

# Одновременно-раздельная эксплуатация:

## выявляем нераскрытый потенциал

# Dual Completion: Unlocking Hidden Potential



Исследования Тюменского нефтяного научного центра (ТННЦ) показывают, что в настоящее время высокий потенциал применения оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) на месторождениях ТНК-ВР реализуется далеко не полностью. Каждое целевое дочернее общество (ЦДО) Компании сталкивается как с общими для всех, так и с индивидуальными трудностями ее внедрения.

Studies by the Tyumen Petroleum Research Centre (TNNC) show that TNK-BP is failing to take full advantage of the major benefits that could be gained by applying dual completion (DC) technology at its oil fields. Each of the Company's target subsidiaries (TS) has encountered its own specific difficulties when it comes to deploying dual completions, as well as more general issues shared by all.



**Александр Коваленко**

начальник отдела геологии и разработки  
Покровского актива, ТННЦ

**Aleksander Kovalenko**

Head of Geology and Development Section,  
Pokrovsky Asset, TNNC



**Дмитрий Патраков**

начальник отдела геологии и разработки  
Первомайского актива, ТННЦ

**Dmitry Patrakov**

Head of Geology and Development Section,  
Pervomaysky Asset, TNNC

Согласно проектно-технической документации (ПТД) на разработку месторождений, применение технологий ОРЭ пластов рекомендовано на 35 месторождениях Компании, в том числе на 13 ключевых. В основном это месторождения Оренбургского региона, участки ОАО «Варьганнефтегаз» и ООО «ТНК-Уват». Всего, согласно ПТД, внедрение технологий ОРЭ предусмотрено более чем на 900 скважинах.

По состоянию на начало 2012 года на скважинах ТНК-ВР внедрено 248 компоновок оборудования для ОРЭ, в основном на Самотлорском месторождении, где технологии ОРЭ применяются в основном на нагнетательном фонде. Наибольшее количество установок для одновременно-раздельной добычи (ОРД) внедрено в Оренбургском регионе.

### С отставанием от плана

Анализ фактической реализации проектных

Dual completion has been recommended in project documentation for 35 fields across the Company, including 13 key fields. These assets are concentrated primarily in the Orenburg Region, although some of the blocks are operated by Varyoganneftegaz and TNKUvat. Overall, plans have been made for dual completions in over 900 wells.

As of January 1, 2012, 248 DC assemblies had been installed across TNK-BP, mainly at the Samotlor field, where the focus is on injection wells. The largest number of dual production (DP) units has been installed in the Orenburg Region.

### Falling Behind Schedule

A study of the actual deployment of DC solutions at 25 major fields within TNNC's sphere of responsibility has identified eight fields at which the pace of work needs to be stepped up.

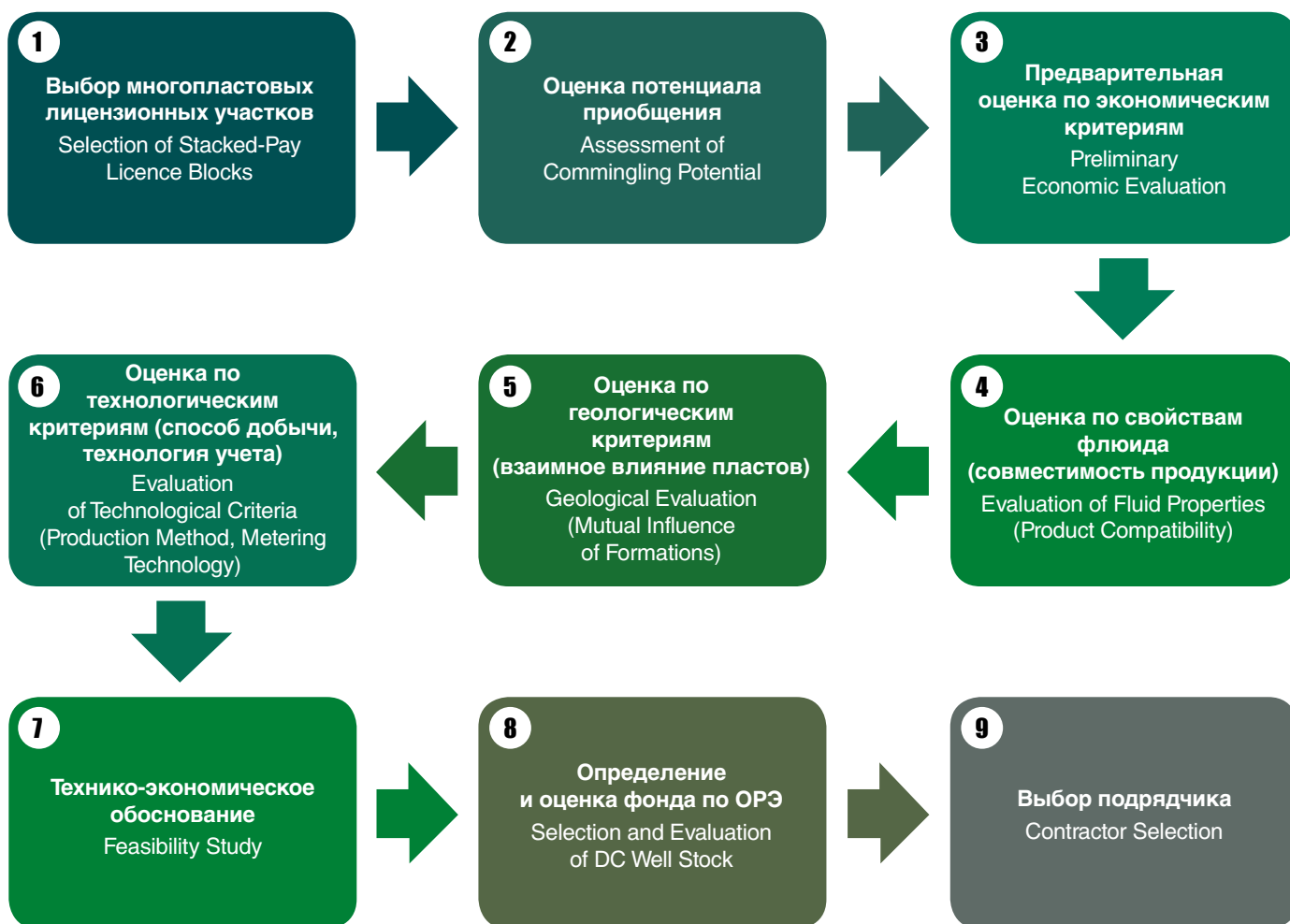
This is greatly complicated, however, by the complex decision making procedure for applying DC technology,

решений в области ОПЭ на 25 крупнейших месторождениях Компании, которые попадают в зону ответственности ТННЦ, свидетельствует, что на восьми месторождениях необходимо ускорить работы по внедрению оборудования для ОПЭ.

Это во многом затруднено сложностью процесса принятия решений о применении оборудования для ОПЭ, представляющего собой цепочку различных геологических, технологических и экономических

which involves a whole chain of geological, technological and economic issues (Fig. 1). A negative result at any link in this chain means that dual completion cannot be used. Further complicating the picture, each TNK-BP region has its own specific difficulties to contend with when applying DC technology.

Analysis of the potential for boosting production through DC technology indicates that it could be applicable in the Orenburg Region, at Samotlor, in various fields operated



SOURCE: TNK-BP / ИСТОЧНИК: ТНК-БП

**Рис. 1** Процесс принятия решения о внедрении оборудования для ОПЭ  
**Fig. 1** Decision-Making Process for Deployment of DC Technology

составляющих (Рис. 1). Получение отрицательных результатов на любом из этапов этой цепочки приводит к отказу от использования оборудования для ОПЭ. В каждом из регионов ТНК-БП, кроме того, существуют свои особенности внедрения этой технологии.

Анализ потенциала увеличения добычи в случае использования оборудования для ОПЭ показал, что внедрение этой технологии на данный момент

by Varyoganneftegaz and at TNK-Uvat's Ust-Teguss field. Fields operated by TNK-Nyagan require further trial production work to evaluate the potential scale and applicability of DC assemblies. At the Verkhnechonskoye field, the potential for DC is constrained by the use of complex equipment to drill horizontal wells with limited anticipated flow-rate increments. Meanwhile, at Rospan International, DC would not be appropriate given the limited understanding of the fields and their later commissioning dates.

актуально для Оренбургского региона, Самотлора, месторождений ОАО «Варьеганнефтегаз» и Усть-Тегусского месторождения ООО «ТНК-Уват». На месторождениях ОАО «ТНК-Нягань» необходимо проведение дополнительных опытно-промышленных работ для оценки возможных масштабов и особенностей применения компоновок для ОПЭ. На Верхнечонском месторождении основные трудности внедрения технологий ОПЭ связаны с необходимостью применения сложного оборудования для горизонтальных скважин при незначительных ожидаемых приростах добычи нефти. На месторождениях ЗАО «Роспан Интернешнл» использование ОПЭ не актуально по причине их низкой изученности, а также планируемого позднего ввода в разработку.

### Трудности внедрения

Крупнейшим активом Компании является Самотлорское месторождение, состоящее из 11 объектов

разработки с более чем 1 200 совместными скважинами. Главными задачами внедрения технологий ОПЭ на Самотлоре являются сокращение

проектного низкодебитного фонда и разобщение объектов в совместных скважинах. Это необходимо для повышения эффективности разработки и оптимизации выработки запасов. В то же время в связи с длительной историей разработки и совместной эксплуатации объектов применение компоновок ОПЭ на Самотлоре затруднено. К факторам ограничения, в частности, относятся сложности локализации остаточных запасов, значительное количество скважин с нарушением эксплуатационной колонны и боковыми стволами, а также наличие на некоторых пластах газовых шапок. Потенциальное количество скважин-кандидатов для ОПЭ на Самотлорском месторождении может составить около 300 штук, а вовлекаемые за счет этой технологии запасы, по оценкам, могут составить около 9 млн т.

В Оренбургском регионе ТНК-БР эксплуатирует более 70 многопластовых месторождений, запасы которых варьируются от одного до 50

### Implementation Issues

TNK-BP's largest asset is the Samotlor field, which consists of 11 development targets with over 1,200 commingled wells. The main reason for using DC at Samotlor is to reduce the planned number of lowrate wells and to isolate productive formations in commingled wells. This is essential to make development more efficient and to optimize reserves depletion. At the same time, due to the long history of commingled production at Samotlor, deploying DC assemblies is no easy matter. The constraints include a complex distribution of residual reserves, the large number of wells with integrity failures in production strings and sidetracks, and the presence of gas caps in some formations. The overall number of candidate wells for DC at Samotlor is around 300 wells, with potential to produce an estimated 9 mln t of additional reserves.

In the Orenburg Region, TNK-BP operates over 70

stacked reservoirs, with reserves varying from 1 to 50 mln t of oil. In many key fields there is potential for accelerating the rate of reserves depletion in low-productivity formations. The Garshinskoye

“Проведенные исследования свидетельствуют, что цели внедрения технологий ОПЭ в различных ЦДО Компании максимально схожи. Studies have shown that the motivation for applying DC solutions is virtually identical across TNK-BP's TS”

field, for instance, could produce from as many as eight individual formations, where recompletions are currently planned or drilling of marginal wells is required. The main aims of applying dual completions in that region are therefore to speed up the recompletion programme, to reduce the number of planned low-rate wells, and to isolate formations in commingled wells, which number approximately 600. Experience to date has highlighted a number of technical issues hindering the widespread application of dual completion technology: first, a lack of reliable equipment for fields with a high gas content in the oil; second, the considerable depth of most of the accumulations rules out the use of sucker rod pumps, while deployment of electrical submersible pumps (ESP) in ESP + ESP assemblies is limited by the small diameters of the production strings in existing wells (168 mm or less). Excluding wells already identified as problematic, the potential well stock for dual completions at key fields alone in the Orenburg Region could be around 1,400, with an estimated residual reserves potential of 23 mln t.

млн т нефти. При этом на многих ключевых месторождениях существует возможность ускорения выработки запасов на возвратных низкопродуктивных объектах. Например, на Гаршинском месторождении есть потенциал вовлечения в разработку запасов на восьми объектах, где запланировано использование возвратного фонда, либо требуется бурение низкорентабельных скважин. Таким образом, основными задачами внедрения технологий ОРЭ в этом регионе являются ускоренное вовлечение возвратных объектов, сокращение проектного низкорентабельного фонда, а также разобщение объектов в совместных скважинах, которых насчитывается около 600. При этом результаты опытно-промышленных работ показали, что существует ряд технических проблем, мешающих широкому внедрению технологий ОРЭ. Во-первых, это отсутствие надежного оборудования для объектов с высоким содержанием в нефти газа. Во-вторых, значительная глубина большинства залежей не позволяет эффективно использовать штанговые глубинные насосы (ШГН), а использование установок электроцентробежных насосов (ЭЦН) в компоновках ЭЦН + ЭЦН ограничивается небольшими диаметрами колонн существующего

Varyoganneftegaz is developing seven stacked reservoirs with over 200 commingled wells. Formations of the Verkhne-Kolik-Yoganskoe field containing around one third of its current recoverable reserves are being tapped using a high ratio of commingled wells, though a large part of the reserves remains untouched. DC are an essential tool for Varyoganneftegaz to speed up its recompletion programme, to reduce drilling of marginal wells, and to isolate productive formations in commingled wells. As in the case of Samotlor, the residual reserves in Varyoganneftegaz's fields have a complex distribution and the wells have been in operation for a considerable period of time. Further problems have been encountered in operating DC units after hydrofracking. Varyoganneftegaz, as a whole, has the potential to deploy DC in over 350 wells to produce an additional 11 mln t of recoverable reserves of oil.

In the Uvat project DC technologies are well suited to the Ust-Teguss field, where they could reduce the total well stock and accelerate depletion rates. The field is already using DC equipment in an ESP + ESP assembly. Research has revealed that the main issues here are the high cost of DC, the need to drill large-diameter wells (245 mm) and the risk of failing to confirm geological predictions, which could reduce the

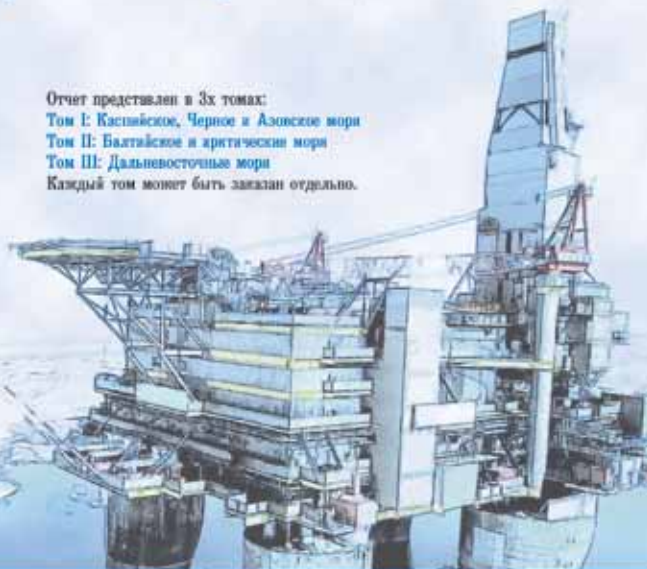

[www.rpi-research.com](http://www.rpi-research.com)


## Добыча нефти и газа на шельфе России и стран СНГ: перспективы развития отрасли до 2020 года

### Ключевые разделы исследования касаются:

- текущего описания состояния проектов, а именно планов их реализации или сворачивания; информации о намерениях отдельных игроков выйти или войти в проекты;
- прогнозов на период 2012-2020 годов добычи по отдельным проектам (и секторам в акваториях) в разрезе возможных сценариев;
- прогнозов на период 2012-2020 годов объемов разведочного и эксплуатационного бурения в разрезе секторов в акваториях, проектов, игроков и возможных сроков выполнения буровых работ;
- прогнозов на период 2012-2020 годов относительно потребности в буровых установках и добычных платформах в разрезе морских акваторий и проектов.

Отчет представлен в 3х томах:  
Том I: Каспийское, Черное и Азовское моря  
Том II: Балтийское и арктические моря  
Том III: Дальневосточные моря  
Каждый том может быть заказан отдельно.



Дополнительную информацию, включая детальное оглавление и условия приобретения, Вы можете получить у Ольги Елкановой.

E-mail: [ElkanovaO@rpi-inc.com](mailto:ElkanovaO@rpi-inc.com), Tel.: +7 (495) 502-54-33, 778-93-32



фонда (168 мм и меньше). Без учета скважин с выявленными проблемами потенциальный фонд для ОРЭ в Оренбургском регионе только по ключевым месторождениям может составить около 1 400 скважин с оцененным потенциалом вовлечения в разработку до 23 млн т остаточных запасов.

ОАО «Варьеганнефтегаз» разрабатывает семь многопластовых месторождений, совместный фонд составляет более 200 скважин. Объекты Верхне-Колик-Еганского месторождения, содержащие около трети текущих извлекаемых запасов месторождения, разрабатываются при большой доле совместного фонда; значительная часть запасов вовсе не вовлечена в разработку. Внедрение технологий ОРЭ в ОАО «Варьеганнефтегаз» необходимо для ускоренного ввода возвратных объектов, сокращения объемов низкорентабельного бурения, а также разобшения объектов в совместных скважинах. Как и для Самотлора, для месторождений ОАО «Варьеганнефтегаз» характерны сложность локализации остаточных запасов и значительный объем фонда с длительной историей эксплуатации. В процессе внедрения установок для ОРЭ, кроме того, выявлены проблемы их эксплуатации после гидроразрывов пласта (ГРП). В целом по ЦДО потенциальный фонд для применения технологий ОРЭ насчитывает более 350 скважин, вовлекаемые в разработку текущие извлекаемые запасы нефти могут составить 11 млн т.

На Уватском проекте технологии ОРЭ актуальны для Усть-Тегусского месторождения. Основными задачами их внедрения здесь являются сокращение общего количества проектных скважин и ускорение ввода запасов в разработку. При этом на месторождении уже применяется оборудование для ОРЭ в компоновке ЭЦН + ЭЦН. Анализ показал, что основной проблемой этой технологии являются высокая стоимость, необходимость бурения скважин большого диаметра (245 мм), а также риск неподтверждения геологии, что может привести к снижению рентабельности применения оборудования для ОРЭ или отказу от его использования. Вместе с тем, применение ОРЭ на Усть-Тегусском месторождении позволит избежать бурения второй сетки и сократить фонд скважин, эта технология может ускорить вовлечение в разработку до 17 млн т текущих извлекаемых запасов при отмене бурения 115 скважин.

### Общие цели и хороший потенциал

Проведенные исследования свидетельствуют, что цели внедрения технологий ОРЭ в различных ЦДО Компании максимально схожи. Это отмена

effectiveness of DC or result in a decision not to deploy them. At the same time, the use of DC at Ust-Teguss field will eliminate the need to drill a second grid and reduce well numbers, bringing up to 17 mln t of recoverable reserves on stream with 115 fewer wells.

### Shared Goals and Good Potential

Studies have shown that the motivation for applying DC solutions is virtually identical across TNK-BP's TS: to drill fewer marginal wells, to speed up field developments, and to isolate productive formations in commingled wells for separate control of depletion rates. Any differences between the various TNK-BP regions are merely a matter of the relative importance of the above objectives. Across the Company as a whole there are over 3,000 candidate wells for DC jobs, with a potential production increment of several tens mln t of oil.

Continued development and deployment of DC technologies will therefore help to unlock the potential for incremental production, boost output and expedite field developments, while also enabling cost-effective production of reserves that would otherwise be marginal or subcommercial.

низкорентабельного бурения, ускорение ввода запасов в разработку, а также разобшение объектов в совместных скважинах с целью контроля выработки запасов в разных пластах. Различия между регионами присутствия Компании заключаются лишь в приоритетности той или иной цели. Всего по TNK-BP кандидатами для применения оборудования ОРЭ являются более 3 000 скважин, а потенциально вовлекаемые запасы нефти в случае применения этой технологии оцениваются в несколько десятков миллионов т.

Дальнейшее развитие и внедрение технологий ОРЭ, таким образом, позволит раскрыть существующий потенциал дополнительной добычи, обеспечит увеличение нефтеотдачи, ускорение разработки месторождений, а также экономически эффективную добычу низкорентабельных и нерентабельных при традиционных подходах запасов.

*Спасибо компании TNK-BP и журналу «Новатор» за предоставление материалов.*

*Published with thanks to TNK-BP and Innovator Magazine*