

Одновременно-раздельная эксплуатация продуктивных пластов в скважинах с боковыми стволами

Габдулов Р.Р.¹, Сливка П.И.¹, Мещеряков А.А.¹, Чиж А.Ю.², Фролов Д.А.², Лукьянов И.Е.², Ширяев Е.С.³

¹ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия; ²АО «Самаранефтегаз», Самара, Россия;

³ООО «СамараНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Самара, Россия
shiryaevs@samnpi.rosneft.ru

Аннотация

Одновременно-раздельная эксплуатация (ОРЭ) в большинстве своем используется в вертикальных и наклонно-направленных скважинах. Как показывает практика, опыт применения ОРЭ в скважинах с боковыми стволами долгое время оставался без внимания из-за сложности конструкции ствола скважин, рисками создания аварийной ситуации. В данной статье приведена возможность осуществления одновременно-раздельной добычи в скважинах с боковыми стволами, в которых продуктивные пласты размещены в хвостовике колонны. Полученные результаты позволяют существенно больше охватить потенциальный фонд скважин, повысить рентабельность планируемых геолого-технических мероприятий (ГТМ).

Материалы и методы

Статистические данные о наработках компоновок одновременно-раздельной добычи нефти, анализ основных геологических и технологических параметров при выборе объектов применения технологий, сбор и систематизация данных по работе скважин, оснащенных рассматриваемым оборудованием, применение

программных комплексов «Rospamp» с целью подбора и оптимизации работы насосного оборудования.

Ключевые слова

боковой ствол скважины, одновременно-раздельная добыча, повышение эффективности, электроцентробежный насос, клапанные системы

Для цитирования

Габдулов Р.Р., Сливка П.И., Мещеряков А.А., Чиж А.Ю., Фролов Д.А., Лукьянов И.Е., Ширяев Е.С. Одновременно-раздельная эксплуатация продуктивных пластов в скважинах с боковыми стволами // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 8. С. 108–113. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-8-108-113

Поступила в редакцию: 07.11.2024

OIL PRODUCTION

UDC 622.276.56 | Original Paper

Dual completion of reservoirs the well with sidetracks

Gabdulov R.R.¹, Slivka P.I.¹, Meshcheryakov A.A.¹, Chizh A.Yu.², Frolov D.A.², Lukyanov I.E.², Shiryayev E.S.³

¹“RN-BashNIPneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia; ²“Samaraneftegaz” JSC, Samara, Russia;

³“SamaraNIPneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Samara, Russia
shiryaevs@samnpi.rosneft.ru

Abstract

At the same time, dual completion (DC) is mostly used in vertical and directional wells. As practice shows, the experience of using DC in wells with side shafts has been ignored for a long time due to the complexity of the well trunk design and the risks of creating an emergency situation. This article presents the possibility of simultaneous and separate production in wells with side shafts in which productive layers are located in the shank of the column. The results obtained make it possible to significantly cover the potential fund of wells, increase the profitability of planned geological and technical measures (GTM).

Materials and methods

Statistical data on the operating time dual completion oil production, analysis of the main geological and technological parameters when choosing the objects of technology application, collection and systematization of data on the operation of wells equipped with the

equipment in question, the use of Rospamp software complexes in order to select and optimize the operation of pumping equipment.

Keywords

side well bore, dual completion, efficiency improvement, electric centrifugal pump, valve systems

For citation

Gabdulov R.R., Slivka P.I., Meshcheryakov A.A., Chizh A.Yu., Frolov D.A., Lukyanov I.E., Shiryayev E.S. Dual completion of reservoirs the well with sidetracks. Exposition Oil Gas, 2024, issue 8, P. 108–113. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-8-108-113

Received: 07.11.2024

Оборудование для ОРЭ хоть и не ново, но наиболее широкое развитие получило относительно недавно. На сегодня фонд ОРЭ в основном представлен вертикальными и наклонно-направленными скважинами и реже скважинами, реконструированные методом зарезки боковых стволов. В результате значительный потенциальный фонд скважин остается не охваченным для возможности ОРЭ пластов.

Способ зарезки боковых стволов, на сегодня, является одной из эффективных технологий, позволяющей увеличить добычу нефти на зрелых месторождениях и коэффициент извлечения нефти из пластов, а также вернуть в эксплуатацию нефтяные скважины, которые не могут быть возвращены в действующий фонд другими методами. Возможность одновременно-раздельной эксплуатации продуктивных пластов в скважинах с боковыми стволами позволяет:

- повысить рентабельность добычи методом зарезки боковых стволов;
- увеличить эффективность добычи нефти за счет регулирования притока по пластам;
- приобщить к разработке запасы нефти, вовлечение которых на момент оценки экономически нецелесообразно;
- максимально использовать ресурс ствола скважины за счет опережающего вовлечения в разработку транзитных объектов.

С целью увеличения охвата потенциального фонда в ПАО «НК «Роснефть» реализуются опытно-промышленные испытания (ОПИ) оборудования ОРД в скважинах с боковыми стволами, в которых продуктивные пласты размещены в хвостовике колонны 103, 114 мм.

Установки для ОРД, вне зависимости от конструкции скважины, должны отвечать требованиям п. 113 Постановления

Госгортехнадзора РФ от 06.06.2003 № 71 Об утверждении «Правил охраны недр»:

- обеспечение разделения эксплуатируемых объектов;
- обеспечение возможности учета отборов по каждому из разрабатываемых пластов;
- проведение минимального комплекса гидродинамических, промыслово-геофизических исследований по контролю за разработкой нефтяных месторождений (МУ по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и физико-химических исследований при разработке нефтяных и газовых месторождений, утвержден и введен в действие с 01.10.23 г. Протоколом НТС ФАН Роснедра от 05.10.2023 г. № 03-17/8-пр.);
- возможность проведения безопасного ремонта скважин с учетом различия давлений и свойств пластовых флюидов.

Оборудование ОРД для скважин с боковыми стволами является аналогом технических решений установок ОРД, которые на сегодня массово внедряются в обществах групп Компании ПАО «НК «Роснефть», такие как установки ОРД с двухсторонними системами УЭЦН (рис. 1а, б), установки ОРД с блоками регулируемых клапанов для регулирования и контроля притока с каждого пласта (рис. 1в) [1–3]. Необходимость проведения ОПИ обусловлено внесенными существенными конструктивными доработками установок для работы в скважинах малого диаметра в условиях наличия осложняющих факторов.

ОРД с двухсторонними системами УЭЦН — однолифтовая установка ОРД с двумя насосами и одним двигателем, позволяющая обеспечить различное давление на каждый пласт, улучшить работу основного насоса. За счет таких особенностей двухсторонние системы УЭЦН рассматривались изначально для эксплуатации малодебитного фонда,

скважин с боковыми стволами, а, уже позже, как установки для ОРД и ОРЭ.

Началом массового внедрения данных разработок является 2012 г. Оборудование внедрено на нефтегазодобывающих предприятиях Нижневартовского района, Оренбургской области и на месторождениях ООО «Лукойл-Западная Сибирь». Позже, на месторождениях ПАО «НК «Роснефть» [4]. На сегодняшний день внедрено более трехсот установок ОРД и ОРЭ с двухсторонними системами УЭЦН. В ПАО «НК «Роснефть» наиболее жизнеспособными стали установки ОРД с двухсторонними системами УЭЦН и геофизическим прибором для контроля работы нижнего пласта. Альтернатива геофизическому прибору — погружной управляемый клапан на нижний пласт [5], не возымели успеха в обществах групп Компании из-за своей низкой надежности.

Использование установок ОРД с двухсторонними системами УЭЦН, как и все другие системы, имеет ряд ограничений, что не позволяет охватить потенциальный фонд. Это конструкция скважины, расстояние между пластами, забойные давления каждого продуктивного пласта, давление на приеме подпорной и основной секции насосов. При ОРД с использованием двухсторонних систем забойное давление в зоне перфорации верхнего пласта должно быть не больше давления на выходе из подпорной секции насоса, а с другой стороны, в подпорной секции насоса давление нагнетания должно быть больше, чем давление на приеме насоса. Казалось бы, это существенно ограничивает область применения данного оборудования, но в случае, когда забойное давление в зоне перфорации верхнего пласта равно или выше забойного давления нижнего пласта, двухсторонние системы УЭЦН являются эффективным вариантом для ОРД. Производительность насосов взаимосвязана. При изменении

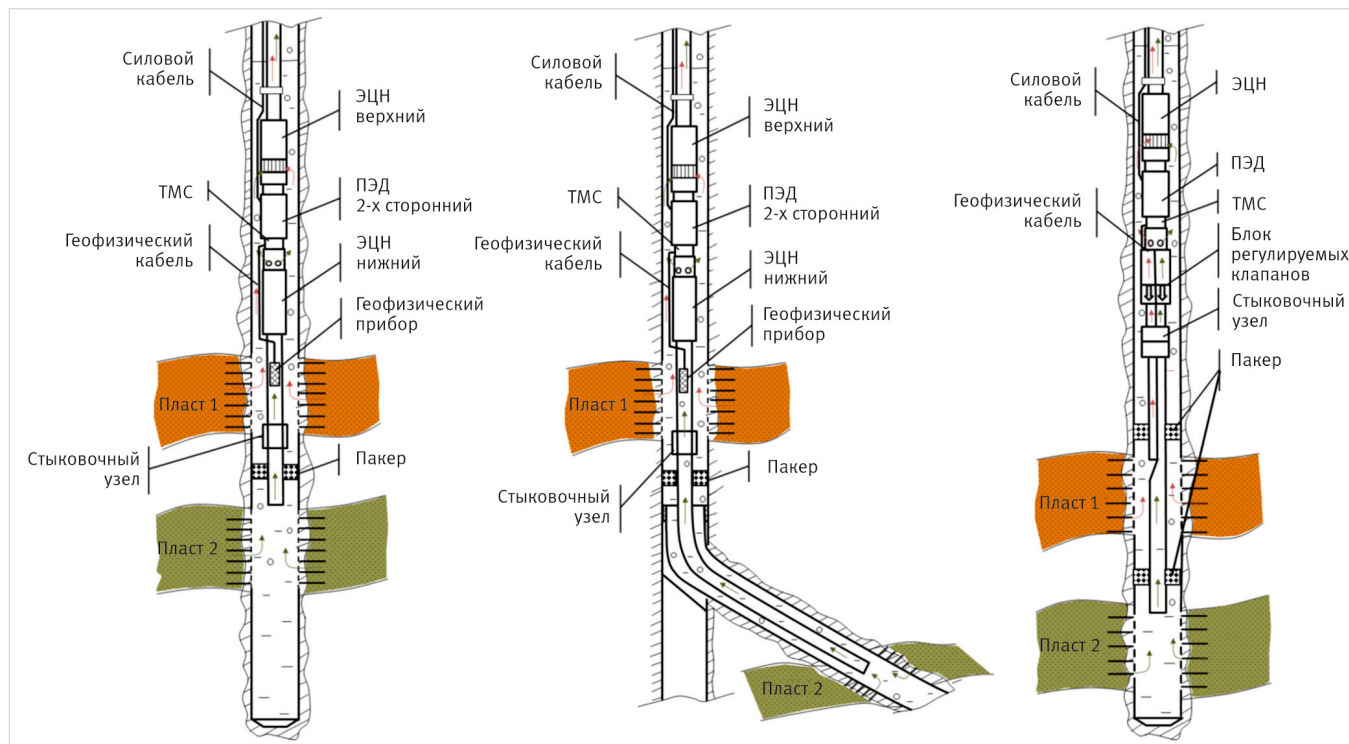


Рис. 1. Схема установки ОРД в наклонно-направленных скважинах и скважинах с боковым стволом: а, б — установка ОРД с двухсторонними системами УЭЦН; в — установка ОРД с блоками регулируемых клапанов

Fig. 1. Scheme of installation of dual completion in directional wells and the well with sidetracks: а, б — dual completion with two-way ESP systems; в — dual completion with blocks of adjustable valves

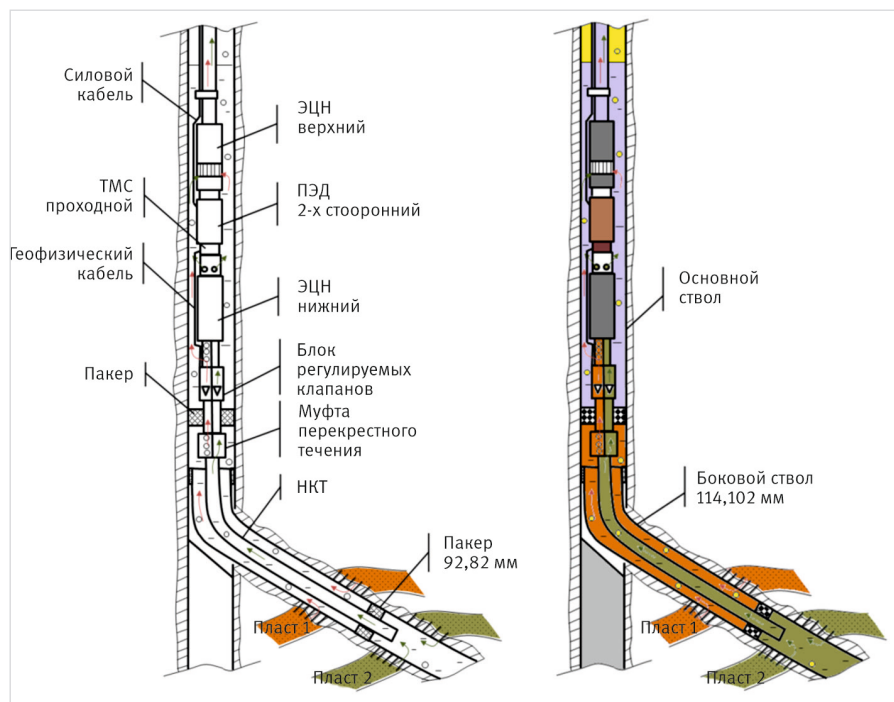


Рис. 2. Схема установки ОРД с размещением глубинно-насосного оборудования в основном стволе

Fig. 2. Scheme of installation of dual completion with the placement of deep-pumping equipment in the main trunk

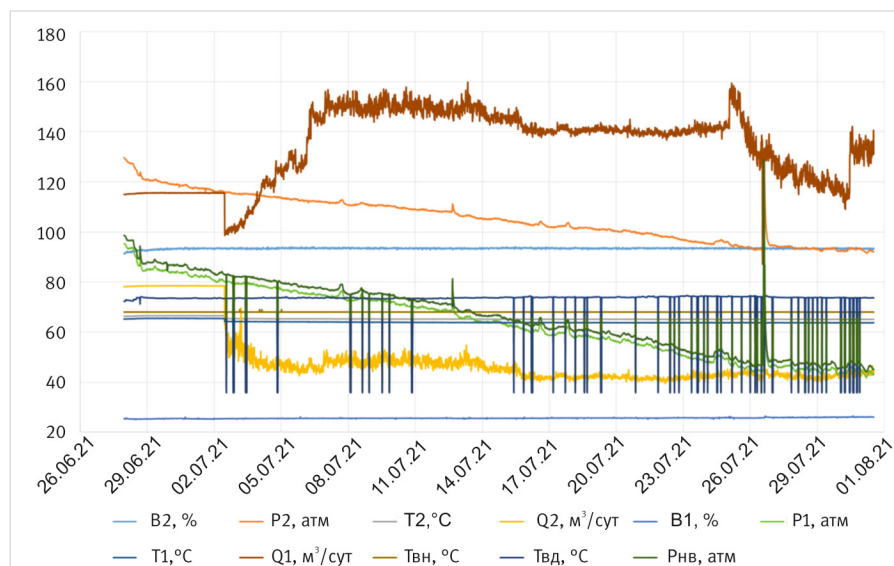


Рис. 3. Показания работы скважины № 3, оснащенная установкой ОРД

Fig. 3. Indications of the operation of well № 3 of dual completion

Табл. 1. Параметры работы скважин до и после проведения ГТМ

Tab. 1. Well operation parameters before and after the geological and technical measures

Скв.	Дата внедрения	Параметры до				Параметры после				dQн	Наработка
		Пласт	Qж, м³/сут	Qн, т/сут	%	Пласт	Qж, м³/сут	Qн, т/сут	%		
№1	11.2020 г.	A4	85	8,0	87	A4, A3	65	12,8	75	+4,8	1 161 (в работе)
№2	01.2021 г.	B1	39	30,0	9	B1, B2(C1)	171	128,8	13	+99,8	79 (ГТМ)
№3	06.2021 г.	B1	85	5,6	92	B1, B2(C1)	200	127,4	24	+121,8	337 (Клин вала)
№4	09.2021 г.	B1	51	3,0	94	B1, B2	114	12,7	87	+9,7	307 (R = 0)

производительности одного из насосов, одновременно изменяется производительность второго, что может привести к неоптимальной работе погружного оборудования. Для эффективного подбора насосного оборудования, реализованы расчеты в программных комплексах «Автотехнолог», «Rosramp» [4].

На скважинах с боковыми стволами продуктивные пласты, зачастую, размещаются в хвостовике. Совместная эксплуатация таких пластов не представляется возможной без применения оборудования для ОРД. Следует отметить, что до настоящего времени отсутствовали предложения по оборудованию, способному обеспечить ОРД двух пластов, расположенных в хвостовике.

В 2020–2021 гг. были реализованы ОПИ ОРД с двухсторонними системами УЭЦН с целью эксплуатации двух продуктивных пластов, расположенных в хвостовике колонны (рис. 2). ОПИ проведены на 4 скважинах-кандидатах АО «Самаранефтегаз». Принцип работы установки заключается в следующем: пластовая жидкость с нижнего объекта разработки попадает на прием нижнего насоса и выбрасывается в затрубное надпакерное пространство, в котором происходит смешение с жидкостью верхнего объекта разработки; далее верхний насос, имеющий более высокую производительность, перекачивает смешанный поток по лифту НКТ на поверхность. Потоки жидкости с верхнего и нижнего пластов до приема насосов проходят через блок регулируемых клапанов, в которые установлены датчики давления, температуры, расхода и влагосодержания. В рассматриваемых компоновках использовались клапана производства ООО «НПФ «Геоник». Блок регулируемых клапанов позволяет контролировать и регулировать приток жидкости с каждого пласта. Таким образом, решен один из существующих недостатков данной установки — возможность отключения одного из пластов в целях обеспечения раздельного замера, проведение ГДИ как нижнего, так и верхнего пластов. По результату внедрения, за счет приобщения к добыче дополнительных объектов, получен средний суточный прирост по скважине более 50 тонн нефти. Отказы насосного оборудования были зафиксированы при наработках более 300 суток. Результаты применения установок приведены в таблице 1.

Данная установка ОРД позволяет проводить прямые замеры параметров работы пластов путем отключения одного из пластов, а также вести постоянный косвенный мониторинг работы пластов по показаниям датчиков давления, температуры, расхода и обводненности, которые установлены в блоке регулируемых клапанов. К косвенным методам мониторинга отнесены

такие измерения, при которых искомое значение величины определяют на основании результатов прямых измерений других величин, функционально связанных с искомой величиной (п.3.2 ГОСТ Р 8.1016-2022 «Измерения количества добываемых из недр нефти и попутного нефтяного газа»). На рисунке 3 приведен пример временного отрезка мониторинга работы скважины № 3, по которой в процессе эксплуатации был получен клин насосного оборудования.

Результатом проведенного ОПИ стало подтверждение технологической и экономической эффективности применения установки ОРД на объектах АО «Самаранефтегаз», оборудование было рекомендовано к применению.

Риски выявленные в ходе проведения ОПИ — снижение притока вследствие истощения пластовой энергии. Скважина № 2 была остановлена для ГТМ, не отработав нормативный срок ОПИ по причине снижения пластового давления.

Технология ОРД в БС с размещением насосного оборудования в материнской колонне ограничена условиями эксплуатации насосного оборудования. Для минимизации геологических рисков, возможности получения более высоких депрессий на пласты появилась необходимость осуществить спуск насосного оборудования в боковой ствол.

С целью расширения потенциального фонда скважин, возможности достижения целевых забойных давлений в АО «Самаранефтегаз» разработаны и уже завершаются ОПИ установок ОРД с размещением глубинно-насосного оборудования в боковом стволе. Аналогом разработки послужили однолифтовые установки ОРД с регулируемыми клапанами, которые рекомендовали себя как один из эффективных вариантов для ОРД.

Установка ОРД (рис. 4) предназначена для дистанционного контроля (измерения) параметров эксплуатации скважин (давление, температура, объемный расход, объемное влажосодержание) и регулирования притока флюида в нижнем объекте разработки.

Установка состоит из:

- наземной части: наземный блок, в состав которого входит модем для дистанционной передачи данных;
- подземной части: УЭЦН габарита 2А,3; регулировочный электроклапан на нижний пласт, вмещающий в себя блок телеметрии (датчики давления, температуры, влажосодержания, а также расходомер скважинный); стыковочный узел и пакер.

Вывод параметров для визуализации, а также ввод и изменение значений коэффициентов преобразования и других необходимых параметров осуществляется при подключении персонального компьютера к наземному блоку. Система регистрирует в режиме реального времени, архивирует и передает внешним устройствам следующие параметры:

- объемный расход ($\text{м}^3/\text{ч}$);
- давление (атм);
- температура ($^{\circ}\text{C}$);
- объемное влажосодержание (%);
- степень открытия/закрытия регулировочного электроклапана (%).

Информация о пластовом/забойном давлении, температуре, расходе жидкости, а также о состоянии клапана, с первичных преобразователей в виде электрических сигналов, передается через грузонесущий геофизический бронированный кабель

на термоманометрическую систему УЭЦН, выполняющую роль контроля работы глубинно-насосного оборудования, и далее по силовому кабелю на наземную панель управления (рис. 5).

Передача информации (о текущем режиме в реальном времени, архивных данных) осуществляется АСУ ТП «Регион» по протоколу связи Modbus-RTU RS485. Наземный блок обеспечивает архивацию, а также обмен

информации с персональным компьютером или FTP-сервером через COM-/USB-порт или модем дистанционной передачи данных соответственно. Таким образом, происходит отслеживание фактических параметров пластов в реальном времени, проведение отдельных замеров.

ОПИ ОРД в боковых стволах с использованием малогабаритных насосов реализованы на 5 скважинах — кандидатах

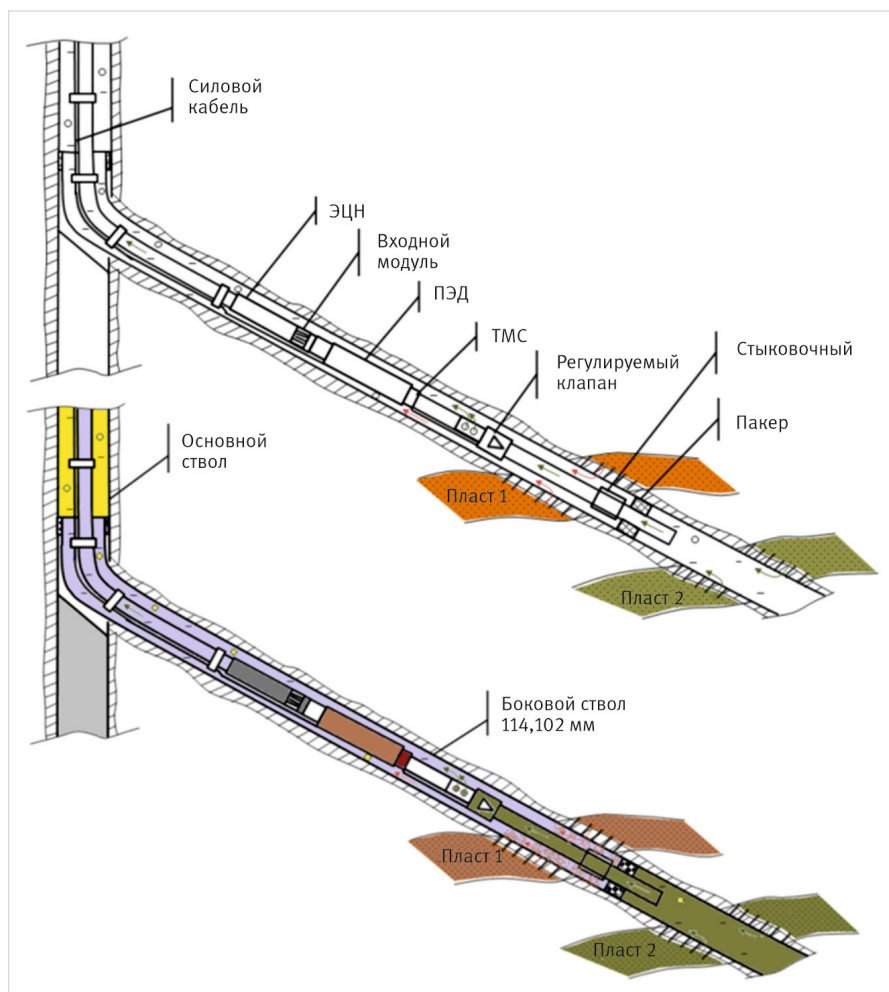


Рис. 4. Схема установки ОРД с размещением малогабаритного глубинно-насосного оборудования в боковом стволе

Fig. 4. Installation scheme of the dual completion with the placement of small-sized deep-pumping equipment in the sidetracks

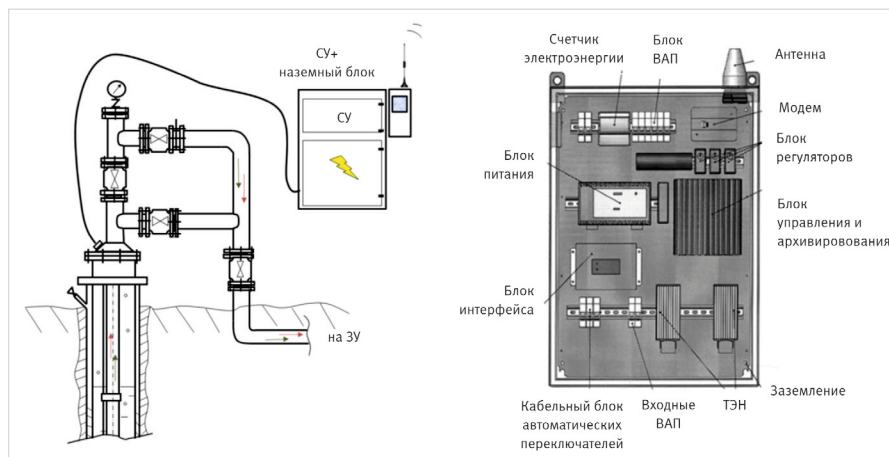


Рис. 5. Схема наземного оборудования, панель управления

Fig. 5. Ground equipment diagram, control panel

Табл. 2. Параметры работы скважин до и после проведения ГТМ
Tab. 2. Well operation parameters before and after the geological and technical measures

Скв.	Боковой ствол		Дата внедрения	Параметры до				Параметры после				dQн	Насосное Оборудование
	Н хвостовика	двн		Пласт	Qж,	Qн,	%	Пласт	Qж,	Qн,	%		
	м	мм			м³/сут	т/сут			м³/сут	т/сут		т/сут	
1	1 019	89	07.2023	В1	31	8,0	69						ЭЦН2А-50-2000 (повреждение кабеля)
2	1 211	89	08.2023	Дл	17	12,8	13	Дл, В1	55	35,0	25	+22,3	ЭЦН2А-100-2800 (н/п, наработка 34сут)
3	1 091	99	09.2023	В1	6	2,7	47	В1, С2	72	35,5	46	+32,8	ЭЦН2А-80-2450 (текущая наработка на 11.2024г. - 438 сут)
4	827	99	09.2023	А4	45	4,6	87	А4, А3	129	9,0	91	+4,4	ЭЦН2А-100-1960 (R=0, наработка 84 сут)
5	912	99	11.2023	А4	59	4,4	91	А4. А3	101	40,5	50	+36,1	ЭЦН2А-100-2200 (текущая наработка на 11. 2024г. - 207 сут)

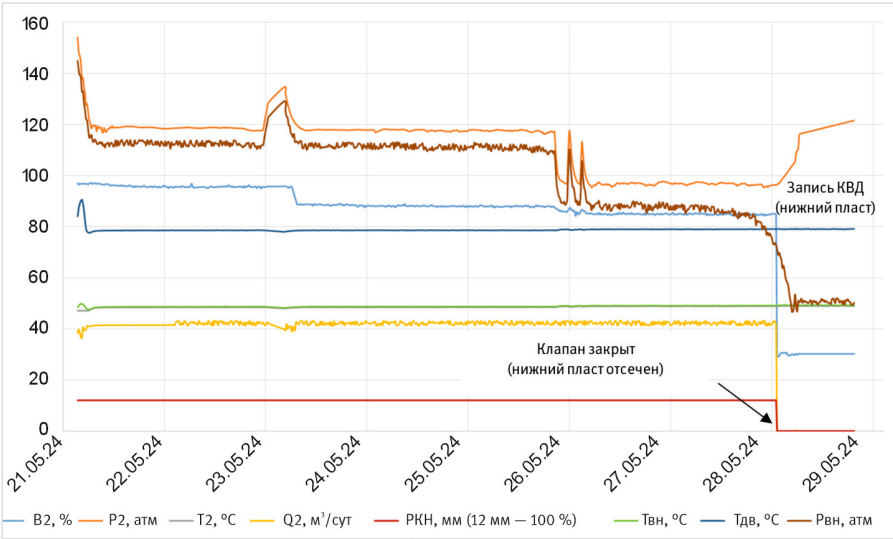


Рис. 6. Показания работы скважины №4 с установкой ОРД и МГНО в боковом стволе
Fig. 6. Indications of the operation of well №4 of the dual completion with the placement of small-sized deep-pumping equipment in the sidetracks

АО «Самаранефтегаз». Промежуточные результаты ОПИ приведены в таблице 2.

В ходе выполнения испытаний на скважинах № 1 и № 2 с хвостовиками 103 мм были получены проблемы со спуском внутрискважинного оборудования, преждевременный отказ насосного оборудования. На скважине № 1 было получено повреждение кабеля в результате потерь поясов крепления кабеля погружного бронированного плоского (КПБП), по скважине № 2 — снижение подачи в результате выноса механических примесей. Выявленные в ходе ОПИ риски: отсутствие возможности извлечения поясов крепления КПБП с головы стыковочного узла пакера; проведение ЛАР в случае возникновения возможных осложнений при последующих ремонтах — изменили требования к выбору скважин-кандидатов. В результате были

исключены спуски малогабаритного глубинно-насосного оборудования (МГНО) с пакером 82 мм на скважинах с эксплуатационной колонной бокового ствола диаметром 102 мм и менее. ОПИ ОРД с МГНО продолжились в боковом стволе с диаметром хвостовика 114 мм. В комплектации первой ступени НКТ (хвостовик) заходящей в боковой ствол стандартные пояса крепления, заменены протекторами крепления кабельной линии. Последующие спуски установки МГНО ОРД проводились только на НКТ 60мм.

Технология ОРД с МГНО позволяет проводить прямые и косвенные измерения показателей работы пластов (п.3.2, п.3.11 ГОСТ Р 8.1016-2022 «Измерения количества добываемых из недр нефти и попутного нефтяного газа»). Раздельный учет добываемой продукции с каждого пласта осуществляется путем

отключения нижнего пласта либо по показаниям глубинных приборов учета. В качестве примера, на рисунке 6 приведены показания работы скважины № 4.

Итоги

Результаты ОПИ доказали применимость способа ОРД на скважинах с боковыми стволами и малогабаритной насосной установки. Внедрение успешно зарекомендовавших технологии ОРД в БС планируется в рамках текущей деятельности Общества, согласно утвержденной матрицы взаимодействия по планированию и внедрению систем ОРЭ в ПАО «НК «Роснефть».

Выводы

Следует согласиться с автором статьи [6], зачастую новые разработки оборудования ОРД, это доработки, постоянные совершенствования ранее известных установок под различные геолого-технические условия. Технология ОРЭ является способом решения вопроса раздельной добычи, а установки для ОРЭ — инструментами воплощения технологии. Расширение линейки установок для ОРД позволят увеличить охват потенциального фонда скважин, повысить рентабельность планируемых ГТМ, в т.ч. методом бурения скважин малого диаметра, резки боковых стволов. Для высокопродуктивных скважин разработаны и успешно испытаны установки ОРД с двухсторонними системами УЭЦН, с целью эксплуатации двух продуктивных пластов, расположенных в хвостовике колонны, а также установки ОРД с размещением малогабаритного УЭЦН в боковом стволе. Для последующего применения, уже рассматриваются ОПИ установок, позволяющие организовать ОРД в боковых стволах с сохранением материнской колонны, в многозабойных скважинах.

Литература

1. Сагындыков Р.И., Василяускас А.А., Ртищев А.В., Ардалин А.А. Внедрение

- комплекса оборудования УОРЭП-ЭЦН для одновременно-раздельной эксплуатации пластов // Инженерная практика. 2016. № 5. С. 42–44.
2. Габдулов Р.Р., Новиков А.В., Ртищев А.В., Ширяев Е.С., Гилаев Г.Г. Одновременно-раздельная эксплуатация продуктивных пластов для реализации проектных решений на многопластовых месторождениях // Нефтепромысловое дело. 2023. № 12. С. 11–19.
 3. Патент РФ №2724084. Установка для одновременно-раздельной эксплуатации пластов. Косилов Д.А., Ключин И.Г., Аржиловский А.В., Гарифуллин А.Р., Сливка П.И., Габдулов Р.Р., Байбуринов Б.Х., Давлетбаев Р.В. Патентообладатели: ООО «РН-БашНИПИнефть». 19.06.2020. 10 с.
 4. Ивановский В.Н. О целесообразности применения двухсторонних систем УЭЦН // Инженерная практика. 2016. № 6. С. 4–5.
 5. Стехин Е.Л. ОПИ компоновки для ОРЭ с двухсторонним двигателем и управляемым клапаном // Инженерная практика. 2016. № 5. С. 39–41.
 6. Ивановский В.Н. Одновременно-раздельная эксплуатация и «интеллектуализация» скважин: вчера, сегодня, завтра // Инженерная практика. 2010. № 1. С. 4–15.

ENGLISH

Results

The results of the pilot testing have proven the applicability of the method dual completion in wells with sidetracks and a small-sized pumping unit. The implementation of successfully proven technologies of dual completion in a sidetrack is planned within the framework of the current activities of the Company, in accordance with the approved interaction matrix for planning and implementation of dual completion of reservoirs in “NK “Rosneft” PJSC.

Conclusions

It is necessary to agree with the author of the article [6], often new developments of the dual completion equipment are improvements, constant improvements of previously known installations for various geological and technical conditions. Technology dual completion is

a way to solve the issue of separate extraction, and dual completion installations are tools for technology implementation.

The expansion of the line of installations for dual completion will increase the coverage of the potential well stock, increase the profitability of planned the geological and technical measures, including by drilling small-diameter wells, cutting sideshafts.

For highly productive wells, dual completion installations with two-way ESP systems have been developed and successfully tested, in order to operate two productive formations located in the shank of the column, as well as dual completion installations with a small-sized ESP in the side trunk. For subsequent use, pilot tests installations are already being considered, allowing for the organization of dual completion in side shafts while preserving the parent column, in multi-hole wells.

References

1. Sagyndykov R.I., Vasilyauskas A.A., Rtischev A.V., Ardalin A.A. Implementation of the DC-ESP equipment complex for dual completion of reservoirs. Inzhenernaya praktika, 2016, issue 5, P. 42–44. (In Russ).
2. Gabdulov R.R., Novikov A.V., Rtischev A.V., Shiryayev E.S., Gilaev G.G. Simultaneous-separate operation of productive layers for design solutions implementation at multi-layer deposits. Oilfield Engineering, 2023, issue 12, P. 11–19. (In Russ).
3. Russian Federation Patent № 2724084. Unit for simultaneous separate operation of formations. Kosilov D.A., Klyushin I.G., Arzhilovsky A.V., Garifullin A.R., Slivka P.I., Gabdulov R.R., Bayburin B.Kh., Davletbaev R.V. Proprietor: RN-BashNIPIneft LLC. 19.06.2020. 10 p. (In Russ).
4. Ivanovsky V.N. On the expediency of using two-way ESP systems. Inzhenernaya praktika, 2016, issue 6, P. 4–5. (In Russ).
5. Stekhin E.L. Pilot tests of the layout for dual completion with a two-way engine and a controlled valve. Inzhenernaya praktika, 2016, issue 5, P. 39–41. (In Russ).
6. Ivanovsky V.N. Dual completion of reservoirs and “intellectualization” of wells: yesterday, today, tomorrow. Inzhenernaya praktika, 2010, issue 1, P. 4–15. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Габдулов Рушан Рафилович, кандидат технических наук, главный специалист Отдела разработки и внедрения ОРЭ, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Сливка Петр Игоревич, начальник Отдела разработки и внедрения ОРЭ, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Мещеряков Алексей Александрович, ведущий специалист Отдела разработки и внедрения ОРЭ, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Чиж Андрей Юрьевич, главный специалист Управления повышения производительности резервуаров АО «Самаранефтегаз» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Самара, Россия

Фролов Дмитрий Александрович, главный специалист Отдела научно-технического развития и инноваций АО «Самаранефтегаз» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Самара, Россия

Лукьянов Илья Евгеньевич, руководитель проектов по новым технологиям АО «Самаранефтегаз» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Самара, Россия

Ширяев Евгений Сергеевич, главный специалист Отдела внедрения новых технологий ООО «СамарНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Самара, Россия

Для контактов: shiryaevs@samnipi.rosneft.ru

Gabdulov Rushan Rafilovich, candidate of technical sciences, chief specialist Department of development and implementation of dual completion oil production, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

Slivka Petr Igorevich, head of Group of development and implementation of dual completion oil production, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

Meshcheryakov Alexey Alexandrovich, leading specialist Department of development and implementation of dual completion oil production, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

Chizh Andrey Yurievich, chief specialist reservoir performance improvement management, “Samaraneftegaz” JSC, Samara, Russia

Frolov Dmitry Alexandrovich, chief specialist department of scientific and technical development and innovation, “Samaraneftegaz” JSC, Samara, Russia

Lukyanov Ilya Evgenievich, project manager for new technologies, “Samaraneftegaz” JSC (Rosneft Oil Company), Samara, Russia

Shiryayev Evgeny Sergeevich, chief specialist department for the introduction of new technologies, “SamaraNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Samara, Russia

Corresponding author: shiryaevs@samnipi.rosneft.ru