

DOI: 10.17122/ntj-oil-2018-6-72-81  
УДК 622.276.4

**Е.В. Кудин** (СП «Вьетсовпетро», г. Вунгтау, Социалистическая Республика Вьетнам), **Э.М. Велиев** (Филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета в г. Октябрьском, г. Октябрьский, Республика Башкортостан, Российская Федерация)

## НЕКОТОРЫЕ ОСОБЕННОСТИ РАБОТЫ СКВАЖИН МЕСТОРОЖДЕНИЯ «БЕЛЫЙ ТИГР» ПРИ ПЕРЕХОДЕ ОТ ГАЗЛИФТНОГО К МЕХАНИЗИРОВАННОМУ СПОСОБУ ДОБЫЧИ НЕФТИ С ПОМОЩЬЮ УСТАНОВОК ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ

**Evgeniy V. Kudin** (Vietsovpetro JV, Vung Tau, Socialist Republic of Vietnam), **Elshad M. Veliev** (Oktyabrskiy Affiliate of Ufa State Petroleum Technological University, Oktyabrskiy, Republic of Bashkortostan, Russian Federation)

### SOME FEATURES OF THE WELLS OPERATION AT WHITE TIGER OIL FIELD DURING TRANSITION FROM GAS-LIFT TO MECHANIZED METHOD OF OIL PRODUCTION BY ELECTRIC CENTRIFUGAL PUMPS UNITS

#### **Введение**

В работе рассматривается опыт перевода газлифтных скважин на метод добычи нефти с помощью установок электроцентробежных насосов.

#### **Цели и задачи**

Анализ эксплуатации ряда скважин на месторождении «Белый Тигр» после перехода от газлифтного способа добычи нефти к механизированному с помощью установок электроцентробежных насосов.

#### **Результаты**

Авторами сделан вывод о значительных возможностях форсированных отборов с помощью установок электроцентробежных насосов, в результате дебит жидкости увеличился в среднем с 125 до 680 м<sup>3</sup>/сут.

#### **Background**

The paper discusses the experience of transition from gas-lift to mechanized method of oil production by electric centrifugal pumps units.

#### **Aims and Objectives**

Analysis of the wells operation at White Tiger oil field after the transition from the gas-lift method of oil production to the mechanized one using the electric centrifugal pumps.

#### **Results**

The authors concluded that the significant possibilities of forced sampling with electric centrifugal pump units resulted in an increase in fluid flow rate from an average of 125 to 680 m<sup>3</sup> / d.

Для решения вопроса о влиянии форсированных отборов на процесс замещения продуктивных нефтяных интервалов водой предложено продолжить внедрение установок электроцентробежных насосов на высокообводненных скважинах фундамента месторождения «Белый Тигр».

Рекомендуется скважины с электроцентробежными насосами оснащать газлифтными мандрями для возможной эксплуатации газлифтом на период неработоспособности насоса и в некоторых других случаях (во время пуска, расклинки, снижения нагрузки).

To solve the issue of the forced sampling effect on the process of replacing productive oil intervals with water, it was proposed to continue electrocentrifugal pumps implementation at high-watered wells at White Tiger oil field.

It is recommended to equip wells with electric centrifugal pumps with gas-powered mandrels for possible gas-lift operation for the period of pump inoperability and in some other cases (during start-up, pulling, load reduction).

---

---

**Ключевые слова:** газлифтный способ, темпы разработки, обводненность газлифтных скважин, форсированный отбор жидкости, режим работы, межремонтный период

**Key words:** gas-lift method, development rates, water-cut of gas-lift wells, forced fluid sampling, operating practices, workover interval

---

---

Разработка месторождения «Белый Тигр» вступила в период падающей добычи нефти. Это связано, прежде всего, с выработкой основных запасов нефти из высокопродуктивных зон, с заводнением залежи фундамента и с сокращением фонтанного фонда скважин за счет увеличения обводненности нефти, с увеличением числа скважин, требующих капитального ремонта и перевода на механизированный способ добычи [1-9].

Темпы разработки высокопродуктивных зон месторождения «Белый Тигр» снижаются, изменяется фонтанный фонд скважин за счет ввода новых и закрытия обводненных скважин, при этом увеличивается число обводненных механизированных скважин [7, 8].

В этих условиях все большее внимание уделяется максимальному использованию потенциальных возможностей добывающих скважин, интенсификации нефтедобычи с применением новых технологий обработки и водоизоляции [6, 8]. Особое внимание уделяется эффективности эксплуатации ободняющихся газлифтных скважин, скважин циклической эксплуатации из числа низкодебитного фонда, а также переводу газлифтных

скважин на эксплуатацию с помощью установок электроцентробежных насосов (УЭЦН).

В связи с ростом обводненности высокодебитных скважин фундамента месторождения «Белый Тигр» в 2013 г. началось проведение испытаний по переходу скважин с газлифтного способа добычи нефти на механизированный способ с помощью УЭЦН. Целью испытаний являлось обеспечение форсированного режима отбора нефти для получения характеристик вытеснения нефти. Предполагалось, что при совместном течении воды и нефти по трещинам фундамента при небольшой депрессии происходит замещение продуктивных нефтяных интервалов водой, что существенно сказывается на дебите нефти и коэффициенте извлечения нефти (КИН).

При оснащении УЭЦН в скважине создается большая депрессия, чем при газлифтом способе, соответственно увеличение градиента давления на добываемые флюиды пласта позволит снизить замещение нефти водой и повысить добычу нефти.

В 2013-2014 гг. на месторождении «Белый Тигр» было проведено переоборудование двух газлифтных скважин 503/МСП-5 и

1116/МСП-11 на эксплуатацию УЭЦН. Ниже приведен анализ режима работы этих скважин, эксплуатируемых с помощью установок электроцентробежных насосов.

*Анализ работы скважины 503 на платформе МСП-5*

До 1 апреля 2013 г. скважина работала газлифтным способом в постоянном режиме. Объектом эксплуатации являются залежи нижнего олигоцена, интервал перфорации составляет 3824-4019 м. Режим расхода газлифтного газа составлял 10000 м<sup>3</sup>/сут, средний дебит по жидкости составил - 20,7 м<sup>3</sup>/сут, по нефти - 15,1 т/сут, при средней обводненности 11 %. Режим работы скважины с 1 января 2013 г. по 15 октября 2014 г. представлен на рисунке 1.

В связи с тем, что в интервале 3899-4019 м находилось аварийное внутрискважинное оборудование (ВСО), с 1 апреля по 30 мая 2013 г. на скважине был проведен капитальный ремонт [3, 4]. Выполнялись лавильные работы.

В процессе ремонта было сильное поглощение жидкости глушения (морской воды), порядка 5 м<sup>3</sup>/ч.

После частичного извлечения аварийного ВСО произвели реперфорацию продуктивного интервала и спустили УЭЦН (марка DN-475N) на глубину 2200 м. Колонну насосно-компрессорной трубы (НКТ) оснастили газлифтными мандрелями для перевода скважины на газлифт без подъема ВСО в случае отказа УЭЦН. Схема скважины представлена на рисунке 2.

УЭЦН DN-475N с 348 ступенями, установленная в процессе капитального ремонта скважин (КРС) (на глубине 2200 м), не позволила эксплуатировать скважину в постоянном режиме ввиду недостаточного для стабильной работы установки притока пласта. Заглубление установки также не привело к существенному увеличению дебита ввиду низкого развиваемого напора установки (900-2300 м).

Скважина работала в периодическом режиме из-за слабого притока флюида из пласта. Срабатывала защита двигателя по причине низкого давления на приеме УЭЦН, порядка 15 атм. С учетом вывода на режим наработка УЭЦН составила 91 сут. Скважина эксплуатировалась до 28 августа 2013 г. Средний дебит по жидкости составил 22,6 м<sup>3</sup>/сут, по нефти 0,8 т/сут.

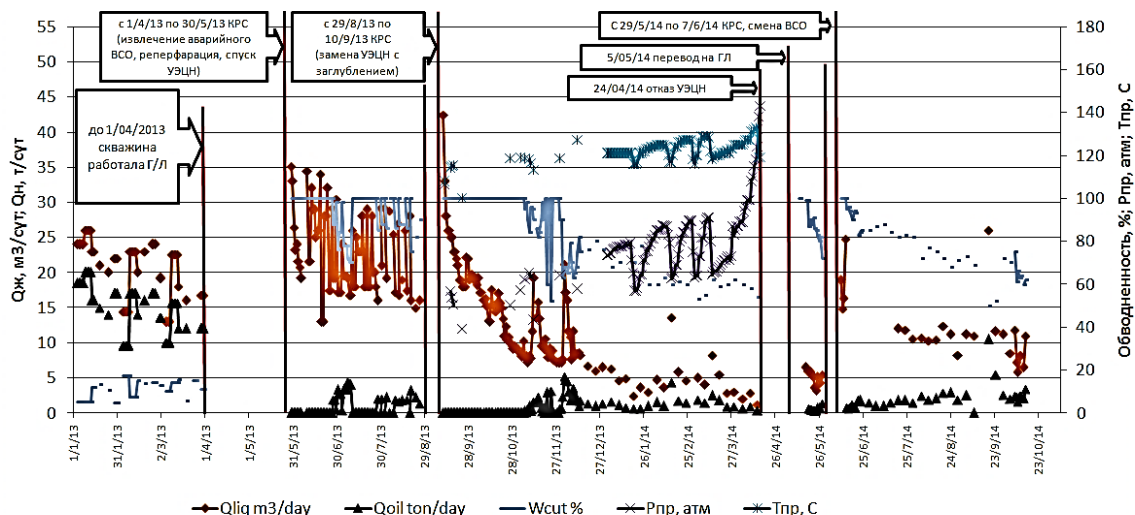


Рисунок 1. Изменение параметров работы скважины 503/5

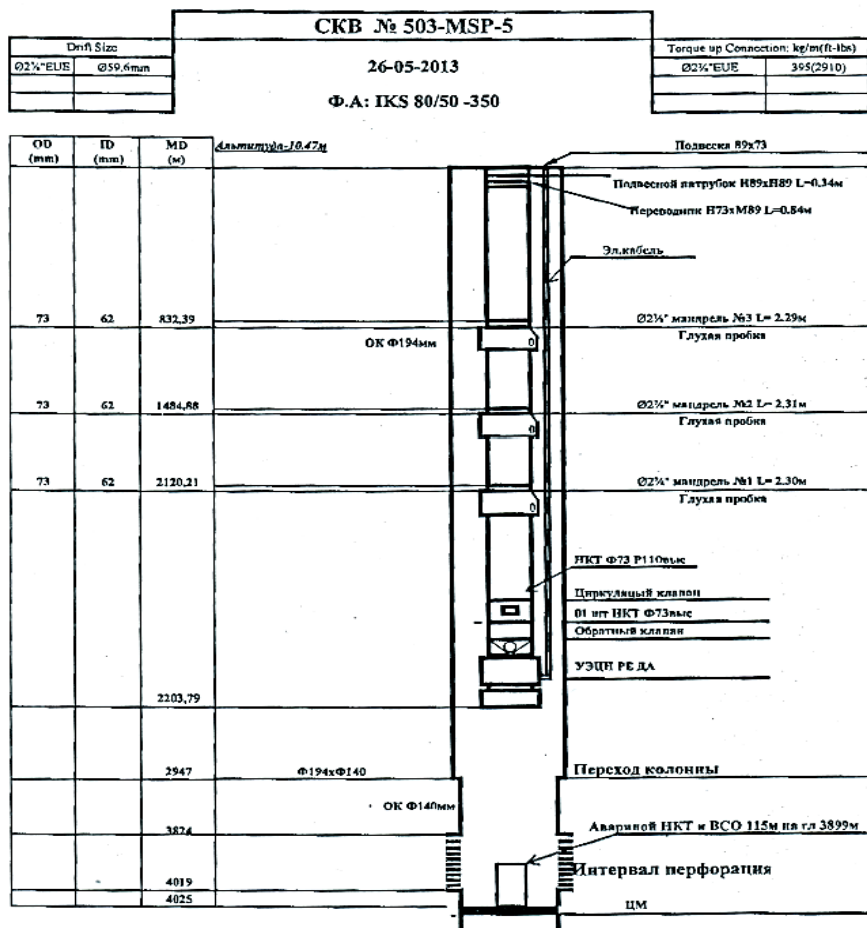


Рисунок 2. Конструкция скважины 503 с УЭЦН

Обводненность скважины увеличилась с 11,0 % до 94,9 %. На рост обводненности продукции скважины могли оказать влияние следующие факторы:

- длительный капитальный ремонт скважины, сопровождавшийся поглощением жидкости глушения;
- нагнетательные скважины 116 и 114;
- реперфорация продуктивного интервала.

С целью заглубления и замены УЭЦН с 29 августа по 10 сентября 2013 г. провели ремонт скважины. На глубину 2800 м установили УЭЦН (марка DN-440) с 463 ступенями.

После пуска скважины в работу наблюдалось резкое снижение давления на приеме насоса с одновременным падением дебита жидкости, что подтверждал выход скважины на установившийся режим работы. При этом

давление на приеме насоса снизилось со 174 до 39,2 атм, дебит жидкости - с 52,8 до 18 м<sup>3</sup>/сут. После вывода на режим скважина работала в постоянном режиме. Средний дебит по жидкости составил 12,5 м<sup>3</sup>/сут, по нефти - 1,6 т/сут, при средней обводненности 87,5 %. Средний динамический уровень составил 2063 м. С 24 октября 2013 г. на скважине наблюдалось падение дебита жидкости, при этом давление на приеме увеличивалось, росла температура на приеме насоса. Далее в процессе работы наблюдались резкие колебания давления на приеме с дебитом жидкости.

Нестабильный режим работы установки был связан с отложением солей на рабочих органах насоса, что снижало производительность установки, в связи с чем рос уровень жидкости над приемом насоса, снижалось ох-

лаждение насоса, увеличивалась температура на приеме установки.

С учетом вывода на режим наработка УЭЦН составила 217 сут. Скважина эксплуатировалась до 17.04.2014 г. и была остановлена на ремонт.

После извлечения УЭЦН и визуального осмотра установки выявлено: внешние повреждения отсутствуют; валы ПЭД, протектора и газосепаратора вращаются от руки; валы насосных секций заклинены и вручную не вращаются.

Предварительная причина заклинивания валов насоса - отложения солей, вероятность отложения которых на рабочих органах насосных секций при низких забойных давлениях весьма высока.

Для установления точных причин отказа необходимо было отобрать пробы продукции скважины и провести анализ на наличие растворенных солей и механических примесей, провести разбор УЭЦН в специализированном предприятии поставщика оборудования.

Анализ работы скважины 1116 на МСП-11

До 16 марта 2014 г. скважина работала газлифтным способом на постоянном режиме.

Объект эксплуатации - фундамент, интервал перфорации 3866-3942 м.

Режим расхода газлифтного газа составлял 8000 м<sup>3</sup>/сут, средний дебит по жидкости - 124,8 м<sup>3</sup>/сут, по нефти - 17 т/сут, при средней обводненности 83,3 %. Режим работы скважины с 1.01.2014 г. по 15.10.2014 г. представлен на рисунке 3.

С 17 марта по 4 апреля 2014 г. на скважине был проведен капитальный ремонт скважин. Скважину перевели из газлифтного способа эксплуатации на УЭЦН. Насосная установка ТЕ-3300-2109 (158 ступеней) была спущена на глубину 2421 м. Для перевода скважины на газлифт без подъема ВСО колонну НКТ оснастили газлифтными мандрелями для случая отказа УЭЦН. Схема скважины представлена на рисунке 4.

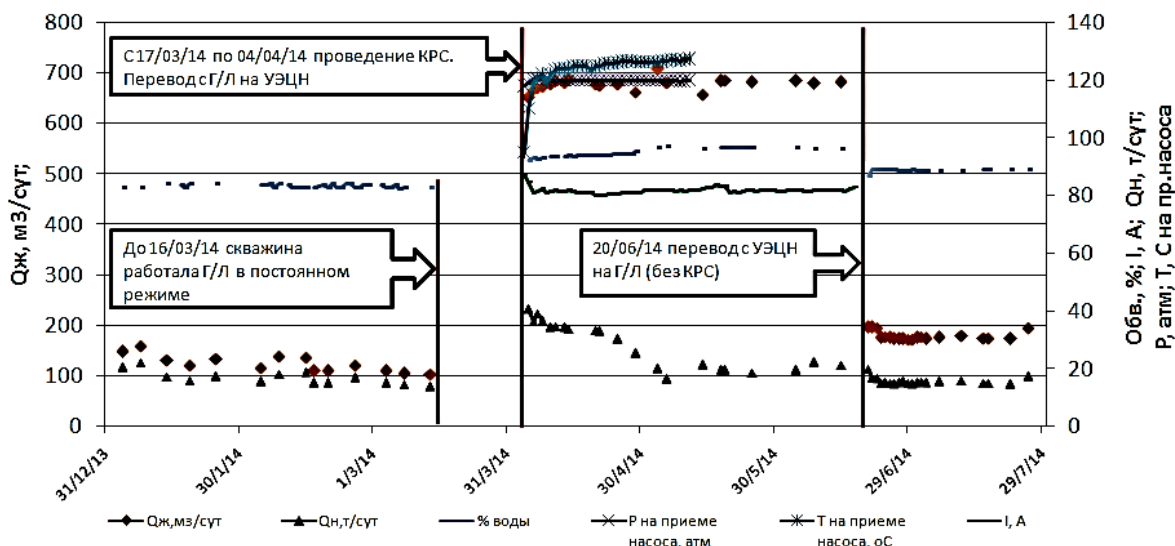


Рисунок 3. Изменение параметров работы скважины 1116

Конструкция лифта Сква.№1116 MSP-11

Дата спуска - 01.04.2014г.

'А: JKS 80/50 -350 (Адаптор под ЭЦН 2 7/8

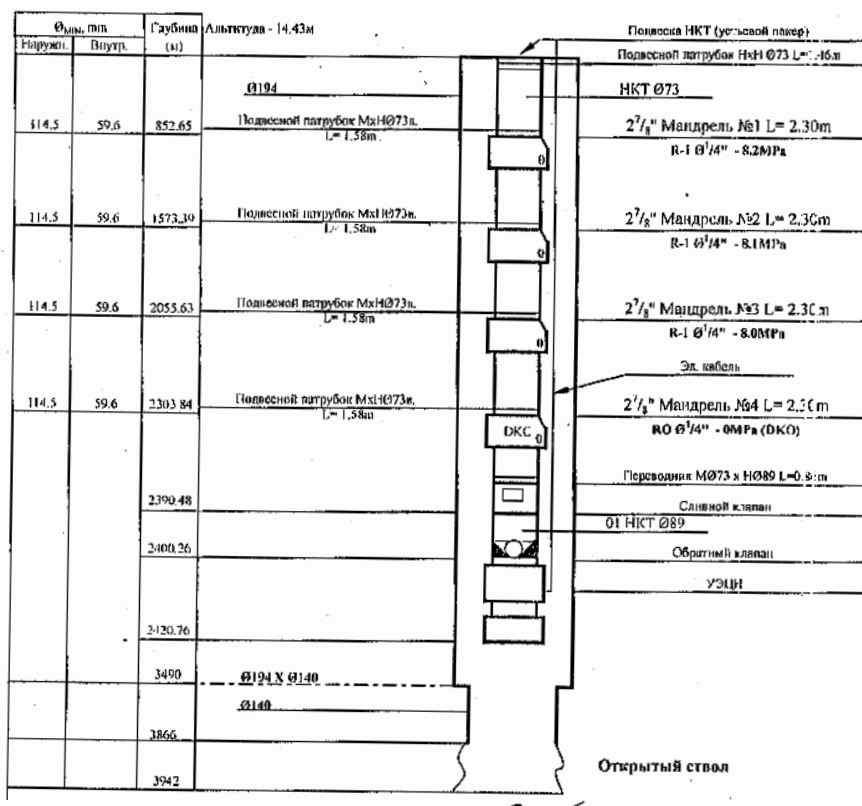


Рисунок 4. Конструкция скважины 1116 с УЭЦН

После вывода на режим скважина стабильно работала со средним дебитом по жидкости 677 м<sup>3</sup>/сут, по нефти - 28,2 т/сут, при средней обводненности 94 %. Стоит отметить, что с 16 по 27 апреля отмечалось фонтанирование по затрубному пространству с дебитом от 8 до 13 м<sup>3</sup>/сут. Динамический уровень в затрубном пространстве изменялся от 0 до 1468 м. Давление на приеме насоса, по показаниям погружной телеметрии, в это время оставалось постоянным и составляло 120 атм, а температура незначительно увеличивалась со 121 °С до 127 °С.

Можно предположить, что показания погружной телеметрии некорректны. Система погружной телеметрии работала до 11 мая 2014 г., а затем полностью отказала. С уче-

том вывода на режим наработка УЭЦН составила 75 сут.

Скважина эксплуатировалась до 17 июня 2014 г. В период 16-17 июня 2014 г. проводили ревизию электрического оборудования на платформе МСП, после чего произошло снижение сопротивления изоляции системы УЭЦН.

С 20 июня 2014 г. скважина была переведена на газлифтную эксплуатацию без подъема УЭЦН.

Отказ оборудования на данной скважине можно считать преждевременным. Следовательно, установка должна подлежать ревизионной разборке.

Для определения причины отказа необходимо провести подъем установки, ко-

миссионный демонтаж и разбор УЭЦН с определением причин отказа.

По результатам работы УЭЦН на данной скважине можно сделать вывод о значительных возможностях форсированных отборов с помощью УЭЦН, дебит жидкости увеличился по средним значениям со 125 до 680 м<sup>3</sup>/сут. Однако преждевременный отказ УЭЦН не позволяет однозначно говорить об эффективности форсированных отборов на высокообводненных скважинах фундамента месторождения «Белый Тигр» с целью снижения замещения нефти водой путем увеличения градиента давления на добываемые флюиды пласта. По результатам испытания выявлены некоторые особенности при эксплуатации УЭЦН, которые можно отнести как к плюсам, так и к минусам данного способа эксплуатации, такие как:

- возможность увеличения дебита скважины при эксплуатации с помощью УЭЦН за счет дополнительной депрессии на пласт;
- возможность сокращения расхода газлифтного газа за счет перевода высокообводненных скважин с газлифта на УЭЦН;
- отсутствие необходимого резерва энергетической системы морских объектов при переходе на механизированный способ добычи нефти с помощью УЭЦН;
- отсутствие специализированного оборудования для проведения контроля узлов УЭЦН перед отправкой в скважину и разбора УЭЦН после эксплуатации с целью выявления причин отказа оборудования;
- более низкий по сравнению с газлифтом межремонтный цикл;
- невозможность проведения исследований и обработок призабойной зоны пласта (ПЗП) скважин с УЭЦН;
- ограничение запаса мощности электроэнергии на гидротехнических сооружениях (ГТС);
- ограничение места по размещению наземного блока оборудования (повышающего трансформатора и станции управления);

- невозможность оперативного ремонта скважин с целью замены отказавших УЭЦН.

Невозможно исключить простой скважин по причине ожидания ремонта. После отказа УЭЦН на скважине потребуется время для выдвижения самоподъемной плавучей буровой установки (СПБУ) на данную морскую платформу. При этом график ремонтов придется постоянно корректировать, поскольку планировать преждевременные отказы УЭЦН невозможно.

При наличии межремонтного периода (МРП), значительно более низкого по сравнению с газлифтными скважинами, потребуется увеличение количества подземных ремонтов, и, следовательно, кратно возрастет нагрузка на СПБУ.

Можно сделать некоторые рекомендации при дальнейшем внедрении УЭЦН.

1. Для решения некоторых вышеуказанных проблем предлагается применение конструкции ВСО: УЭЦН + газлифт, что позволит сократить простой скважины после отказа УЭЦН, переведя ее на эксплуатацию газлифтом.

2. С целью решения проблемы проведения исследований и обработок ПЗП без подъема УЭЦН рекомендуется использование, где возможно (ограничения по диаметру колонн), байпасной схемы *Y-tool*. Также данная схема позволит устанавливать газлифтные клапаны ниже подвески УЭЦН (для снижения точки ввода газа) в случае необходимости запуска скважины газлифтом.

В 2011 г. ООО «ИК «ИНТЭКО»» совместно с ООО «ПКФ «ГИС Нефтесервис»» впервые в мире были проведены промышленные геофизические исследования с действующим электроцентробежным насосом с применением систем байпасирования в скважине с эксплуатационной колонной диаметром 146 мм [2].

На первом этапе выполняется анализ конструкции скважины, подбирается комплекс проводимых исследований и геофизических приборов, а также выбирается система УЭЦН. Далее подбирается конфигурация байпасной системы *Y-Tool* с учетом рассчитанных предельных нагрузок, воспринимае-

мых всей компоновкой при спуске, в соответствии с фактическим профилем скважины [5].

Следующим шагом становится выбор способа доставки геофизических приборов на забой, после чего уточняется конфигурация внутрискважинного оборудования и комплекс дополнительного оборудования для проведения операций. Так, в некоторых случаях требуется применение НКТ меньшего диаметра над *Y-Tool* для упрощения процесса установки пробок и клапанов.

На заключительном этапе формируются рекомендации по составу компоновки спускового инструмента.

Сегодня байпасные системы *Y-Tool* активно применяются для одновременно-раздельной эксплуатации нескольких продуктивных пластов, обеспечения возможности использования систем с резервными УЭЦН. Также с помощью байпасных систем можно проводить различные операции при работающих УЭЦН, включая геофизические исследования, обработку призабойной зоны пласта, изменение интервала перфорации, отбор проб с забоя скважины, закачку жидкости под давлением, изоляцию нижележащих зон скважины, защиту УЭЦН в режиме фонтанирования и управление циркуляционными муфтами (премиум-порты) в составе системы нижнего заканчивания.

Преимущества проведения исследований с использованием системы *Y-Tool* и УЭЦН включают в себя сокращение количества проводимых операций и сроков их выполнения, возможность проведения исследований без извлечения ВСО и изучения притока в работающей скважине.

3. При заключении договоров с поставщиками УЭЦН обязательно необходимо оговаривать возможность сервисного обслуживания и ремонта или замены отказавших узлов.

4. При подтверждении о наличии солевых отложений (по параметрам работы скважины после обработки) рекомендуется оснащение устья скважины установкой дозирования реагента (УДР) для предотвращения солеотложений в электроцентробежном насосе.

5. При проведении работ по оснащению скважин УЭЦН обязательно выполнять поин-

тервальную опрессовку лифта НКТ (при спуске).

6. После запуска скважины в эксплуатацию обязательно проводить работы по определению направления вращения с составлением соответствующих актов.

С целью урегулирования и нормализации некоторых вопросов, по результатам анализа эксплуатации двух УЭЦН в 2014 г. и более ранний период на RP1 (месторождение «Дракон»), были разработаны два регламента по работе с УЭЦН:

1. Руководящий документ «Регламент по производству работ по монтажу (демонтажу) УЭЦН и СПО на скважинах, оборудованных УЭЦН» (утвержден и принят к исполнению).

2. Руководящий документ по вводу на режим и эксплуатации скважин, оснащенных УЭЦН (согласован с подразделениями и находится на утверждении).

Для решения вопроса возможности влияния форсированных отборов на процесс замещения продуктивных нефтяных интервалов водой предлагается продолжить внедрение УЭЦН на высокообводненных скважинах фундамента.

#### Выводы

Анализируя опыт работы двух скважин месторождения «Белый Тигр» при переходе от газлифтного к механизированному способу добычи нефти с помощью УЭЦН, можно сделать следующие выводы.

1. По результатам анализа причин выхода из строя УЭЦН во время испытаний установлено, что практически все случаи аварии были из-за электрических частей, а именно попадала пластовая жидкость в протектор или в двигатели и, как следствие, наблюдалось замыкание самого двигателя или силовых кабелей.

2. По результатам работы УЭЦН на данных скважинах можно сделать вывод о значительных возможностях форсированных отборов с помощью УЭЦН, поскольку дебит жидкости увеличился по средним значениям от 125 до 680 м<sup>3</sup>/сут.

Однако преждевременный отказ УЭЦН не позволял однозначно говорить об эффективности форсированных отборов на высоко-



обводненных скважинах фундамента с целью снижения замещения нефти водой путем увеличения градиента давления на добываемые флюиды пласта.

3. Для решения вопроса о возможности влияния форсированных отборов на процесс замещения продуктивных нефтяных интервалов водой предлагается продолжить внедрение УЭЦН на высокообводненных скважинах

фундамента месторождения «Белый Тигр» с целью проведения исследований.

4. Рекомендуется скважины с электроцентробежным насосом оснащать газлифтными мандрелями для возможной эксплуатации газлифтом на период неработоспособности насоса, а также в других случаях (во время пуска, расклинки, снижения нагрузки).

#### Список литературы

1. Анализ состояния эксплуатационного фонда скважин, рекомендации по оптимизации его работы и интенсификации: Отчет о НИР / НИПИморнефтегаз. Вунгтау, 2011. 149 с.
2. Бадретдинов Ю.А., Пархимович А.Ю. Системы байпасирования в горизонтальных скважинах. Мониторинг продуктивности совместно эксплуатируемых пластов при реализации технологии байпасирования // Инженерная практика. 2012. № 11. С. 80-83.
3. Инструкция по расчету и подбору ВСО для скважин месторождения «Белый Тигр»: Отчет о НИР / НИПИморнефтегаз. Вунгтау, 1991. 45 с.
4. РД-СП-31-89. Комплекс внутрискважинного оборудования с клапаном-отсекателем. Оснащение и освоение фонтанных и газлифтных скважин. Вунгтау, 1989. 54 с.
5. Лавренников А. Применение байпасных систем Y-Tool для ПГИ // Инженерная практика. 2016. № 6. С. 80-83.
6. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. М.: Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. 816 с.
7. Обоснование выбора механизированного способа добычи нефти в условиях месторождения «Белый Тигр»: Отчет о НИР / НИПИморнефтегаз. Вунгтау, 1996. 73 с.
8. Чубанов О.В., Мокрищев Э.П., Каримов М.Ф., Туан Л.Б. Перспективы развития техники и технологии добычи нефти на месторождениях СП «Вьетсовпетро» // Нефтяное хозяйство. 1996. № 8. С. 73-76.
9. Совершенствование системы сбора, подготовки, транспорта и хранения нефти и газа на месторождениях СП «Вьетсовпетро»: Отчет о НИР / НИПИморнефтегаз. Вунгтау, 2014. 170 с.

#### References

1. *Analiz sostoyaniya ekspluatatsionnogo fonda skvazhin, rekomendatsii po optimizatsii ego raboty i intensivatsii: Otchet o NIR, NIPImorneftegaz* [Analysis of Well Production Stock, Recommendations for Optimizing its Operation and Intensification: Research Report, NIPImorneftegaz]. Vungtau, 2011. 149 p. [in Russian].
2. Badretdinov Yu.A., Parkhimovich A.Yu. *Sistemy baipasirovaniya v gorizontalnykh skvazhinakh. Monitoring produktivnosti sovmestno ekspluatiruemykh plastov pri realizatsii tekhnologii baipasirovaniya* [Bypass Systems in Horizontal Wells. Monitoring the Productivity of Jointly Operated Reservoirs in the Implementation of the Bypass Technology]. *Inzhenernaya praktika - Engineering Practice*, 2012, No. 11, pp. 80-83. [in Russian].
3. *Instruktsiya po raschetu i podboru VSO dlya skvazhin mestorozhdeniya «Belyi Tigr»: Otchet o NIR, NIPImorneftegaz* [Instructions for the Calculation and Selection of VSO for Wells of the White Tiger Field: Research Report, NIPImorneftegaz]. Vungtau, 1991. 45 p. [in Russian].
4. *RD-SP-31-89. Kompleks vnutriskvazhinogo oborudovaniya s klapanom-otsekatelem. Osnashchenie i osvoenie fontannykh i gazliftnykh skvazhin* [RD-SP-31-89. Complex Downhole Equipment with a Valve. Equipment and Development of Well and Gas-Lift Wells]. Vungtau, 1989. 54 p. [in Russian].
5. Lavrennikov A. *Primenenie baipasnykh sistem Y-Tool dlya PGI* [Use of Y-Tool Bypass Systems for PGI]. *Inzhenernaya praktika - Engineering Practice*, 2016, No. 6, pp. 80-83. [in Russian].
6. Mishchenko I.T. *Skvazhinnaya dobycha nefi* [Downhole Oil Production]. Moscow, Publ. House «Nef't i gaz» RGU nef'ti i gaza im. I.M. Gubkina, 2003. 816 p. [in Russian].
7. *Obosnovanie vybora mekhanizirovannogo sposoba dobychi nefi v usloviyakh mestorozhdeniya «Belyi Tigr»: Otchet o NIR, NIPImorneftegaz* [Justification of the Choice of the Mechanized Method of Oil Production in the Conditions of the White Tiger Field: Research Report, NIPImorneftegaz]. Vungtau, 1996. 73 p. [in Russian].
8. Chubanov O.V., Mokrishchev E.P., Karimov M.F., Tuan L.B. *Perspektivy razvitiya*

tekhniki i tekhnologii dobychi nefiti na mestorozhdeniyakh SP «V'etsovetpetro» [Prospects for the Development of Equipment and Technology of Oil Production in the Fields of Vietsovetpetro JV]. *Neftyanoe khozyaistvo - Oil Industry*, 1996, No. 8, pp. 73-76. [in Russian].

9. *Sovershenstvovanie sistemy sbora, podgotovki, transporta i khraneniya nefiti i gaza na mestorozhdeniyakh SP «V'etsovetpetro»: Otchet o NIR, NIPImorneftegaz* [Improving the System for Gathering, Treatment, Transporting and Storing Oil and Gas in the Fields of JV Vietsovetpetro: Research Report, NIPImorneftegaz]. Vungtau, 2014. 170 p. [in Russian].

#### Авторы

• Кудин Евгений Валерьевич  
СП «Вьетсовпетро»  
Специалист отдела разведочной геологии  
НИПИморнефтегаз  
Социалистическая Республика Вьетнам,  
г. Вунгтау, ул. Лелой, 105  
e-mail: kudin.rd@vietsov.com.vn

• Велиев Элшад Мубаризович  
Филиал Уфимского государственного нефтяного  
технического университета в г. Октябрьском  
Старший преподаватель кафедры «Разведка и  
разработка нефтяных и газовых месторождений»  
Российская Федерация, 452607, Республика  
Башкортостан, г. Октябрьский, ул. Девонская, 54 а  
e-mail: \_elshad\_@mail.ru

#### The Authors

• Kudin Evgeniy V.  
Vietsovetpetro JV  
Specialist of Exploration Geology Department  
NIPImorneftegaz  
105, Le Loi Street, Vung Tau, Socialist Republic  
of Vietnam  
e-mail: kudin.rd@vietsov.com.vn

• Veliev Elshad M.  
Oktyabrskiy Affiliate of Ufa State Petroleum  
Technological University  
Senior Lecturer of Exploration and Exploitation  
of Oil and Gas Fields Department  
54 a, Devonskaya str., Oktyabrskiy, Republic  
of Bashkortostan, 452607, Russian Federation  
e-mail: \_elshad\_@mail.ru