

# Первый опыт освоения и ремонта многозабойных скважин с применением механизма ориентации гибкой трубы

## First Experience of Development and Repair of Downhole Splitters with Utilization of Coiled Tubing Orientation Device

**Д.Л. ТРЕТЬЯКОВ, инженер-конструктор 1к. лаборатории техники и технологии добычи нефти и борьбы с осложнениями в работе скважин БелНИПИнефть;**

**М.И. ГАЛАЙ, заведующий отделом техники и технологии добычи нефти и исследования скважин БелНИПИнефть**

**D.L. TRET'YAKOV, design engineer (1st gr.), the laboratory of oil production technologies and mitigation response programs, BelNIPIneft**

**M.I. GALAY, head of the department of oil production technologies and well survey, BelNIPIneft**

**В** настоящее время на долю трудноизвлекаемых приходится 43,4% балансовых запасов РУП «Производственное объединение «Белоруснефть». Из них более 90% приходится на залежи с низкопроницаемыми карбонатными коллекторами. Разработка отдельных залежей осложняется значительной неоднородностью коллектора. В таких условиях бурение многозабойных скважин не только приводит к увеличению зоны дренирования скважины, но и повышает вероятность вскрытия пласта на участке с лучшими коллекторскими свойствами.

Для низкопроницаемых коллекторов необходимо проведение работ по очистке призабойной зоны и интенсификации притока при освоении скважины из бурения. В этих условиях одним из основных критериев выбора конструкции многозабойной скважины является возможность избирательного входа в каждый из пробуренных стволов.

Известные технологии избирательного входа в боковой ствол предусматривают включение в состав конструкции скважины дополнительных элементов и осуществимы в многозабойных скважинах, начиная с третьего уровня по классификации TAML. Кроме того, требуется применение обсадных колонн на 1–2 типоразмера больше по сравнению со скважиной, не обладающей системой избирательной доставки инструмента. Как следствие, значительно возрастают затраты на строительство скважины. Применение многозабойной скважины для разработки залежи с низкопроницаемым коллектором

**А**t present time 43.4% of RUP PO Belarusneft's reserves fall at hard-to-recover reserves. More than 90% of the latter are situated in low-permeability carbonate reservoirs. Development of some reserves is complicated by significant heterogeneity of reservoir. Under such conditions drilling of downhole splitters not only leads to enlargement of well drainage area, but also allows to increase the probability of drilling in the formation with better porosity and permeability properties.

For low-permeability reservoirs it is necessary to perform bottomhole treatments and flow stimulation operations right after the drilling operation. Under these conditions one of the main criteria for choosing the geometry of downhole splitter is the possibility of selective entry into each of the drilled lateral holes.

Known technologies of selective entrance into lateral holes necessitate the application of additional elements during well construction. They can be realized in TAML Level 3 (or higher) downhole splitters. Besides, one needs to use casing strings of bigger diameter in comparison with those used in wells, which don't have the system of selective conveyance of downhole tools. As a result, the cost of well construction substantially increases. Application of downhole splitter for development of reserves situated in low-permeability formation turns to be economically unviable.

To solve the task of choosing a simple and effective method of selective conveyance of downhole tools into lateral holes of downhole splitter we suggested the design of coiled tubing orientation device (patents #2355862 and #2398949 of Russian Federation).

The technology of performing operations in later holes of downhole splitters with utilization of coiled tubing orientation device allows to reliably isolate treated lateral

становится экономически нецелесообразно.

Для решения задачи простого и эффективного способа избирательной доставки инструмента в боковой ствол многозабойной скважины была предложена конструкция механизма ориентации гибкой трубы (патенты РФ № 2355862 и № 2398949).

Технология проведения работ в боковом стволе многозабойной скважины с механизмом ориентации гибкой трубы позволяет надежно изолировать обрабатываемый боковой ствол и практически не имеет ограничений по конструкции скважины. Единственное условие: эксплуатационная колонна скважины на участке от входа в нижний боковой ствол до устья скважины должна быть не менее 146 мм. Порядок работ с механизмом ориентации гибкой трубы включает следующие этапы:

1. Геофизические исследования по определению глубины зарезки бокового ствола (при необходимости).
2. Спуск компоновки подземного оборудования (рисунок 1а) подъемником типа А-50.
3. Привязка положения отклоняющего клина относительно обрабатываемого бокового ствола скважины и изоляция бокового ствола от нижележащего и вышележащего участков скважины с помощью пакерного оборудования.
4. Монтаж колтюбинговой установки и спуск гибкой трубы до глубины отклоняющего клина. Производится ориентирование отклоняющего клина относительно окна бокового ствола. После чего гибкая труба подается в боковой ствол.
5. Проведение необходимого комплекса работ в боковом стволе (интенсификация притока, ограничение водопритока, освоение пластов, проведение ГИС).
6. Подъем гибкой трубы и демонтаж колтюбинговой установки.
7. Извлечение компоновки подземного оборудования подъемником типа А-50.

Особенностью технологии является необходимость привлечения для спуска компоновки подземного оборудования с механизмом ориентации гибкой трубы подъемника типа А-50 и колтюбинговой установки, а также ограничение габарита спускаемого инструмента диаметром гибкой трубы.

Перспективность использования многозабойных скважин для разработки низкопроницаемого коллектора, а также эффективность использования механизма ориентации гибкой трубы для проведения работ в многозабойной скважине была подтверждена при освоении скважины №52 Северо-Домановичского месторождения. ►

hole and has almost no limitations connected with well construction. The only stipulation is that the diameter of production string in a segment between the wellhead and the place where coiled tubing enters the lateral hole should be not less than 5-3/4 in. The order of operations with utilization of coiled tubing orientation device includes the following stages:

1. Geophysical survey, which will allow to determine the depth of sidetracking (if necessary).
2. Running of downhole equipment assembly (Figure 1a) with the help of workover unit (A-50).
3. Orientation of a whipstock towards the treated lateral hole and isolation of the latter from overlying and underlying well section with utilization of packer equipment.
4. Rig up and lowering of the coiled tubing to the depth of the whipstock. The whipstock is orientated towards the casing window. Then coiled tubing goes through the window into the lateral hole.
5. Performing of necessary service operations in the lateral hole (flow stimulation, water shutoff, completion, well logging).
6. Running out of hole and rig down.
7. Removing of downhole equipment assembly with the help of A-50 workover unit.

The technology features the necessity of workover unit utilization for lowering downhole equipment assembly with coiled tubing orientation device into the hole, as well as the requirement for coiled tubing unit to perform the operations. One should also take into account that the dimensions of downhole tools are limited by the diameter of coiled tubing.

The prospects of downhole splitters application for development of low-permeability reservoir, as well as the utilization efficiency of coiled tubing orientation device during lateral holes treatments were confirmed in well #52 of Severo-Domanovichskoe field.

The drilling of well was completed in October, 2010. The well has three bottomholes (Level 2 according to TAML classification). Well geometry is presented on Figure 1b. Production string (6-5/8 in.) is lowered to the depth of 8,317 ft. Lateral hole 52r2 is drilled out of the casing string on the depth of 8,196 ft., the bottomhole is situated on the depth of 9,393 ft. Lateral hole 52r3 is drilled out of the casing string on the depth of 8,258 ft, the bottomhole is situated on the depth of 9,731 ft. Lateral hole 52r is drilled from below the production string shoe to the depth of 9,829 ft.

As one can see from Table 1, thickness of drilled productive reservoir along hole 52r3 is more than 2 times bigger than that of hole 52r2. Oil flow rate (openhole tests) of hole 52r3 is more than 10 times bigger than of hole 52r. The important thing is that the distance between bottomholes of outermost lateral holes is only 1310 ft.

Before the well was put on production a set of operations was performed with utilization of coiled ►

Скважина вышла из бурения в октябре 2010 года. Скважина трехзабойная, 2 уровня по классификации TAML (разветвление стволов из обсаженного участка скважины). Конструкция скважины представлена на рисунке 1б. Эксплуатационная колонна диаметром 168 мм спущена на глубину 2535 м. Боковой ствол 52r2 забурен из обсадной колонны на глубине 2498 м, забой – 2863 м. Боковой ствол 52r3 забурен из обсадной колонны на глубине 2517 м, забой – 2966 м. Ствол 52r пробурен из-под башмака эксплуатационной колонны до глубины 2996 м.

Как видно из таблицы 1, мощность вскрытых продуктивных коллекторов по стволам скважины отличается более чем в 2 раза, а дебит при испытаниях в открытом стволе – в 10 раз. При этом расстояние между забоями крайних стволов скважины составляет всего 400 м.

Перед запуском в эксплуатацию на скважине производились работы по освоению с применением механизма ориентации гибкой трубы. Была выполнена промывка и кислотная обработка каждого из стволов скважины в отдельности. По результатам освоения коэффициент продуктивности скважины увеличился с 0,86 до 5,92 (в 6,7 раза). На момент запуска в эксплуатацию дебит скважины составил 24 м<sup>3</sup>/сут.

Во время работ по освоению были проведены исследования по определению продуктивных интервалов ствола скважины 52r с углом наклона до 80° с помощью автономного прибора, спускаемого на гибкой трубе.

Фактические затраты на строительство и освоение трехзабойной скважины № 52 Северо-Домановичского месторождения всего в 1,7 раза превысили затраты на строительство и освоение одноствольной скважины.

В 2010 году работы по описанной технологии были проведены также на скважине № 289 Речицкого месторождения. Скважина двухзабойная, 1 уровня по классификации TAML (разветвление стволов из необсаженного участка скважины). Конструкция скважины № 289 Речицкого месторождения представлена на рисунке 1в. Эксплуатационная колонна диаметром 168 мм спущена на глубину 2280 м. Из-под башмака эксплуатационной колонны

tubing orientation device. In each of the lateral holes cleanout and acid treatment operations were performed. As a result of these operations, well productivity factor increased from 0.86 to 5.92 (by 6.7 times). At the time when the well was put on production its flow rate was 24 m<sup>3</sup>/day.

During stimulation operations we also performed geophysical survey in order to determine production intervals of the lateral hole 52 r with inclination up to 80°.

**Таблица 1 – Геолого-технические характеристики**  
**Table 1 – Geological and technical data**

Параметр Data item	Ствол скважины / Lateral hole		
	52r	52r2	52r3
Протяженность открытого ствола, м The length of openhole, ft	461 1,512	364 1,194	448 1,470
Координаты забоя относительно устья, м Bottomhole coordinates with respect to the wellhead, ft	-667; 90 -2,188; 295	-457; -115 -1,499; -377	-556; 274 -1,824; 899
Максимальный угол наклона Maximum inclination	90,3	80,2	81,3
Мощность продуктивного коллектора, м Thickness of productive reservoir, ft			
- по вертикали - vertical	9,9 325	8,3 272	17,8 584
- по стволу - along bore	53,3 175	32,1 105	83,1 273
Дебит ствола при испытаниях в открытом стволе, м <sup>3</sup> /сут Oil flow rate (openhole tests), m <sup>3</sup> /day	1,11	2,55	14,15

The survey was performed with the help of coiled tubing conveyed self-contained device.

Actual costs associated with construction and completion of well #52 of Severo-Domanovichskoe field were just 1.7 times higher in comparison with the costs of construction and completion of a monobore well.

In 2010 operations according to the above-mentioned technology were performed in well #289 of Rechitskoe field. The well has two bottomholes (Level 1 according to TAML classification). Geometry of well #289 of Rechitskoe field is presented on Figure 1c. Production string (6-5/8 in.) is lowered to the depth of 7,480 ft. Openhole 289r is drilled from below the productions string shoe to the depth of 7,362 ft. In the interval between 7,552 and 7,559 ft. underreaming of wellbore was performed. Out of the enlarged hole we drilled openhole 289r2 to the depth of 7,880 ft.

A set of flow stimulation operations was performed in well #289. With the help of orientation device we channeled coiled tubing into the lateral hole, which allowed to perform cleanout, hydrochloric bath and directional hydrochloric treatment operations in the lateral hole.

As a result of performed operations flow rate of well #289 increased almost twofold. The effect of performed operations is preserved.

пробурен открытый ствол 289г до глубины 2244 м. В интервале 2302...2304 м выполнено расширение ствола скважины, из которого пробурен открытый ствол 289г2 до глубины 2402 м.

На скважине производились работы по интенсификации притока. С помощью механизма ориентации было осуществлено направление гибкой трубы в боковой ствол скважины, что позволило произвести промывку, солянокислотную ванну и направленную солянокислотную обработку бокового ствола.

По результатам работ на скважине № 289 Речицкого месторождения было получено увеличение дебита нефти в 1,9 раза. Эффект от проведенных работ продолжается.

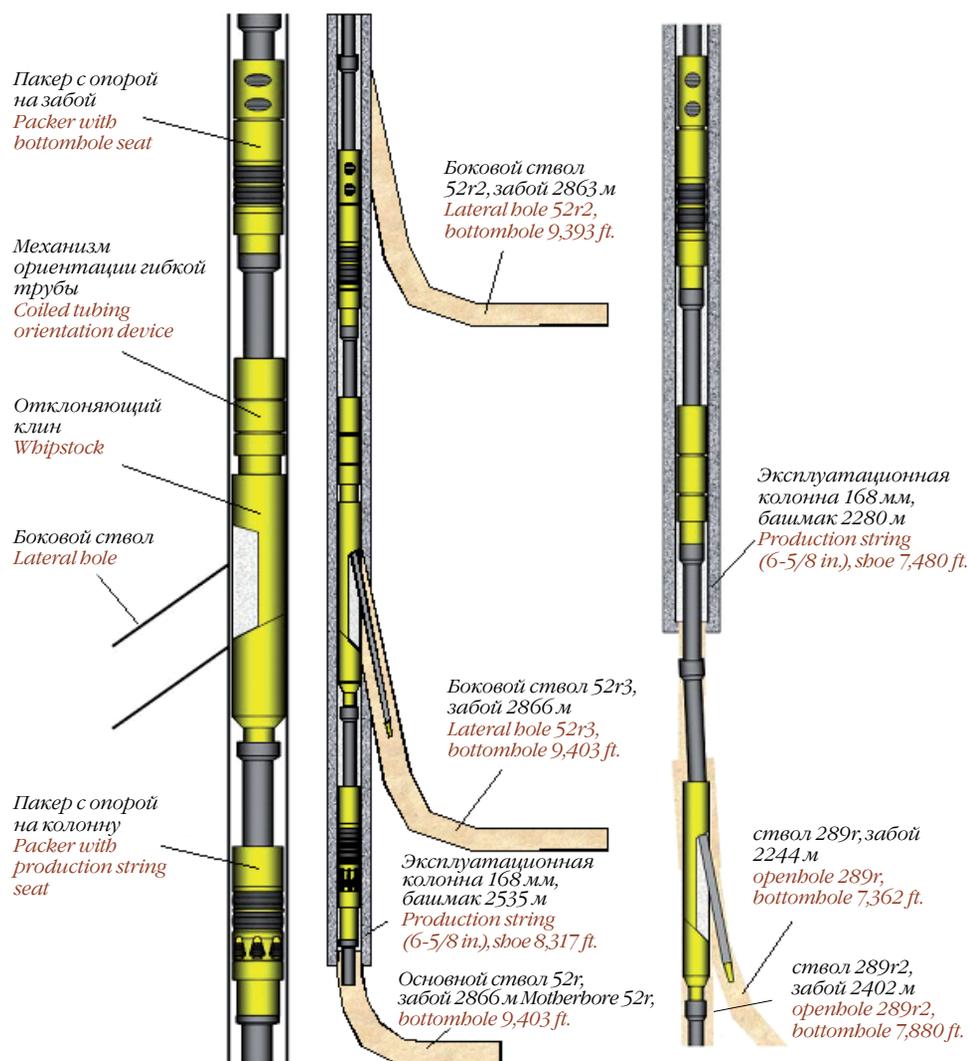
#### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведенные работы показали, что освоение каждого из пробуренных стволов многоствольной скважины в отдельности позволяет существенно повысить дебит скважины.

Конструкция механизма ориентации и принцип его работы не привязан к определенной конструкции скважины и может быть использован на многоствольных скважинах любой конструкции.

Разработанные технология и оборудование ориентирования гибкой трубы в боковой ствол многоствольной скважины позволяет:

- выполнять селективную обработку заданного ствола многоствольной скважины;
- эффективно применять многоствольные скважины 1 и 2 уровней по классификации ТАМЛ для разработки залежей с низкопроницаемыми коллекторами. ©



**Рисунок 1 – Схема компоновки подземного оборудования с механизмом ориентации гибкой трубы**

- а) общий вид компоновки;  
б) конструкция скважины № 52 Северо-Домановичского месторождения со спущенной компоновкой для освоения ствола 52г3;  
в) конструкция скважины № 289 Речицкого месторождения со спущенной компоновкой для освоения ствола 289г.

**Figure 1 – Design of downhole equipment assembly with coiled tubing orientation device**

- а) general view of the assembly;  
б) geometry of well #52 of Severo-Domanovichskoe field with lowered assembly for completion of lateral bore 52r3;  
в) geometry of well #289 of Rebitskoe field with lowered assembly for completion of openhole 289r.

#### CONCLUSION

Performed operations showed that individual completion of each drilled hole of multilateral well allows to significantly increase well flow rate.

Design of the orientation device and its operating principle does not depend on a specific well geometry and can be used in multilateral wells of any design.

Developed technology and coiled tubing orientation equipment allow to:

- perform selective treatment of a given lateral hole in any downhole splitter;
- effectively use ТАМЛ Level 1-2 downhole splitters for the development of reserves in low-permeability formations. ©