

Опыт бурения многозабойных горизонтальных скважин в ОАО «Удмуртнефть»



Multibranch horizontal well drilling at Udmurtneft OJSC

И.П. Заикин; К.В. Кемпф; О.Л. Готлиб; С.В. Ефимов; С.В. Выхристюк; А.М. Насыров
ОАО "НК "Роснефть"

I.P. Zaikin, K.V. Kempf, O.L. Gotlib, S.V. Yefimov, S.V. Vyhrystyuk, A.M. Nasyrov
Rosneft Oil Company OJSC, Udmurtneft OJSC



Аннотация

В статье представлен опыт ОАО «Удмуртнефть» по интенсификации добычи нефти на месторождениях методом бурения боковых стволов, находящихся на поздней стадии эксплуатации. Описаны различные конструкции боковых стволов, в том числе и с многозабойным окончанием. Проведено сравнение эффективности различных методов реконструкции скважин методом проводки бокового горизонтального ствола с различными профилями. Статья актуализирует необходимость развития многоствольного (многозабойного) бурения скважин.

Введение

Большинство месторождений ОАО «Удмуртнефть» находится на поздней стадии эксплуатации, но при этом значительные запасы углеводородов сосредоточены в стратиграфических ловушках, которые ещё не были охвачены существующей сеткой разработки. В связи с этим повышаются требования к выбору скважин для проведения реконструкции скважин методом бурения боковых стволов.

Следует отметить, что в нынешних экономических условиях бурение наклонно направленных боковых стволов в силу их низкой продуктивности во многих

Summary

The following article looks at the experience of Udmurtneft when using sidetracked wells to enhance oil recovery. Various configurations of sidetracked wells are looked at, including multibranch sidetracks. The efficiency of different well construction methods, such as drilling a horizontal sidetrack with various profiles, are compared. The relevancy of multi-hole (branched) drilling is also discussed in the article.

The present article contains information about experience of in oil recovery enhancement in mature fields. Various configurations of wells sidetracking have been presented, including multi-branched sidetracks. Wells efficiency after multiple-hole horizontal sidetracking was benchmarked and analyzed. The article concludes that development of multi-lateral sidetracking technology is extremely important on the field of JSV "Udmurtneft".

Introduction

The majority of oil fields owned by Udmurtneft OJSC are mature, however considerable hydrocarbon reserves are concentrated in stratigraphic traps that haven't been covered by the existing well spacing. Due to this, the well selection requirements for sidetrack drilling method are becoming candidates demanding.

случаях является нерентабельным. Средние дебиты наклонно-направленных скважин составляют около 3 - 3,5 тонн/сутки нефти. Поэтому начиная с 2009 года, специалисты ОАО «Удмуртнефть» совсем отказались от бурения наклонно-направленных боковых стволов, и приступили к бурению горизонтальных стволов. При этом средние дебиты по скважинам с горизонтальными боковыми стволами существенно увеличились и составили около 10 - 15 тонн/сутки нефти.

Бурение боковых горизонтальных стволов началось в ОАО «Удмуртнефть» ещё в 1993 году. Специалисты службы бурения и геологической службы имеют богатый опыт по реализации данного вида ГТМ и постоянно совершенствуют технологию бурения и заканчивания боковых стволов. Накопленный опыт в этой области стал базой для дальнейшего повышения эффективности БГС.

Первым шагом для повышения дебитов горизонтальных стволов стало вовлечение двух прогластков верейского объекта Красногорского месторождения при расположении бокового ствола в продуктивном горизонте, применялся так называемый двухуровневый профиль. Данный профиль предполагает бурение по верхнему прогластку бокового ствола длиной 100-120 метров и переход на нижний прогласток с последующим расположением горизонтального участка длиной 50 – 80 метров. Общая длина бокового ствола двухуровневого профиля составляет 450 – 600 метров, при прохождении по продуктивной части пласта не более 130-150 метров. Применяя двухуровневый профиль специалистам ОАО «Удмуртнефть» удалось повысить средний дебит до 18-20 тонн/сутки.

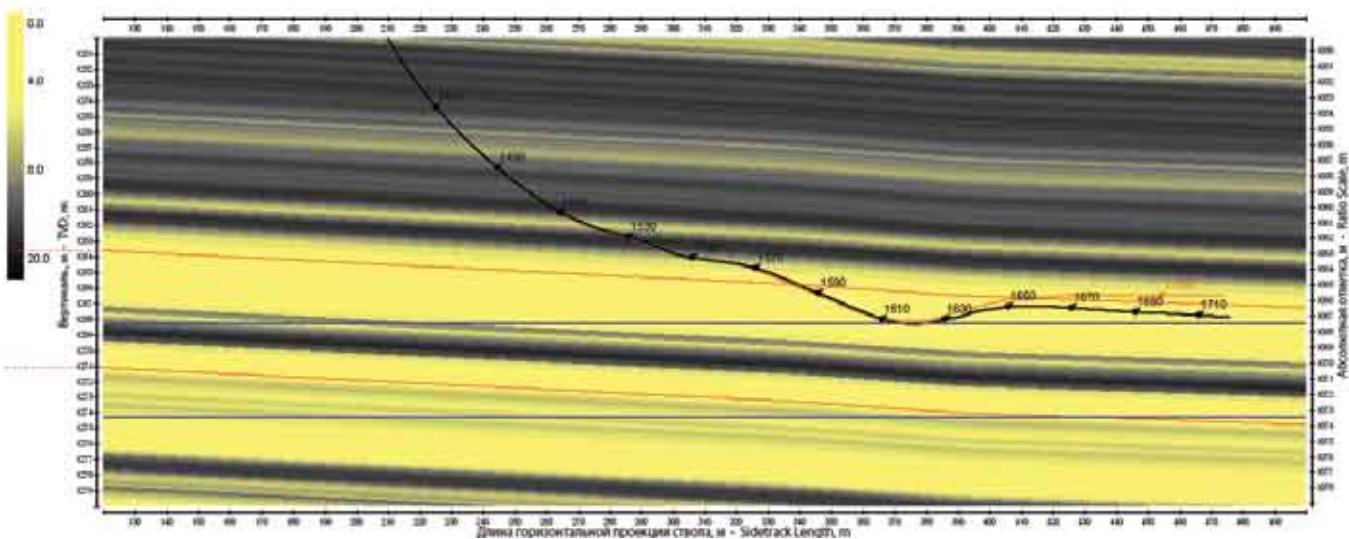


Рис.1: Профиль бокового горизонтального ствола по продуктивному пласту В- 2 (одноуровневый профиль)

Fig. 1: Horizontal sidetrack profile in B-2 productive stratum (single-level profile)

На рисунках № 1-3 показаны примеры боковых стволов с разными профилями на Красногорском месторождении ОАО «Удмуртнефть».

It should be emphasized that under present economical conditions drilling of deviated sidetracks is often unprofitable due to their low efficiency. Average flow rates of deviated wells are approximately 3-3.5 tons of oil per day. For that reason, starting from 2009, the staff of Udmurtneft OJSC have stopped drilling deviated sidetracks and have begun to drill horizontal wells. As a result, the average flow rates of wells with horizontal sidetracks substantially increased and reached levels of about 10-15 tons of oil per day.

Horizontal sidetracked drilling began at Udmurtneft OJSC in 1993. The drilling service and geological survey specialists have wide experience in implementation of such geological and engineering operations; they are constantly improving the technology of drilling and sidetracked completions. The background of experience in this field became the basis for further enhancement of horizontal sidetrack efficiency.

The result of two interlayers at the Vereiskian facility of the Krasnogorskoye field, where a sidetrack in the producing horizon was arranged with a so-called double-level profile, became the first step towards the increased flow rate of the horizontal sidetracked wells. Double-level profile requires drilling in the upper interlayer of the sidetrack, 100-120 m long and passage to the lower interlayer followed by the drilling of a horizontal section 50 – 80 m long. Total length of a sidetrack with double-level profile is 450 – 600m, with up to 130-150 m when drilling the productive section of strata. Through the application of double-level profile the specialists of Udmurtneft OJSC managed to increase the average flow rate to up to 18-20 tons per day.

Fig. 1-3 show the examples of sidetracks with various profiles on Krasnogorskoye oil field developed by Udmurtneft OJSC.

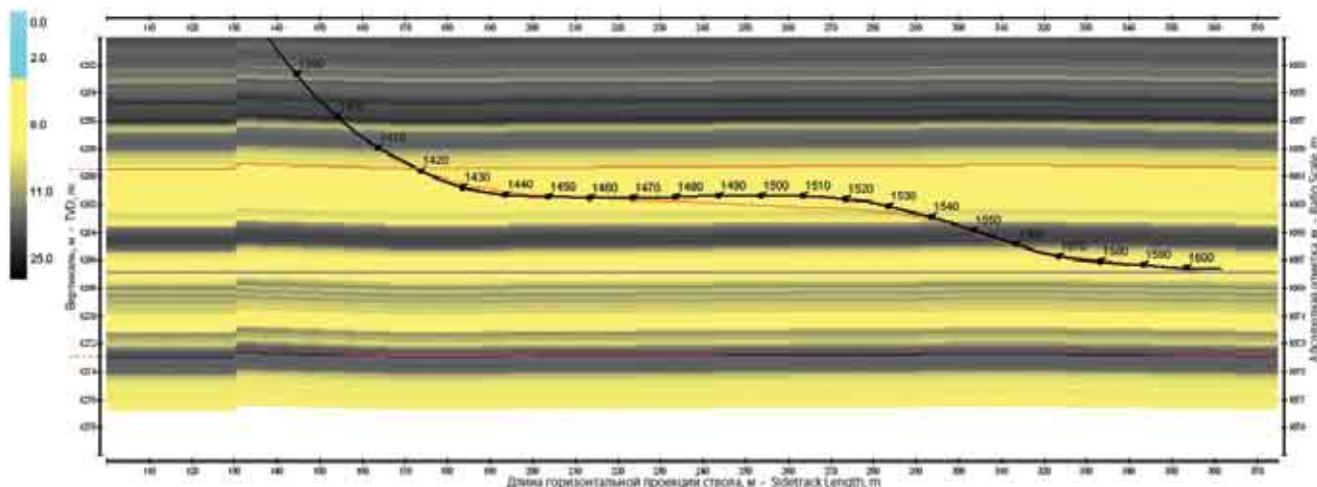


Рис.2: Профиль бокового горизонтального ствола по двум продуктивным пластам В- 2 и В-3а (двухуровневый профиль)

Fig. 2: Horizontal sidetrack profile in two productive strata B-2 and B-3 (double-level profile)

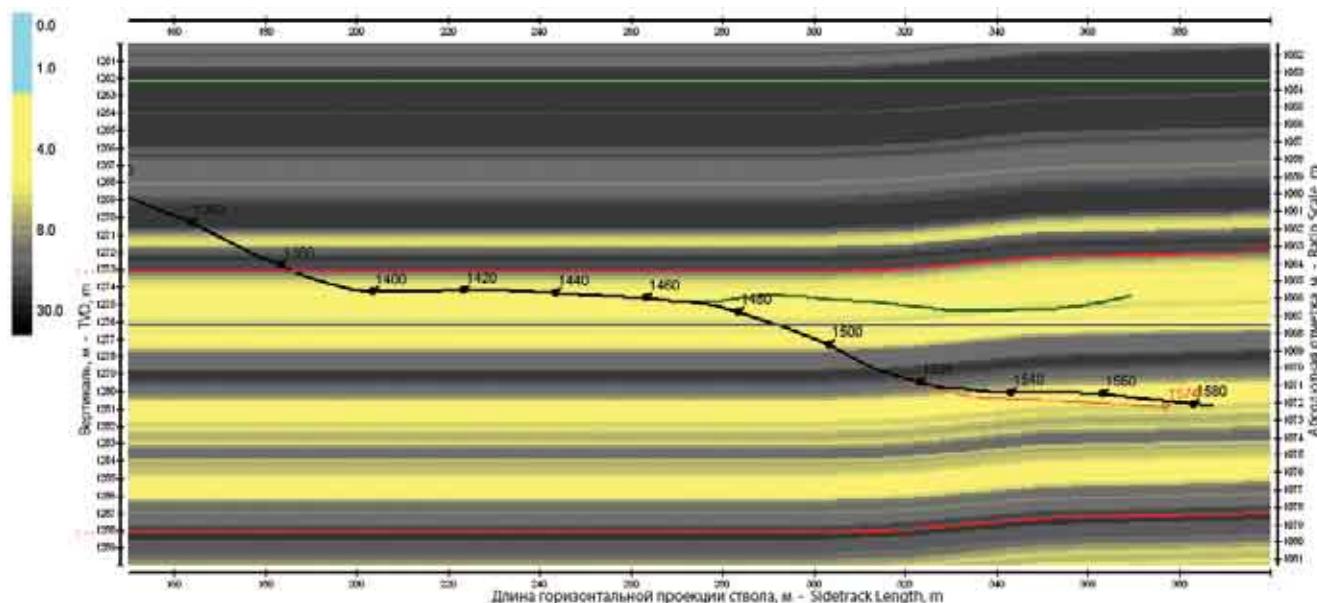


Рис.3: Профиль 2 боковых горизонтальных стволов по двум продуктивным пластам В- 2 и В-3а (М3С)

Fig. 3: Profile of two horizontal sidetracks in two productive strata B-2 and B-3a (multibranch well)

История бурения М3С в ОАО «Удмуртнефть»

В последние годы в нефтегазовой промышленности активно развиваются технологии бурения многозабойных и многоствольных скважин (М3С и МСС), которые позволяют существенно нарастить производительность скважин. В Удмуртии первые 2 М3С были пробурены на башкирском объекте Гремихинского месторождения в 1996г. на волне массированного применения технологий горизонтального бурения. В скв. № 673 было сформировано 3 наклонно направленных ствала, в скв. №1287 - 2 ствола; с охватом всех продуктивных пластов с А4-1 по А4-6. Однако опыт с точки зрения повышения дебитов скважин оказался неуспешным: скв. №673 была запущена с обводненностью 83%, скв. № 1287 с 90% воды.

History of Multibranch well Drilling at Udmurtneft OJSC

In recent years technologies of multibranch and multilateral well drilling in the oil and gas industry have been subject to rapid development, allowing substantially increased flow rates. The first two multibranch wells in Udmurtia were drilled at the Bashkir facility of the Gremikhinskoye field in 1996. Three deviated holes were drilled in well No.673; two holes were drilled in well No.1287 meaning that all productive zones from A4-1 to A4-6 were covered. However the practice turned out to be unsuccessful in terms of increased well flow rates: well No.673 was put into operation with a water content of 83%, and well No 1287 - of 90%.

In 2010 geologists and drilling technicians of Rosneft OJSC and Udmurtneft OJSC carried out a feasibility study

Ваши бурильные трубы заслуживают лучшего!



Сплавы

Duraband®NC

Tuffband®NC

для поверхностного упрочнения

Уже
в России!

Проверенный временем выбор
операторов промыслов, буровых
подрядных фирм и компаний,
сдающих оборудование в аренду

- Не подвержены растрескиванию
- Способствуют сохранению
обсадных колонн
- 100% ремонтопригодность
- Сертификация по форме NS-1



POSTLE
INDUSTRIES INC.

Штаб-квартира в США:
г. Кливленд, штат Огайо
sparky@postle.com
Тел. 216-265-9000

Европа/Россия/Западная Африка:
Колин Дафф
colin@mathiesonweld.co.uk
Тел. +44 1563 820505

HardbandingSolutions.com

Повторная возможность бурения многозабойной скважины была проанализирована специалистами геологами и буровиками ОАО «НК «Роснефть» и ОАО «Удмуртнефть» в 2010 году. Технология бурения МЗС выглядела предпочтительнее именно для Красногорского месторождения, условия которого позволяли выполнить опытно-промышленные работы на имеющемся буровом оборудовании и по применяемым технологиям. Проектным горизонтом для бурения был выбран верейский объект, который представлен маломощной карбонатной многопластовой залежью (пласти с В-0 по В-IIIB), осложненной наличием обширной газовой шапки. Средняя пористость составляет 0,17 д.ед., вязкость нефти в пластовых условиях - 9,7 мПа·с, средняя нефтенасыщенная толщина нефтяной оторочки - 3,5м. Транзитный фонд нижележащего объекта в своем большинстве попадает в границы газовой шапки, поэтому для выработки запасов необходимо формировать собственную сетку скважин путем зарезки боковых стволов в сторону нефтяной оторочки.

Технология бурения МЗС

Основная идея бурения многозабойных скважин заключалась в том, чтобы увеличить эффективную длину горизонтального участка на имеющихся производственных мощностях. Это стало возможным за счёт бурения бокового ствола по верхнему пропластку на расчетную длину, с последующей срезкой в середине горизонтального ствола и бурением второго горизонтального участка по нижнему пропластку.

Основные этапы строительства многозабойной скважины по данной технологии на примере скважины 1 Красногорского месторождения заключались в следующем (фактический профиль бокового ствола отображен на [рисунке № 3](#)):

1. После ликвидации интервалов перфорации в 146мм эксплуатационной колонне вырезается «окно» с клина-отклонителя за один рейс.
2. Бурение основного ствола диаметром 123,8 мм ведется с набором угла до точки входа в продуктивный пласт. За 50 метров перед входом в коллектор пласта В-II проводится привязочный каротаж для уточнения геологии залегания пластов.
3. По продуктивному коллектору формируется ствол длиной около 170 метров. Вход в продуктивный пласт и бурение по пласту ведется с постоянным гамма- и газовым каротажем. По окончании бурения производится заключительный каротаж автономным геофизическим прибором на бурильных трубах.
4. По окончании проводки первого ствола на расстоянии 90 м от точки входа в продуктивный пласт

of subsequent multibranch well drilling. Multibranch well drilling technologies seemed more advantageous for the Krasnogorskoye field, where it was possible to perform pilot work using the existing drilling equipment and technologies.

The Vereiskian facility bearing the thin carbonate multizone reservoir (zones from B-0 to B-IIIB), complicated by the presence of a widespread gas cap, was selected as a target zone for drilling. The average porosity is 0.17 d.fr., oil viscosity under reservoir conditions is 9.7 MPa·s, and the average thickness of the producing zone is 3.5m. The bulk of underlaying layer transit stock is within the gas cap limits, therefore to recover reserves it is necessary to form a separate well network by means of sidetracking towards the oil producing zone.

Multibranch well drilling technology

The basic concept of multibranch well drilling was to increase the effective length of the producing horizontal section of the well. By sidetracking, it became possible in the upper interlayer to increase the length of the horizontal section, followed with a shearing into the middle of the horizontal section and then drilling the second horizontal in the lower interlayer.

The basic stages of multibranch well construction based on this technology, using the example of Well 1 at the Krasnogorskoye field were as follows (for the actual sidetrack profile refer to [Fig. 3](#)):

1. After the elimination of perforated intervals a “window” is cut in the 146 mm production casing from a whipstock wedge in one run.
2. Drilling the main hole with a 123.8 mm diameter with an inclination angle increasing up to the point of entry to the producing zone. At 50 m before the entry to B-II reservoir, reference logging is carried out to specify the geology.
3. A hole 170 m long is formed along the producing reservoir. Entering the producing zone and drilling in strata is performed with a constant gamma ray & mud logging. On completing the drilling a final well log is run by the self-contained geophysical instrument on drill pipes.
4. On completing the first well, drilling on the additional well is carried out into B-IIla reservoir 90m away from the point of entry into the producing zone by means of making a keyseat, descending by 180 degrees.
5. Drilling of the additional 40m long sidetrack in the B-IIla zone was also performed with a constant gamma ray & mud logging. Since the B-IIla zone is relatively, thin the final length of horizontal section is determined on the basis of the actual geological and technical conditions during the drilling process.
6. Following this, a 102mm liner was run into B-IIla zone.

Новый уровень энергоэффективности



Насосно-компрессорные трубы с высокогерметичным резьбовым соединением TMK FMT для газовых и нефтяных скважин с высоким газовым фактором и работы в H₂S и CO₂ среде.

Обсадные трубы с высокогерметичным резьбовым соединением TMK PF ET для газовых и нефтяных скважин, 100% эффективность на растяжение и сжатие, применимы для спуска обсадных колонн с вращением верхним приводом и бурения на обсадной колонне.

Высокопрочные бурильные трубы с высокомоментным замком TMK TDS и увеличенным циркуляционным каналом, совместимы с трубами по API, ГОСТ и применимы для бурения скважин с S-образным профилем.

Комплексное применение высокотехнологичных труб ТМК способно увеличить энергоэффективность при освоении месторождений на **25–30%**



ЗАО «Торговый Дом «ТМК»
105062, Россия, Москва, ул. Покровка, д.40, стр. 2а
тел.: +7 495 775-7600, факс: +7 495 775-7601
E-mail: tmk@tmk-group.com
www.tmk-group.ru

ТМК-Премиум Сервис
105064, Россия, Москва, М. Казенный пер., д. 3,
Бизнес-центр «Покровский Двор»
тел.: +7 495 411-5353, факс: +7 495 411-5363
E-mail: premium@tmk-group.com

зарезается дополнительный ствол в коллектор пласта B-IIIa путем наработки желоба с установкой 180 град.- вниз.

5. Зарезка и бурение дополнительного ствола длиной 40 м по пласту B-IIIa также ведется с постоянным Гамма- и газовым каротажем. Ввиду малой мощности пласта B-IIIa окончательная длина горизонтального участка определяется исходя из реальных геологических и технических условий в процессе бурения.

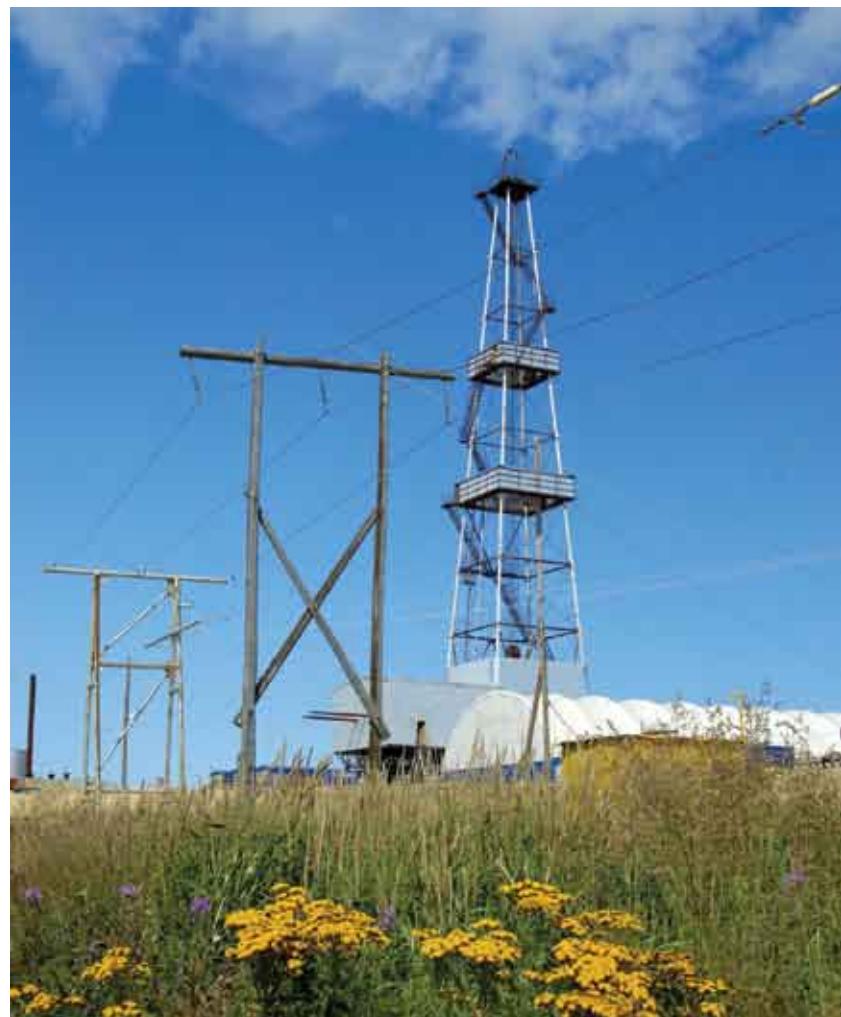
6. Спуск 102 мм хвостовика осуществляется в пласт B-IIIa. Продуктивная часть основного ствола в пределах пласта B-II и дополнительного ствола B-IIIa перекрывается 102 мм обсадными трубами-фильтром. Интервал неустойчивых глинистых пород между B-II и B-IIIa перекрывается глухими трубами без цементирования.

7. Для исключения негативного воздействия на коллекторские свойства продуктивных пластов в кровлю B-II в плотных породах устанавливается пакер для манжетного цементирования. Для герметизации подвески хвостовика в эксплуатационной колонне устанавливается дополнительный пакер, совмещенный с подвеской хвостовика.

Цементаж хвостовика производится прямой заливкой с последующей срезкой излишков цементного раствора.

При реконструкции первой скважины 1 на Красногорском месторождении было получено удорожание на 20%, в основном связанное с получением опыта и временными потерями. При дальнейшей реконструкции двух скважин 2, 3 Красногорского месторождения временные потери снизились и дополнительные затраты составили всего 10%. При этом дебит скважины вырос в два раза.

В 2010 году в ОАО «Удмуртнефть» на верейский объект было пробурено 4 МЗС. Достигнутые результаты позволили сделать выводы о том, что за счёт увеличения эффективной длины горизонтальных участков удалось существенно увеличить дебиты скважин после бурения боковых стволов. Кроме того, данный вид реконструкции скважин позволяет увеличить охват дренированием, как по площади, так и по пластам, различным по своим фильтрационно-емкостным характеристикам, что позволит повысить нефтеотдачу залежи в целом.



The producing section of the main hole within B-II zone and B-IIIa additional sidetrack is walled off by 102mm casing pipes with a filter. Space between the unstable shales of the B-II and B-IIIa zones was covered by blind pipes without cementing.

7. In order to avoid a negative effect on the reservoir, a cement packer is installed at the top of B-II in compact rock. An additional packer combined with a liner hanger is installed in the production casing for the purpose of sealing the hanger. The hanger cementing is carried out by direct pumping, followed by the removal of excessive cement.

The first well reconstruction on the Krasnogorskoye field was accompanied by 20% appreciation, occurred mainly due to obtaining the experience and loss of time. Subsequent reconstruction of two wells 2 and 3 of Krasnogorskoye field resulted in less downtime with only a 10% increase in expenditure, whereas the well flow rate was doubled.

In 2010, four multibranch wells were drilled at Vereiskian field of Udmurtneft OJSC. The results obtained brought us to the conclusion that due to an increase in the length of horizontal sections, well flow rates were increased

Московские нефтегазовые конференции

Ежегодные встречи нефтяников и газовиков



15 марта 2011

НЕФТЕГАЗСНАБ

Снабжение в нефтегазовом комплексе

Участники конференций "Нефтегазснаб" - руководители служб МТО нефтегазовых компаний. Специалисты обсуждают конкурсы, вопросы приемки оборудования, пути совершенствования процедур отбора поставщиков, создание баз данных.



19 мая 2011

НЕФТЕГАЗСТРОЙ

Строительство в нефтегазовом комплексе

Формирование цивилизованного рынка в нефтегазовом строительстве, практика выбора строительной организации, максимальное использование отечественных подрядных организаций - основные проблемы, рассматриваемые на конференции "Нефтегазстрой".



18 октября 2011

НЕФТЕГАЗСЕРВИС

Нефтегазовый сервис в России

Традиционная площадка для встреч руководителей геофизических, буровых предприятий, а также компаний, занятых ремонтом скважин. На конференции они в неформальной обстановке обсуждают актуальные вопросы со своими заказчиками - нефтегазовыми компаниями.



8 декабря 2011

НЕФТЕГАЗШЕЛЬФ

Оборудование для работы на шельфе

Заказчиками выступают ОАО "Газпром", НК "Роснефть", НК "ЛУКОЙЛ" и ряд иностранных компаний. На конференции "Нефтегазшельф" представлены также фирмы Норвегии, Великобритании и США, имеющие большой практический опыт работ на нефтегазовом шельфе.

Примите участие в конференциях!

www.n-g-k.ru



Средний запускной дебит по категориям скважин

Average oil flow rate acc. to well types

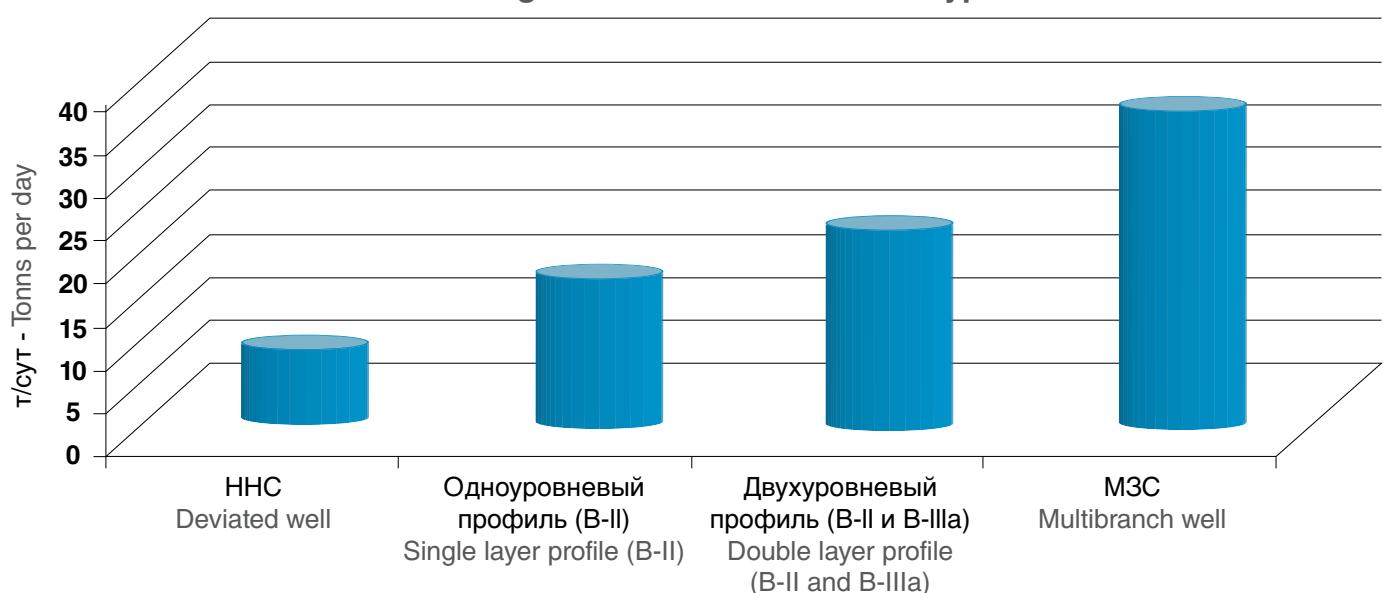


Диаграмма № 1: представлена информация по запускным дебитам скважин после бурения боковых стволов в зависимости от применяемого профиля боковых стволов

Diagram No.1: shows data on well flowrates following sidetracking

Выходы

Данная технология является инновационным методом разработки маломощных карбонатных пластовых коллекторов на месторождениях ОАО «Удмуртнефть». Успешный опыт строительства МЗС на Красногорском месторождении позволит ОАО «Удмуртнефть» расширить применение данной технологии при разработке аналогичных залежей на Есенейском, Карсовайском, Чутырско-Киенгопском месторождениях.

Основными направлениями развития технологии МЗС являются:

- » совершенствование и внедрение оборудования по заканчиванию в местах сочленения стволов с возможностью селективной добычи и исследования в каждом из боковых стволов;
- » бурение скважин с большими отходами по вертикали, чем существующие боковые стволы;
- » бурение по продуктивным горизонтам на равновесии и депрессии с целью снижения скин-эффекта.

В целях повышения эффективности бурения скважин ОАО «Удмуртнефть» совместно с ООО «СамараНИПИнефть» разрабатывают проект на строительство в 2011 г. многоствольной эксплуатационной скважины на Лиственском месторождении по 5-му уровню сложности. Результаты ее строительства авторы данной статьи планируют представить в своей следующей публикации.

substantially following sidetracking. Moreover, such a method of well reconstruction allows operators to increase the drainage coverage by both the area as well as by strata different by their filtration and capacitative characteristics and thereby to increase reservoir production rate.

Conclusion

This technology is an innovative method of thin carbonate reservoirs development on the fields of Udmurtneft OJSC.

Proven experience of multibranch wells drilled in the Krasnogorskoye field makes it possible for Udmurtneft OJSC to employ this technology extensively during the development of similar reservoirs at the Yeseneyskoye, Karsovayskoye and Chutyrsko-Kiyengopskoye fields. Basic instructions for development of multibranch well technology are as follows:

- » Improvement and implementation of the equipment for injection at sidetracks connection points with possibility of selective recovery and study in each of the sidetracks
- » Drilling the wells with drift angles higher than the existing sidetracks
- » Balanced and underbalanced drilling on producing horizons for skin effect reduction.

To increase well efficiency, Udmurtneft OJSC, in association with SamaraNIPIneft LLC have developed a construction project of multilateral operating wells on the Listvenskoye oil field scheduled for 2011. The authors will publish the continuation of their work in a later edition of ROGTEC Magazine.