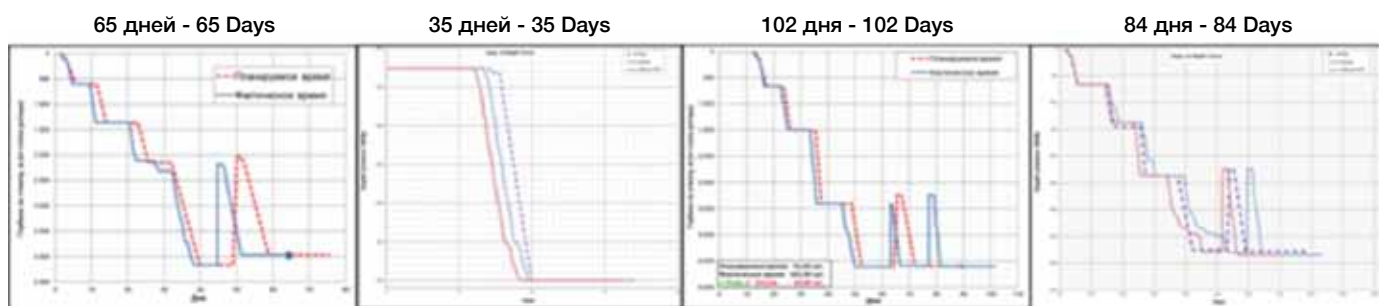


Рис. 17. Затраты времени на бурение двуствольных скважин Fig. 17. Dual lateral wells drilling time

Затраты времени на бурение и заканчивание

Это всегда актуальный вопрос – как много времени занимает строительство двуствольной скважины по сравнению с обычной. Как можно видеть на рисунке (16), дополнительные операции, связанные с установкой узла разветвления, занимают от 9 до 15 дней. Общее время на бурение двуствольной скважины может меняться от 35 дней до 105 дней в зависимости от того, пробурен ли первый ствол, и каковы глубины стволов и узла разветвления (17).

Результаты эксплуатации

Скважина А

Эксплуатация скважины А началась с Февраля 2017. До начала пуска в эксплуатацию на скважине производились работы по освоению (выводу на режим) каждого ствола по отдельности. В горизонтальной скважине, пробуренной в высокопроницаемом коллекторе, ствол которой заполнен раствором на углеводородной основе (РУО) - процесс освоения и качественной очистки ствола является непростой задачей. Необходимо в процессе работы контролировать расходы и перепады давлений, чтобы поддерживать достаточную скорость потока для качественной очистки всего ствола и недопущения проскальзывания легкой нефти вперед высокоплотного бурового раствора.

lateral manner. In highly-permeable formation conditions and with a fully prepared oil-based mud the cleanup process is not a small, trivial task especially without flow control valves for each lateral. The operator should control cleanup rates and drawdowns in order to sustain sufficient mud velocity in the horizontal section, of each lateral, to prevent fluid slippage. However, with the help of intelligent flow control valves and a detailed cleanup procedure, the planned operations were performed successfully.

Each lateral was tested with different surface chokes as well as with a constant surface choke and different downhole flow control valves chokes. Productivity Indices for each lateral were obtained and optimum production conditions were agreed. The lateral drawdowns were estimated in around 10 bars each and initial rate reached 38,000 barrels of oil per day.

Since multilateral junctions have complex geometry - it normally chokes the upper lateral with 3-4 bars more than the lower one. This difference in pressure drops is managed by flow control valves position adjustment. As a result, production from both laterals was balanced to distribute flow in a more uniform manner.

Production trends are similar to conventional horizontal wells – high production rates at the beginning and slow rate declines due to reservoir pressure decline together



Рис. 18. Сравнение продуктивности скважины А с типовой одностволовой скважиной

Fig. 18. Well A production compared to single lateral wells

Забойные многопозиционные клапаны и детальное планирование процедуры освоения скважины значительно облегчили эту задачу. Оба ствола скважины были успешно очищены от бурового раствора.

После этого были произведены полномасштабные гидродинамические исследования, чтобы определить коэффициенты продуктивности и оптимальные параметры работы для каждого из стволов двустволовой скважины.

Узел разветвления имеет сложную геометрию, в связи с чем поток из бокового ствола штуцруется на 3-4 атмосферы больше, чем поток из основного ствола. Чтобы оптимизировать добычу по стволам, применяются забойные многопозиционные клапаны и датчики давления.

Тенденции работы двуствольных и одноствольных скважин схожи – скважины работают с высокими стартовыми дебитами, с плавным снижением дебитов по мере снижения пластового давления и увеличения газового фактора.

Как можно видеть на графике истории добычи за первые 3 месяца работы (Рис. 18), каждый ствол по отдельности дает приблизительно около 3000 тонн/сут, однако, максимальный стартовый суммарный дебит скважины из двух стволов составил приблизительно 5400 тонн/сут. После стабилизации режима работы, суммарный дебит составил около 3700 тонн/сут. Скважина А на данный момент является самой высокодебитной скважиной на месторождении.

with a gas-oil ratio increase. As of today, the first multilateral well is the best producer on the field, with a current oil production rate of more than 28,000 barrels of oil per day. The average horizontal singlebore producer has a rate of less than 18000 barrels of oil per day.

Comparing the production behavior of a dual-lateral well with a conventional horizontal well on the field we can point to an oil production increase factor of 1.2-1.6 depending on the applied drawdown. Well A's BHP is higher than on single bore wells. Potentially, the flow rate from the dual lateral well could be higher, but it is limited by drawdown caused by the friction associated with the production tubing and a minimum wellhead pressure restriction. It can be concluded that Well A gives more production at lower drawdown.

Well B

Well B has an interesting background. When the second lateral was drilled, the LWD (logging while drilling) tool showed the indication of a possible gas presence in the reservoir section, who's vertical depth was significantly lower than the predicted gas-oil contact. One of the reasons for that could be that dissolved gas came out of the solution due to a pressure drop around working well. However, after a successful well clean-up and during the well multi-choke testing, the upper lateral produced oil with a high GOR (gas-oil ratio).

The project team reviewed the seismic data, logs and production data results and came to the conclusion, that the lateral was drilled between two sealing faults with small local gas cap.

With the help of a downhole multi-positional valve, the production from the upper lateral was choked and the well's oil production was optimized. Currently the oil production rate

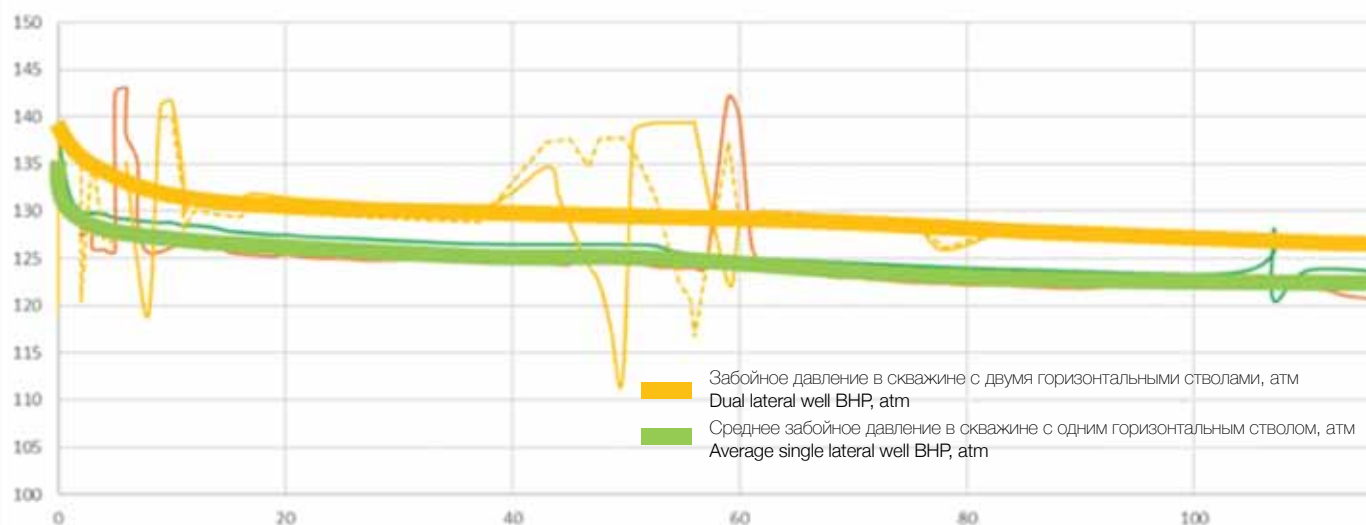


Рис. 19. Забойные давления в скважине А и типовых одноствольных скважинах

Fig. 19. Bottom hole pressures for Well A and adjacent single lateral wells

При этом максимальный стартовый дебит нефти одноствольной скважины не превышал 4000 тонн/сут, а после вывода на режим снизился до 2600 тонн/сут.

Если обратить внимание на забойные давления (Рис. 19), то легко заметить, что двуствольная скважина эксплуатируется с более высоким забойным давлением (а значит и меньшими депрессиями), чем средняя одноствольная.

Таким образом, можно сделать вывод, что фактический дебит двуствольной скважины на 20-60% выше, чем у одноствольных скважин при сопоставимом режиме работы.

Скважина В

Скважина В - это вторая двуствольная скважина, пробуренная на месторождении. Во время бурения бокового ствола, приборы каротажа показали признаки возможного присутствия газа в области коллектора на абсолютных отметках глубины, находящихся значительно ниже принятых абсолютных отметок глубины ГНК. Одна из версий, которая объясняла наличие газа ниже ГНК состояла в том, что из-за локального падения пластового давления за счет интенсивной работы соседних скважин, часть газа вышла из растворенного состояния. Однако, после освоения скважины и гидродинамических исследований по каждому стволу в отдельности было получено заключение, что боковой ствол работает в значительной степени газом.

Команда инженеров проанализировала сейсмические данные, показатели каротажей во время бурения и результаты интерпретации ГДИС, и пришла к выводу,

is about 23000 barrels of oil per day with a GOR of 250 m³/m³. This compares to a typical well's GOR of about 150m³/m³. This high oil rate with a relatively small gas-oil ratio allows the well to be compared to average industry gas wells by produced gas volumes. It should be noticed, that without downhole flow control valves and an ability to choke the lateral bore, the overall well oil production would be much lower. The production strategy for the second well is to maximize the oil production from the mainbore and to control the gas/oil production from the lateral bore.

The wells were successfully linked into the real-time production monitoring & optimization software for intelligent wells on the V. Filanovsky field. The key parameters such as tubing and annulus pressures, downhole temperatures, calculated production and laterals drawdowns are monitored and analyzed by an operator in real-time. Once the need for the well's production parameters adjustment is confirmed, the downhole flow control valves can be switched within 1-2 hours, without any significant expenses for the operator.

The current production strategy on the field is focused on maximizing oil production in the foreseeable future. Two water injector wells are planned to be drilled to maintain reservoir pressure. Intelligent dual lateral wells increased the reservoir contact area and drained the reservoir in more uniform manner, which is expected to facilitate higher ultimate recovery.

Discussion

Intelligent multilateral wells are a handy tool, ready to be used in a variety of projects. Specifically on offshore projects once initial drilling phase is complete, sidetracks are the optimal way to keep production at a required level with minimum cost.

что боковой ствол был проложен через локальную газовую шапку, ограниченную непроводящими разломами. По состоянию на август 2017г скважина работала с дебитом по нефти 3100 тонн/сут.

С помощью забойных многопозиционных клапанов боковой ствол был немного заштуцирован с целью снижения притока газа и максимизации общего дебита нефти. В августе 2017г скважина В работала с дебитом нефти в 1.2 раза выше усредненного дебита по одноствольным скважинам на рассматриваемом месторождении. Важно отметить, что, если бы в конструкции скважины не были предусмотрены забойные многопозиционные клапаны, скважина работала бы в основном газом, с гораздо меньшим дебитом по нефти.

Пример скважины В показывает, что забойные многопозиционные клапаны позволяют бороться с неопределенностями уже после строительства скважины и значительно минимизируют риск потери скважины из-за прорыва газа.

Анализ и оптимизация работы скважин
Обе двуствольные скважины были подключены к системе АСУТП и к ПО, позволяющему отслеживать состояние скважин, а также анализировать в реальном времени Их ключевые параметры, такие, как трубное и затрубное давление, температура, расчетные дебиты, депрессии на каждый ствол и т.д. Когда необходимость оптимизации параметров добычи подтверждена, забойные клапаны переключаются в течение нескольких часов, без каких-либо существенных расходов для оператора.

Текущая стратегия разработки месторождения состоит в сохранении интенсивных отборов нефти, невзирая на связанные с этим риски резкого снижения пластового давления и прорыва нежелательных флюидов (газа и воды). Для минимизации описанных рисков планируется бурение нагнетательных скважин для поддержания пластового давления. Благодаря тому, что двуствольные скважины работают с меньшими депрессиями и с большим коэффициентом охвата, запасы вырабатываются более равномерно, чем в случае с одноствольной скважиной. В конечном итоге это позволит увеличить накопленную добычу нефти с месторождения.

Обсуждение

Бурение двуствольных интеллектуальных скважин - это удобная технология, которая может быть применена для повышения уровней добычи нефти на различных месторождениях. Особенно на морских проектах, после того, как первая фаза бурения

For LUKOIL dual lateral wells were a proven and important technology. Currently, at the field development planning level, all the wells are planned in a way to allow future drilling of second legs with TAML3 or TAML5 multilateral junctions.

Intelligent multilateral wells help to achieve faster production buildup and reduce the capital expenditures of the project. Slot preservation enables the operator to keep drilling from existing platform instead of building additional ones. The upper well sections costs saving can be significant as well. Downhole multiposition flow control valves help to overcome uncertainties such as an undesirable fluid production by one of the legs.

Conclusions

1. Up to today, LUKOIL has already drilled 4 intelligent dual lateral wells. All of them were drilled successfully and achieved their technical goals. This shows intelligent multilaterals are a reliable mature technology which are applicable in high profile projects. (Figure 17). The industry has has a sufficient track record and experience to stop considering multilateral wells as a cost-prohibitive high-risk undertaking. The economic benefits are obvious, the risks are known and manageable.
2. The time spent drilling the extra lateral on the project is about 30 days (Figure 17). This time is consistent with other projects around the world (Nettleship et al. 2014)
3. The Production results show that, compared to similar horizontal multilaterals, result in 20%-60% more production at lower drawdowns (Figure 18, Figure 19). This result is consistent with theoretical practises (Salas et al 2016).
4. The ability to control production from each leg separately maximizes the cleanup efficiency, eliminates the need for costly workover operations and allows the management of the reservoir to maximize daily and cumulative oil production. Specifically for Well B (p.11), the intelligent downhole control has helped to overcome potential severe early gas breakthrough, caused by an unexpected penetration of local gas pool by the second lateral.

Acknowledgement

The authors would like to thank LUKOIL and Schlumberger, who kindly allowed this material to be published.

References

1. Nettleship, G., Palmer, A., & Eshtewi, A. (2014, June 1). Installation of Complex Multilateral Wells With Standalone Sand Screens in the Vincent Field. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/169903-PA
2. Shestov, S., Golenkin, M., Senkov, A., Blekhman, V., Gottumukkala, V., & Bulygin, I. (2015, October 26). Real-Time Production Optimization of an Intelligent Well Offshore, Caspian Sea. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/176648-MS

закончена, бурение боковых стволов с сохранением основных (материнских) стволов является оптимальным способом поддерживать добычу при минимальных затратах.

Для компании ЛУКОЙЛ двуствольные скважины зарекомендовали себя как надежная и важная технология. При проектировании разработки месторождения, практически все скважины были запланированы так, чтобы в будущем можно было пробурить боковой ствол с узлом разветвления TAML3 или TAML5.

Двуствольные интеллектуальные скважины позволяют быстрее нарастить добычу на старте работы месторождения, снизить капитальные затраты, связанные с бурением верхних секций скважин. Возможность экономить слоты позволяет оператору бурить с одной платформы больше скважин, вместо того, чтобы строить дополнительные платформы. Забойные датчики давления и температуры, а также многопозиционные клапаны позволяют бороться с прорывами газа. Кроме того, возможность контролировать приток из каждого ствола отдельно позволяет оптимизировать работу скважин, найдя баланс между текущими дебитами и общей накопленной добычей с месторождения.

Выводы

1. На конец августа 2017г компания ЛУКОЙЛ пробурила 4 двуствольные скважины с интеллектуальным нижним заканчиванием и герметичным узлом разветвления типа TAML5. Все скважины были пробурены успешно, с выполнением поставленных задач. Это показывает, что двуствольные интеллектуальные скважины — это надежная зрелая технология, готовая к применению на важных проектах (17).
2. Затраты времени на бурение дополнительного ствола на месторождении составили порядка 30 дней. Этот срок сопоставим со сроками бурения дополнительных стволов на других аналогичных месторождениях. (Nettleship и др. 2014).
3. Результаты эксплуатации показывают, что дебиты двуствольных скважин на 20%-60% выше соседних одноствольных скважин (18,19).
4. Возможность контролировать приток из каждого ствола отдельно увеличивает эффективность очистки скважины от бурового раствора, исключает необходимость проводить дорогостоящие ремонты скважины, и позволяет управлять добычей так, чтобы максимизировать дебиты и накопленную

3. Salas, J. R., Clifford, P. J., & Jenkins, D. P. (1996, January 1). Multilateral Well Performance Prediction. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/35711-MS
4. Ruzhnikov, A., Latypov, A., Dubovik, A., & Zvyagin, V. (2016, October 24). TAML-5 Intelligent ERD Offshore Well: A Case Story of Successful Application in the North Caspian. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/181927-MS
5. Eliseev, D., Golenkin, M., Senkov, A., Latypov, A., Bulygin, I., Ruzhnikov, A., ... Kashlev, A. (2016, October 24). New Vision: IC TAML5 Wells on Caspian Offshore. Reasons, Implementation and Results. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/181901-MS

добычу. В частности, для скважины В (стр. 12) забойные клапаны позволили продолжать добывать нефть из основного ствола с высокой депрессией и продуктивностью, при этом заштуцировав боковой ствол.

Благодарность

Авторы благодарят компании ЛУКОЙЛ и Шлюмберге за разрешение на публикацию этих материалов.

Список литературы

1. Nettleship, G., Palmer, A., & Eshtewi, A. (2014, June 1). Installation of Complex Multilateral Wells With Standalone Sand Screens in the Vincent Field. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/169903-PA
2. Shestov, S., Golenkin, M., Senkov, A., Blekhman, V., Gottumukkala, V., & Bulygin, I. (2015, October 26). Real-Time Production Optimization of an Intelligent Well Offshore, Caspian Sea. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/176648-MS
3. Salas, J. R., Clifford, P. J., & Jenkins, D. P. (1996, January 1). Multilateral Well Performance Prediction. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/35711-MS
4. Ruzhnikov, A., Latypov, A., Dubovik, A., & Zvyagin, V. (2016, October 24). TAML-5 Intelligent ERD Offshore Well: A Case Story of Successful Application in the North Caspian. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/181927-MS
5. Eliseev, D., Golenkin, M., Senkov, A., Latypov, A., Bulygin, I., Ruzhnikov, A., ... Kashlev, A. (2016, October 24). New Vision: IC TAML5 Wells on Caspian Offshore. Reasons, Implementation and Results. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/181901-MS