

УДК 622.276.7

БОРЬБА С ОСЛОЖНЕНИЯМИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН ЛЫАЕЛЬСКОЙ ПЛОЩАДИ ЯРЕГСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ



COMBATING COMPLICATIONS DURING THE OPERATION OF WELLS ON THE LYAELSKAYA AREA OF THE YAREGSKOYE FIELD

Осипов Никита Александрович

студент направления подготовки
21.04.01 «Нефтегазовое дело»
ФГБОУ ВО «Ухтинский государственный
технический университет»
osipov_nik@inbox.ru

Савенок Ольга Вадимовна

доктор технических наук,
профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных
и газовых месторождений и подземной гидромеханики,
Ухтинский государственный технический университет
olgasavenok@mail.ru

Аннотация. Технология SAGD и опыт эксплуатации скважин Лыаельской площади Ярегского месторождения показал, что осложняющими факторами для добывающих скважин являются высокая температура добываемой продукции и высокое содержание механических примесей в добываемой продукции. Для борьбы с влиянием механических примесей на работу ГНО в компоновку ЭЦН были включены скважинные фильтры с целью снижения вредного влияния механических примесей на внутренние органы ЭЦН и ШГН, а также для увеличения наработки на отказ погружного оборудования. Для борьбы с высокой температурой добываемой продукции в добывающие скважины внедряется оптоволоконная система с целью отслеживания распространения температурного профиля по стволу добывающей скважины. На основании получаемых данных проводятся работы по изменению глубины спуска ГНО (для исключения влияния прорывов пара на оборудование), а также проводятся оперативные регулировки по добывающим и влияющим нагнетательным скважинам. В статье рассмотрен опыт внедрения скважинных фильтров и оптоволоконных систем в добывающие скважины.

Ключевые слова: борьба с осложнениями при эксплуатации скважин; мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями; высокая температура добываемой продукции; борьба с влиянием высоких температур; высокое содержание механических примесей в добываемой продукции; борьба с выносом механических примесей; высокая вязкость добываемой продукции.

Osipov Nikita Alexandrovich

Student training direction
21.04.01 «Oil and Gas Engineering»
Ukhta state technical university

Savenok Olga Vadimovna

Doctor of Technical Sciences,
Professor of the Department
of Development and Operation of Oil
and Gas Fields
and Underground Hydromechanics,
Ukhta State Technical University
olgasavenok@mail.ru

Annotation. The SAGD technology and the experience of operating wells on the Lyayelskaya area of the Yaregskoye field showed that the complicating factors for production wells are the high temperature of the produced product and the high content of solids in the produced product. To combat the influence of mechanical impurities on the operation of the downhole pumping equipment, downhole filters were included in the electric centrifugal pump assembly in order to reduce the harmful effect of mechanical impurities on the internal organs of the electric centrifugal pump and sucker rod pump, as well as to increase the time between failures of submersible equipment. To combat the high temperature of the produced product, a fiber-optic system is being introduced into the production wells in order to track the propagation of the temperature profile along the production wellbore. On the basis of the data obtained, work is being carried out to change the depth of the downhole pumping equipment (to exclude the effect of steam breakthroughs on the equipment), as well as operational adjustments are carried out for producing and influencing injection wells. The article discusses the experience of introducing downhole filters and fiber-optic systems into production wells.

Keywords: combating complications during well operation; measures to prevent and combat complications; high temperature of the extracted products; combating the influence of high temperatures; high content of mechanical impurities in the extracted products; fight against the removal of mechanical impurities; high viscosity of the extracted products.

А анализ и опыт эксплуатации скважин Лыаельской площади

Эксплуатация скважин по технологии SAGD¹ проводится на Лыаельской площади Ярегского месторождения с 2005 года. На трёх парах скважин ОПУ-3 проводилась разработка и эксплуатация закачки и отбора НСЖ на одном кусту, с вертикальным размещением направления эксплуатационных колонн с набором кривизны и выходом в горизонтальный участок нефтяного пласта. Добывающие скважины оборудовались установками погружных электроприводных центробежных насосов (УЭЦН) российского и импортного производства. Установки ЭЦН устанавливались в добывающих скважинах в начале горизонтального участка ствола скважины.

С июля 2012 года начата разработка и эксплуатация пяти пар скважин на опытном участке ОПУ-5. Отличительной особенностью новой технологии явилось увеличение длин ствола скважин до 1000–1100 м и переход на встречный SAGD с разделением кустовых площадок (нагнетательные скважины / добывающие скважины) размещённых на расстоянии более 1 км друг от друга. Конструкция скважин: нагнетательная – восходящая полого направленная с вертикальным направлением по устью, добывающая – полого направленная ниспадающая, с вертикальным направлением по устью и с установленным фильтром-хвостовиком меньшего внутреннего диаметра (переход по эксплуатационной колонне с 178 мм до 139 мм на расстоянии около 400 м от устья). Эксплуатация добывающих скважин производится с применением погружных электроприводных центробежных насосов российского производства, оснащённых системой телеметрии. Установки ЭЦН размещены в добывающих скважинах выше кровли пласта в месте, разрешающем её установку по условию допустимого набора кривизны ствола, выше перехода 178/139 мм (средняя глубина спуска 250 м по стволу).

С 2015 года проводится разработка и эксплуатация по технологии встречного SAGD с наклонно-направленными по конструкции колонн скважинами, с кустовым размещением пар скважин нагнетательные / добывающие с применением в составе эксплуатационной колонны щелевых фильтров с сохранением внутреннего проходного диаметра 178 мм. Эксплуатация добывающих скважин производится с применением погружных электроприводных центробежных насосов российского производства, оснащённых системой телеметрии с ограничением по максимальной температуре эксплуатации 140 °С.

Проектными решениями предусматривалась организация добычи жидкости в объёмах 200–240 м³/сут. при температуре жидкости в горизонтальном стволе добывающей скважины до 140 °С. В таблице 1 указаны условия перехода водонефтяной эмульсии в парообразную смесь.

Таблица 1 – Условия перехода водонефтяной эмульсии в парообразную смесь

| Давление, кгс/см ² | Температура, °С |
|-------------------------------|-----------------|
| 1,0 | 99,6 |
| 2,0 | 120,2 |
| 3,0 | 133,5 |
| 4,0 | 143,6 |
| 5,0 | 151,85 |
| 6,0 | 158,84 |
| 7,0 | 164,96 |
| 8,0 | 170,42 |
| 9,0 | 175,36 |
| 10,0 | 179,88 |
| 11,0 | 184,06 |
| 12,0 | 187,9 |
| 13,0 | 191,6 |

¹ Технология SAGD (от англ. Steam Assisted Gravity Drainage – термогравитационное дренирование пласта) используется на месторождениях с очень вязкой нефтью, помогая «разогреть» пласт и быстрее выходить флюиду.

Для обеспечения проектных дебитов планировалось предусмотреть организацию закачки теплоносителя в режиме 5–8 тонн/час при T на устье 300–320 °С. Существующие парогенерирующие мощности обеспечивали нагнетание теплоносителя в нагнетательные скважины с темпом до 8 тонн/ час при давлении на устье 15 кгс/см² и температурой на устье 235 °С. По состоянию на 01.01.2019 г. эксплуатационные добывающие скважины работают с производительностью 10–240 м³/сут, обводнённостью продукции 55–90 % и температурой жидкости на приёме насоса до 140 °С. В ходе эксплуатации определено, что добывающие скважины реагируют на изменение темпа и направления (буфер-затруб) закачки теплоносителя неравномерно от 2 до 6 сут., что связано с геологическими нарушениями и особенностями, связанными с высокой расчленённостью глинистыми пропластками и индивидуальностью каждого блока.

Анализ данных давления и температуры на приёме насосов (по данным ТМС) позволил сделать заключение об индивидуальности минимально допустимого значения давления и оптимальной температуры на приёме насоса и для каждой из скважин, которые зависят от притока по скважине и месте размещения ГНО по стволу ЭК. Предел $P_{пр.мин} = 2,4–3,8$ кгс/см² при $T_{пр} = 120–140$ °С. Регулирование отбора производится изменением частоты вращения ПЭД и увеличением буферного давления (дресселированием) с контролем давления на приёме насоса, температуры ПЭД (в случае отсутствия показаний температуры по ТМС – контроль работы установки проводится по показаниям температуры на устье скважины в термокармане). Частота вращения изменялась в зависимости от отбора от 40 до 50 Гц, буферное давление – от линейного ($P_{лин} = 6–12$ кгс/см²) до 22–34 кгс/см². По результатам анализа разработаны алгоритмы эксплуатации скважин и утверждён регламент эксплуатации скважин Лыаельской площади Ярегского месторождения.

С 2018 года проводятся опытно-промышленные работы высокотемпературного глубинно-насосного оборудования с системой ТМС позволяющих эксплуатацию до 200 °С. Результаты ОПР выявили успешность по определённому типу оборудования и необходимость доработки аналогов.

На вертикальных скважинах блока ОПУ-5 глубиной до 280 м проводилась пробная эксплуатация УШГН (ТНМ-57). Средняя текущая наработка по состоянию на 01.01.2019 г. составляет 314 сут. Выбор данного типа оборудования обуславливался отсутствием искривления по стволу скважины. Дебит по скважинам составляет 11–37 м³/сут. (среднее значение 24 м³/сут.). В ходе эксплуатации по одной скважине произошло увеличение отбора жидкости с 24 м³/сут. до 37 м³/сут. и снижение обводнённости с 80 % до 60 %.

Планируются опытно промышленные работы по эксплуатации добывающих скважин с применением цельнометаллических штанговых винтовых насосов с максимально допустимой температурой на забое скважины до 350 °С.

Объёмы закачки пара в паронагнетательные скважины корректируется путём штуцирования дросселирующих задвижек.

По состоянию на 01.01.2019 г. эксплуатационный фонд составляет 69 добывающих скважин, из них в работе находится 60 добывающих скважин оборудованных УЭЦН и 2 добывающие скважины оборудованные УШГН. Характеристики применяемых насосных установок УЭЦН имеют напоры от 500 до 1000 м в зависимости от глубины спуска и протяжённости нефтепровода до узла сбора, но различаются по номинальной производительности – 25, 30, 50, 80, 100, 125, 160, 200, 250 м³/сут.

По исполнению применяемое оборудование в износостойком и термостойком исполнении отечественных заводов-изготовителей. В составе установок УЭЦН монтируются телеманометрические системы типа БП-103МЗ, СИАМ, ТМСП-3-320, СКАД 2002 ВМ. Информативность ТМС позволяет отслеживать давление на приёме насоса с точностью до 0,01 атм. (СКАД – до 0,1 атм.).

По ряду скважин, введённых в эксплуатацию в 2018 году, по причине низкого притока жидкости в скважину подача насосных установок ниже номинальной производительности, зачастую насосы работают в левой рабочей зоне. Режим работы с низким отбором жидкости характерен для начального (от 3 до 8 месяцев) периода ввода скважин в эксплуатацию с температурой жидкости 40–60 °С, что характеризуется по-

вышенной вязкостью флюида. В дальнейшем по скважинам после роста температуры более 80 °С просматривается увеличение отбора по причине прогрева пласта и расширения зоны дренирования жидкости в скважину, снижения вязкости.

По скважинам проводится корректировка отбора жидкости путём частотного регулирования с контролем температуры жидкости на приёме насоса и ПЭД с целью исключения снижения сопротивления изоляции из-за перегрева ПЭД.

По состоянию на 01.01.2019 г. средняя наработка на отказ УЭЦН за скользящий год составляет 134 суток (72 отказа), в том числе:

- 128 сут. для насосов производительностью 25–35 м³/сут. (2 отказа);
- 86 сут. для насосов производительностью 50 м³/сут. (5 отказов);
- 138 сут. для насосов производительностью 80–125 м³/сут. (16 отказов);
- 126 сут. для насосов производительностью 160 м³/сут. (23 отказов);
- 97 сут. для насосов производительностью 200 м³/сут. (6 отказов);
- 198 сут. для насосов производительностью 250 м³/сут. (20 отказов).

Выводы по результатам работы ГНО на Лыаельской площади:

1. Все насосные установки ЭЦН работали в одинаковых тяжёлых условиях:

- установки расположены на участках ствола скважины с темпом набора кривизны до 2,5 град/10 м;
- установки работают в различных зонах температур от слабо прогретых зон эксплуатации (40–70 °С) с постепенным повышением рабочей температуры жидкости до высоких (125–140 °С) температур;
- установки работают в условиях высокого (до 500 мг/л) содержания мехпримесей.

2. В ходе эксплуатации отмечено, что комплектация скважин Лыаельской площади УЭЦН, рассчитанные на работу в условиях температуры продукции до 150 °С (исполнение Т2) и в износостойком исполнении показали высокую наработку 236 суток (17 установок) при средней наработке на отказ 134 сут. Необходимо применять насосное оборудование пакетной сборки с дополнительными промежуточными опорами, рабочие аппараты двухопорной конструкции с удлиненной ступицей для снижения влияния повышенного воздействия механических примесей на износ оборудования и заклинивания насоса.

В качестве альтернативы на низкодебитных (до 20 м³/сут.) скважинах с высокой вспениваемостью водонефтяной эмульсии (обводнённость 40–60 % и температурой 50–70 °С), с частыми подклиниваниями насосов из-за засорения насоса мехпримесями рекомендуется рассмотреть проведение ОПИ ЭЦНО (центробежные насосы с рабочими колесами без верхнего и нижнего дисков – открытое рабочее колесо).

3. По результатам проведения ОНР насоса «металл – металл» следует рассмотреть применение данного оборудования.

Все скважины Лыаельской площади Ярегского месторождения эксплуатируются механизированным способом, насосным оборудованием в виде погружных электроприводных центробежных насосов (УЭЦН). Поэтому в качестве глубинно-насосного оборудования для вводимых скважин рекомендуются установки ЭЦН с подачей на разных этапах эксплуатации скважин от 25 м³/сут. до 250 м³/сут. с напором 500 м. Особое требование к установкам ЭЦН: оборудование термостойкое (исполнение Т₂, разрешённая температура – 160 °С), износостойкое, с промежуточными опорами позволяющими эксплуатировать насосное оборудование в горизонтальном стволе скважины. УЭЦН комплектовать термостойкой гидрозащитой с компенсируемой диафрагмой из теплостойкой (до + 180 °С) резины и последовательными обратными клапанами для стравливания излишка масла и предназначенные для работы в кривизне с зенитным углом до 90°, термостойкого ПЭД предназначенного для работы в кривизне с зенитным углом до 90° оборудованного ТМС позволяющими эксплуатацию с температурой до 200 °С и фиксацией давления на приёме насоса с точностью до 0,01 атм., входным модулем, расположенным в ЭЦН для исключения слома переводной муфты в месте стыковки входного модуля с ЭЦН при подклинивании насоса. Погружные установки комплектовать термостойким кабелем с изоляцией из теплостойкого полимерного композитного материала типа КПтБП-230 3х16 (подбор сечения кабеля согласно таблицы

комплектации УЭЦН). Допустимо использование в составе с кабелем теплостойкого удлинителя УБ46-2 (230 °С).

Глубина спуска глубинно-насосного оборудования и длина подвески НКТ определена конструкцией скважины и темпом набора кривизны в месте установки насоса не более 2,5 градус на 10 м. Проектом предусматривается конструкция скважин без перехода по ЭК 178/139 и предусмотрен горизонтальный участок для размещения УЭЦН. Учитывая давления опрессовки эксплуатационных колонн на Лыаельской площади Ярегского месторождения $P_{\text{опр}} = 9,5$ МПа (в соответствии с таблицей 2.1 инструкции по расчёту обсадных колонн 1997 года, минимально необходимое давление опрессовки эксплуатационной колонны 177,8 мм $P_{\text{опр}} = 9,5$ МПа), рабочее давление для устьевого арматуры при опрессовке ствола скважины принимается $P_{\text{раб}} = 14$ МПа. В дальнейшем при паронагнетании и добыче возможна замена устьевого арматуры с максимально допустимым давлением до 6,3 МПа.

Для вводимых добывающих скважин, оборудованных УЭЦН, необходимо следующее устьевое оборудование:

- устьевая арматура АТПКд-65-6,3-250 К1 с термокомпенсацией;
- насосно-компрессорные трубы диаметром НКТ73×5,5-Д гладкие (ГОСТ 633-80) с максимальной глубиной спуска 1442 м, или НКТ60×5,0-Д гладкие (ГОСТ 633-80) с максимальной глубиной спуска 1277 м; (основываясь на расчётах согласно инструкции по эксплуатации НКТ РД 39-136-95 и альбома расчётов максимально-допустимых длин колонн НКТ по ГОСТ 633-80);
- устьевой обратный клапан (обратный клапан типа КОШ-73 и сливной клапан типа КС-73 из компоновки УЭЦН исключить);
- комплектовать УЭЦН фильтром тонкой очистки с установкой данного фильтра на хвостовике НКТ73×5,5-Д гладкие под ПЭД в кожухе.

Для улучшения условий запуска, контроля и корректировки работы глубинно-насосного оборудования необходимо применение станции управления с плавным пуском и частотным регулированием, которая:

- совместима с погружным модулем телеметрических датчиков и поверхностным блоком ТМС;
- обеспечивает контроль и регистрацию температуры жидкости на приёме насоса, температуры погружного электродвигателя, давления на приёме насоса, виброускорения УЭЦН;
- позволяет проводить работу насосной установки в режимах встряхивания, поддержания температуры и давления (ПИД регулирование) на приёме насоса.

Для улучшения охлаждения погружного электродвигателя необходимо применение кожуха с центратором ПЭД и с хвостовиком или с центраторами на основании ПЭД, а также с установкой центраторов на секциях УЭЦН.

Для снижения влияния механических примесей на износ рабочих органов насоса необходимо применение дополнительного фильтра устанавливаемого на хвостовике под УЭЦН, при этом УЭЦН комплектовать кожухом необходимой для размещения ПЭД длины.

Для вводимых нагнетательных скважин опрессовка ствола производится на давление 9,5 МПа. При переводе под нагнетание возможна замена устьевого арматуры с максимальным давлением 6,3 МПа.

Необходимо следующее устьевое оборудование:

- устьевая арматура АТПК-65-6,3-250-К1;
- насосно-компрессорные трубы диаметром НКТ89×6,5-Д (ГОСТ 633-80).

Основываясь на опыте эксплуатации оборудования на Лыаельской площади Ярегского месторождения при эксплуатации по технологии SAGD, SF (Steamflood) и комбинированном принята схема с размещением на кусте добывающих и паронагнетательных скважин. Поэтому на скважинах Вежавожской площади Ярегского месторождения необходимо применять аналогичный комплекс по насосному оборудованию и обустройству кустовых площадок.

Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин

Технология SAGD и опыт эксплуатации скважин Лыаельской площади Ярегского месторождения показал, что осложняющими факторами для добывающих скважин являются:

- высокая температура добываемой продукции;
- высокое содержание механических примесей в добываемой продукции;
- высокая вязкость добываемой продукции.

Учитывая высокую температуру добываемой продукции (до 180 °С на приеме насоса) основным техническим мероприятием является применение насосного оборудования (ЭЦН, ПЭД, гидрозашита, подземный модуль ТМС) в температуростойком исполнении Т2 (до 180 °С) с возможностью размещения в горизонтальном (до 90° относительно вертикали) участке ствола скважины. При размещении ГНО в горизонтальном участке по стволу скважины с целью улучшения охлаждения ПЭД и гидрозашиты необходима установка хвостовика с центратором на основании ПЭД и установка центраторов на ЭЦН. Устьевая арматура для обвязки добывающих скважин должна быть рассчитана на рабочую температуру $T_{\text{раб}} = 250 \text{ }^\circ\text{C}$ ввиду необходимости проведения парциклических обработок на скважинах. Для контроля распределения температуры по стволу добывающей скважины необходим монтаж оптоволоконной линии по всей длине ствола скважины.

Для уменьшения влияния механических примесей на продолжительность работы глубинно-насосного оборудования горизонтальная часть скважины обсаживается гравийно-щелевым фильтром-хвостовиком с шириной щели 0,1 мм, а также установку гравийно-щелевого фильтра в составе УЭЦН на хвостовике под ПЭД. Кроме этого в качестве насосного оборудования применять ЭЦН в износостойком исполнении. Исключить из компоновки УЭЦН шламоуловитель, сливной и обратный клапан, с целью возможности проведения промывок по лифтовой колонне.

На наработку насосного оборудования на отказ оказывает влияние вязкость нефтяной эмульсии, которая в свою очередь зависит от обводнённости и температуры.

Вязкость нефти Ярегского месторождения в пластовых условиях (при $T_{\text{пласта}} = 6 \text{ }^\circ\text{C}$) составляет 10000–15000 мПа · с. При температуре жидкости на приеме насоса в пределах 100–125 °С вязкость нефти составляет 30^{-10} мПа · с, т.е. вязкость безводной нефти не влияет на параметры работы ГНО и не является осложняющим фактором. В то же время нефть скважин Лыаельской площади при обводнённости в среднем 55–75 % образует высоковязкую эмульсию, которая существенно снижает производительность насосов.

Зависимости вязкости и динамических напряжений сдвига водонефтяной эмульсии от температуры и обводнённости представлены в таблицах 2 и 3.

Таблица 2 – Зависимость вязкости водонефтяных эмульсий от температуры

| Обводнённость водонефтяной эмульсии | Вязкость эмульсии, мПа × с (в зависимости от температуры) | | | | | |
|-------------------------------------|--|--------|--------|-------|-------|-------|
| | 20 °С | 30 °С | 50 °С | 70 °С | 80 °С | 90 °С |
| W = 0 % (безводная нефть) | 2916,2 | 1225,6 | 279,9 | 86,0 | 53,9 | 34,3 |
| W = 22,2 % (связанная вода) | 4376,3 | 1950,8 | 480,9 | 159,5 | 103,5 | 66,2 |
| W = 40 % | 5493,1 | 2569,0 | 765,5 | 266,5 | 158,6 | 110,2 |
| W = 50 % | 7355,0 | 3051,0 | 956,3 | 356,9 | 215,2 | 152,2 |
| W = 55 % | 8558,7 | 3725,0 | 1152,0 | 469,8 | 292,8 | 210,9 |
| W = 60 % | 9561,3 | 4561,2 | 1451,0 | 545,6 | 334,0 | 245,6 |
| W = 65 % | 10198,0 | 5736,0 | 1925,8 | 656,4 | 411,3 | 288,8 |
| W = 70 % | 6416,2 | 3846,0 | 1529,3 | 514,2 | 345,8 | 208,4 |
| W = 80 % | 1399,0 | 852,0 | 198,3 | 86,0 | 58,9 | 44,3 |
| W = 90 % | 545,5 | 166,7 | 70,4 | 32,1 | 22,5 | 16,2 |

Таблица 3 – Зависимость динамических напряжений сдвига водонефтяных эмульсий от температуры

| Обводнённость водонефтяной эмульсии | Динамическое напряжение сдвига, Па (при температуре) | | | | | |
|-------------------------------------|--|-------|-------|-------|-------|-------|
| | 20 °С | 30 °С | 50 °С | 70 °С | 80 °С | 90 °С |
| W = 0 % (обезвоженная нефть) | 0,02 | отс. | отс. | отс. | отс. | отс. |
| W = 22,2 % (связанная вода) | 0,02 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| W = 40 % | 4,60 | 2,50 | 0,51 | 0,10 | 0,06 | 0,02 |
| W = 50 % | 14,75 | 13,56 | 0,75 | 0,29 | 0,14 | 0,13 |
| W = 55 % | 18,96 | 18,40 | 0,95 | 0,32 | 0,25 | 0,17 |
| W = 60 % | 29,11 | 21,20 | 1,15 | 0,37 | 0,30 | 0,20 |
| W = 65 % | 58,17 | 35,69 | 3,10 | 1,04 | 0,92 | 0,71 |
| W = 70 % | 38,40 | 23,20 | 5,16 | 5,16 | 1,82 | 1,35 |
| W = 80 % | 1,02 | 0,60 | 0,20 | 0,18 | 0,10 | 0,10 |
| W = 90 % | 0,95 | 0,16 | 0,16 | 0,13 | 0,10 | 0,10 |

Борьба с влиянием высоких температур

Для решения данной проблемы было предложено внедрение оптоволоконной системы внутри эксплуатационной колонны. Показ данных распределённого измерения температуры в виде серии кривых позволяет отслеживать зависящие от времени параметры поведения скважины в периоды добычи, закачки в неё различных составов и кислотной обработки. Развитие волоконно-оптической технологии также помогает расширить возможности применения распределенного измерения температуры. Поступление данных от таких постоянно установленных в скважине волоконно-оптических систем помогает операторам оценивать профили заполненного паром порового пространства («steam chamber») при добыче по методу SAGD и лучше отслеживать процесс закачки пара. Эта информация даёт возможность продлить срок эксплуатации скважин и поднять общую нефтегазоотдачу.

Проведены опытно-промышленные работы по спуску ОВК двумя способами:

1. Спуск ОВК в койлтюбинге (рис. 1). Спуск койлтюбинга осуществляется с помощью койлтюбинговой установки, глубина спуска ограничена лишь длиной ГНКТ, ОВК размещён внутри и прокачивается на поверхности, но существуют способы, которые позволяют прокачивать ОВК после спуска койлтюбинга в скважину. Передача данных осуществляется на автоматизированное рабочее место путём GSM приёмника размещенного на кустовой площадке каждый час.

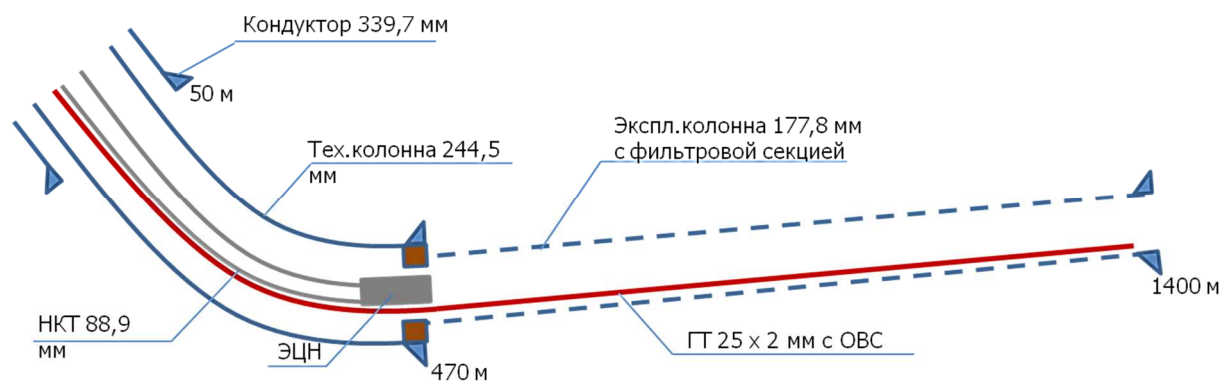


Рисунок 1 – Размещение ОВК в койлтюбинге

2. Спуск ОВК в хвостовике вместе со спуском насоса (рис. 2). В данном способе производится спуск хвостовика из НКТ \varnothing 60 мм длиной 500–600 м с заглушкой на конце трубы, далее производится прокачка ОВК (осуществляется путём размещения внутри хвостовика специального поршня, за который крепится ОВК, поршень сопровождается путём закачки технической воды в НКТ), после прокачки кабеля выполняется монтаж ЭЦН, затем производится спуск ЭЦН совместно с хвостовиком, ОВК фиксируется совместно с кабелем питания ПЭД вдоль НКТ. Передача данных осуществляется путём съёма информации со станции управления на флеш-накопитель, запись происходит с периодичностью 1 раз в сутки.

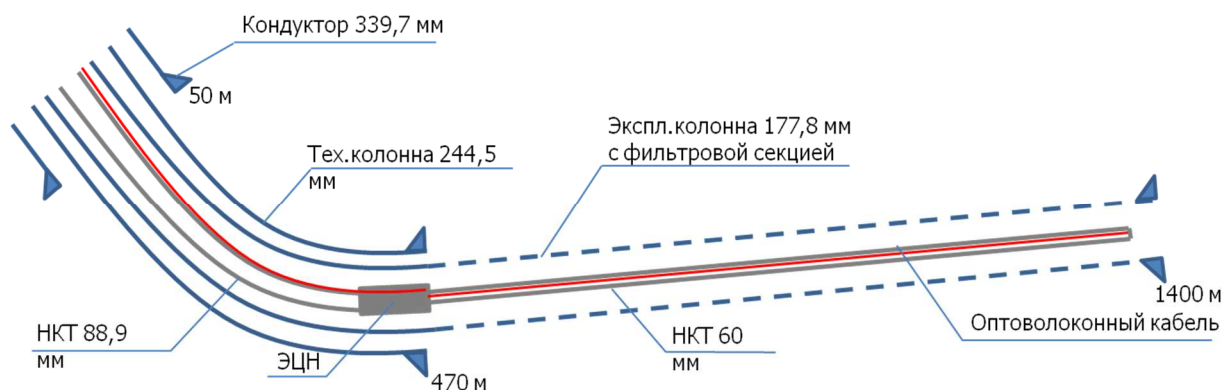


Рисунок 2 – Размещение ОВК в хвостовике

После внедрения ОВС в скважину № 2801Д в процессе эксплуатации было выявлено, что в районе размещения ГНО на глубине 350–355 м температура возрастает до 150 °С. Также был выявлен интервал снижения температурного профиля в интервале с 650 м до 850 м в котором происходит снижение температуры со 150 °С до 50–60 °С. По геологическому разрезу в данном интервале ствол скважины пробурен в непроницаемой пропластке (аргиллит), совокупность данных фактов говорит о том, что в данном интервале отсутствует приток жидкости. На основании полученных данных было принято решение об изменении глубины спуска ГНО с 350 м до 320 м с целью ухода от интервала с высокой температурой (рис. 3).

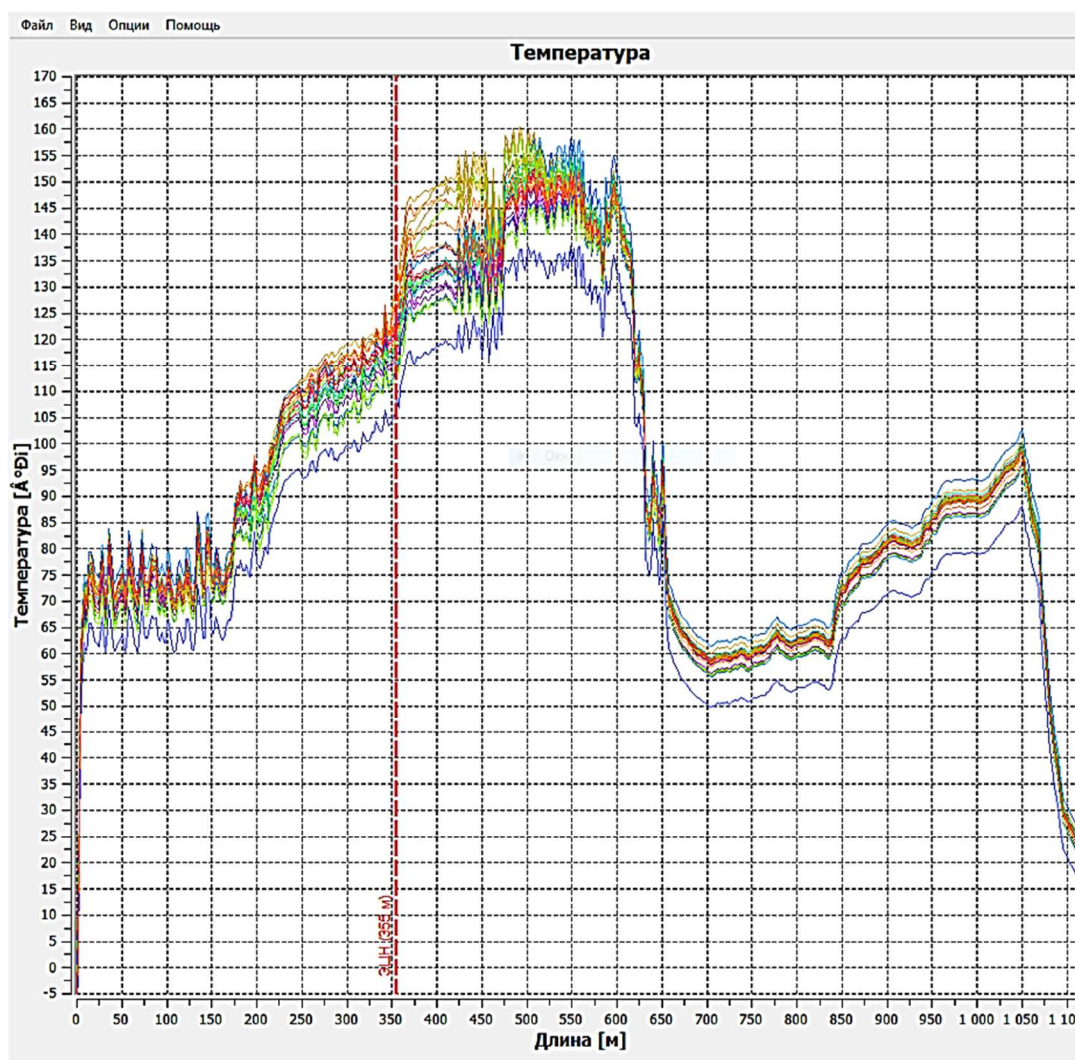


Рисунок 3 – Показания, полученные с ОВС

С целью выравнивания температурного профиля, а также для температурного воздействия на низкопроницаемые породы (аргиллит) было принято решение об изменении глубины спуска НКТ в парной нагнетательной скважине № 2801Н с 713 м до глубины 649 м (в середину интервала с низкопроницаемыми породами). После проведения данных работ была организована закачка пара в буфер нагнетательной скважины для разогрева интервала с аргиллитами, что привело к растрескиванию аргиллита и обеспечило наиболее равномерный разогрев массива, что позволило вовлечь максимальное количество запасов (рис. 4 и 5).

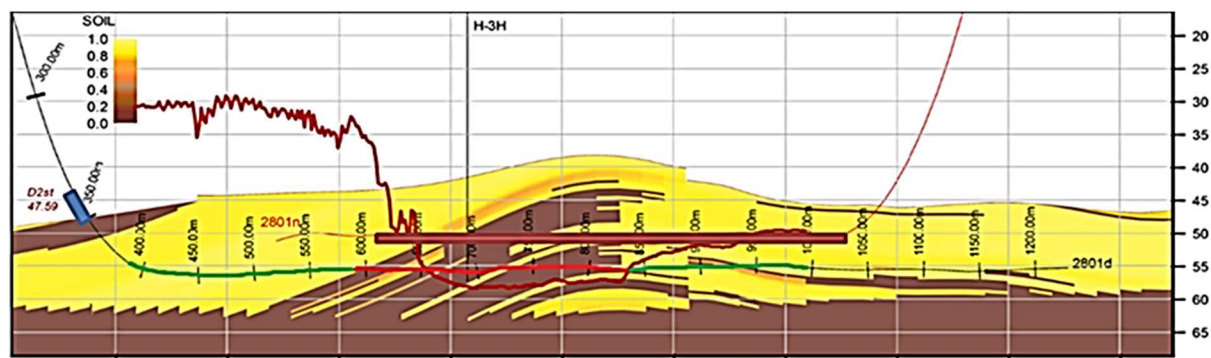


Рисунок 4 – Распределение температуры до изменения интервала спуска НКТ

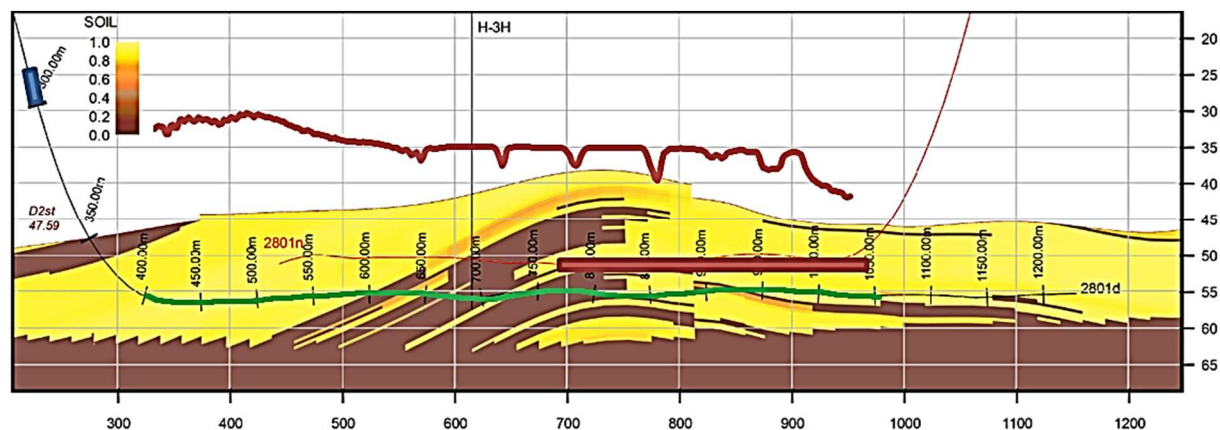


Рисунок 5 – Распределение температуры после изменения интервала спуска НКТ

После изменения интервала спуска ГНО, а также за счёт оперативных регулировок, осуществляемых за счёт поступления данных по распределению температурного профиля, удалось увеличить наработку на отказ и сократить количество остановок (рис. 6 и 7).

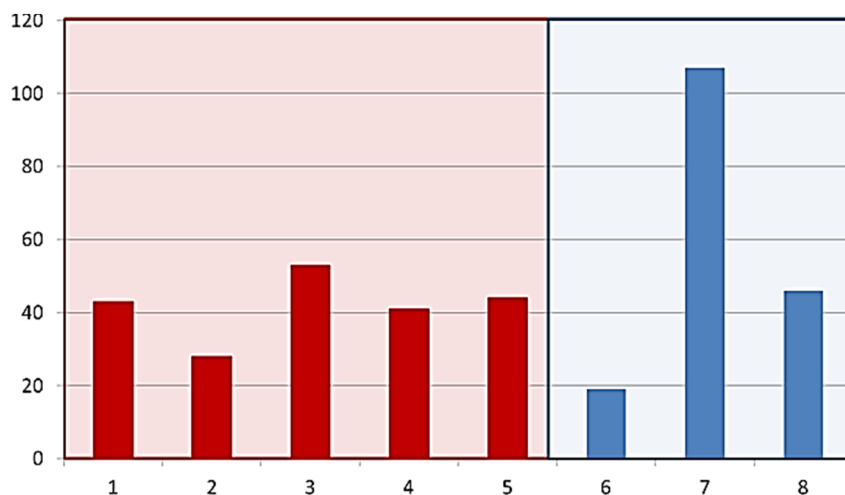


Рисунок 6 – Нарботка на отказ до и после внедрения ОВК

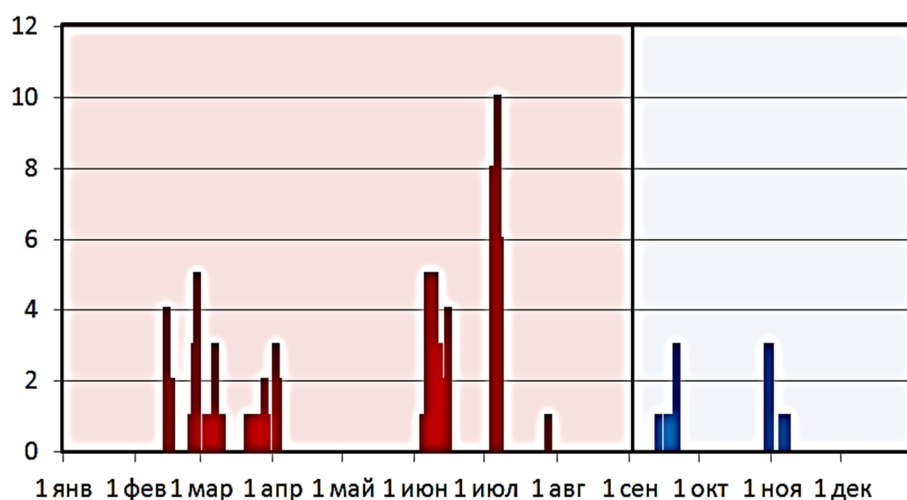


Рисунок 7 – Остановки по причине «высокая температура» до и после внедрения ОVK

Борьба с выносом механических примесей

Для борьбы с влиянием механических примесей на работу ГНО в компоновку ЭЦН были включены скважинные фильтры, основные цели применения фильтров:

- снижение вредного влияния механических примесей на внутренние органы ЭЦН и ШГН – повышенный износ, кольматация;
- увеличение наработки на отказ погружного оборудования;
- уменьшение часторемонтируемого фонда скважин УЭЦН и УШГН;
- снижение количества и затрат на ТКРС;
- снижение потерь в добыче нефти от остановок скважин на ремонт;
- увеличение дополнительной добычи нефти путём реализации потенциала скважин;
- снижение себестоимости добычи нефти.

В статье рассмотрены два скважинных фильтра, внедрённых в добывающие скважины Лыаельской площади:

- 1) фильтр модульный щелевой ФМЩ-01 ООО ПКФ «ТехСпецКомплект-АВТО»;
- 2) фильтр скважинный ФС-ППС-4 ООО «ПК «Опора-пром-ойл».

Фильтр модульный щелевой ФМЩ-01 (рис. 8) обеспечивает устойчивую производительность УЭЦН в осложнённых выносом мехпримесей, песка и проппанта в скважинах. Разобщик манжетный надёжно разобщает затрубное пространство, что позволяет эффективно фильтровать скважинную жидкость от мехпримесей. Клапан прямого прохода КПП открывается при зарастании щелей фильтроэлемента твёрдыми частицами и отложениями солей, либо заполнении контейнерных труб песком и мехпримесями с последующей внутренней кольматацией фильтрующих модулей. Ширина щели фильтроэлемента и количество фильтрующих модулей в свече подбирается исходя из подачи погружного насоса и гранулометрического состава мехпримесей.

Достоинства:

- разобщение затрубного пространства без применения сложных пакерных систем;
- качественная первоочистка флюида перед поступлением во входной модуль УЭЦН;
- наличие клапана прямого прохода, позволяющего продлить работу УЭЦН и предотвращающего перегрев ПЭД в случае засорения фильтроэлемента;
- наличие клапана разгрузки контейнера, позволяющего очищать контейнерные трубы в случае его переполнения мехпримесями и песком;
- монтаж компоновки фильтра на основание ПЭД, сокращающий количество СПО;
- возможность повторного использования путём регенерации фильтрующих модулей промывкой в промышленных условиях.



Рисунок 8 – Фильтр модульный целевой ФМЦ-01

Данный фильтр был внедрён в скважину 2201Д-бис в связи с тем, что данная скважина находилась в часто ремонтируемом фонде по причине выноса механических примесей (рис. 9).



Рисунок 9 – Фотография с демонтажа ГНО на скважине № 2201Д-бис с засорённой НКТ песком

Внедрение фильтра позволило увеличить наработку на отказ в 2 раза – с 67 сут. до 123 сут., также сократилось количество взвешенных частиц в отбираемой продукции со скважины № 2201Д-бис (рис. 10).



Рисунок 10 – Сравнение наработки на отказ и КВЧ по скважине № 2201Д-бис до внедрения фильтров и после

Фильтр скважинный ФС-ППС-4 (рис. 11) представляет собой перфорированную обсадную трубу, вокруг которой концентрично размещены внутренний дренажный слой, фильтрующая сетка (2 слоя), наружный дренажный слой и защитный кожух, выполненный из перфорированного листа из нержавеющей стали. В таблице 4 приведены основные характеристики фильтра скважинного ФС-ППС-4.



Рисунок 11 – Фильтр скважинный ФС-ППС-4

Таблица 4 – Основные характеристики фильтра скважинного ФС-ППС-4

| Наименование основных параметров и размеров | Значения параметров |
|---|--------------------------|
| Условный диаметр трубы фильтра | 101,6 |
| Диаметр муфты, мм | 114,0 |
| Толщина стенки трубы фильтра, мм | 6,5 |
| Общая длина фильтра, мм | 10000 ± 500 |
| Резьба ниппеля и муфты | ОТТМ 102 ГОСТ 33758-2016 |
| Расстояние от муфты до фильтрующей части, мм | 800 |
| Расстояние от торца ниппеля до фильтрующей части, не менее, мм | 400 |
| Длина фильтрующей части, мм | 8000 |
| Количество отверстий в трубе на 1 п. м., шт. | 10 |
| Размер щелевых отверстий в трубе, мм | 12 x 80 |
| Размер ячейки дренажного слоя, мм | 3,2 |
| Размер ячейки фильтрующей сетки, мм | 0,1–0,05 |
| Количество отверстий диаметром 5 мм в защитном кожухе на 1 п. м., не менее, шт. | 3100 |
| Масса фильтра, не более, кг | 186 |

Конструкторы компании «Опора-пром-ойл» разработали фильтры с кожухом намотанным по спирали, соединительный шов которого гарантирует надёжное соединение витков, обладает высокими статическими и динамическими прочностными характеристиками, тем самым обеспечивая безопасный спуск в скважину и длительную безаварийную эксплуатацию.

Данный фильтр был внедрён в скважину № 2503Д в связи с тем, что данная скважина находилась в часто ремонтируемом фонде, по причине выноса механических примесей (рис. 12).



Рисунок 12 – Фотография с демонтажа ГНО на скважине № 2503Д с засоренной НКТ песком

Внедрение фильтров в скважину № 2503Д увеличило наработку на отказ в 2 раза – с 48 сут. до 109 сут. (рис. 13).

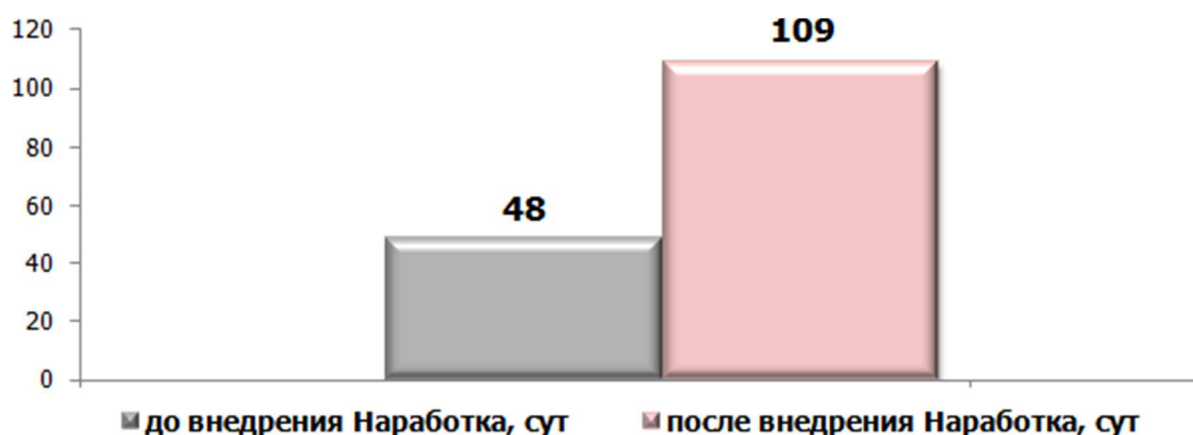


Рисунок 13 – Сравнение наработки на отказ по скважине № 2503Д до внедрения фильтров и после

В целом внедрение фильтров в добывающие скважины Лыаельской площади позволило сократить количество отказов по причине «засорение ГНО» в среднем с 7 отказов в месяц в 2018 году до 5 в 2019 году (рис. 14).

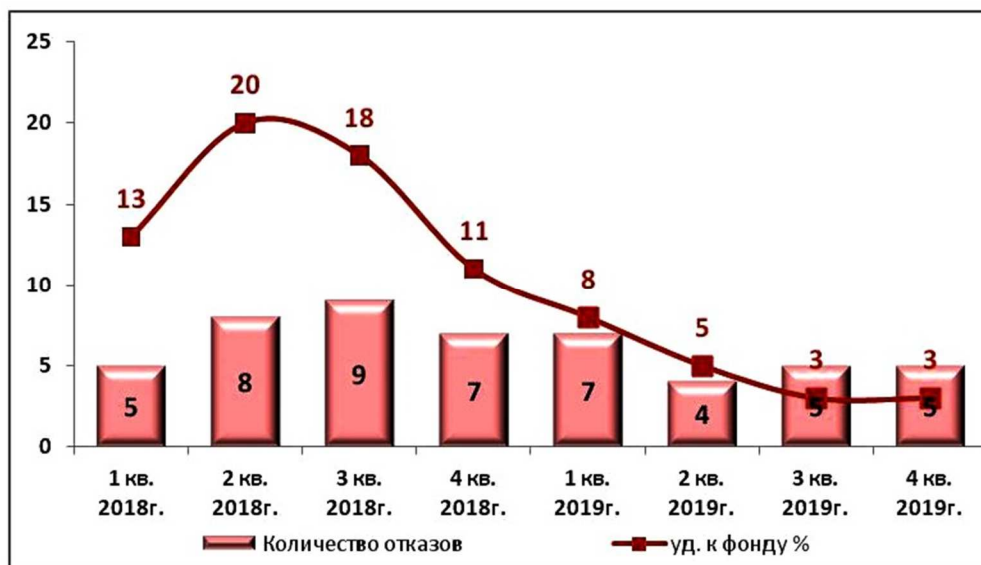


Рисунок 14 – Динамика изменения количества отказов по причине «засорение ГНО»

Заключение

Внедрение фильтров для защиты от влияния механических примесей на работу ГНО в компоновку ЭЦН позволило увеличить наработку на отказ погружного оборудования и сократить количество скважин, находящихся в часто ремонтируемом фонде. Это, в свою очередь, привело к снижению затрат на проведение ремонта скважин и потерь по добыче нефти за время простоя скважин для проведения ремонта.

Внедрение ОВС в добывающие скважины также позволило увеличить наработку на отказ погружного оборудования за счёт изменения глубины размещения ГНО. Получение оперативных данных в режиме «онлайн» о распространении температурного фронта по стволу добывающей скважины позволило провести работы по изменению глубины спуска НКТ на влияющей нагнетательной скважине, что обеспечило наиболее равномерный разогрев массива и позволило вовлечь максимальное количество запасов.

Литература

1. Технологическая схема опытно-промышленной разработки пласта III Лыаельской площади Ярегского нефтяного месторождения Республики Коми. – Ухта : филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПечорНИПИнефть» в г. Ухте (Протокол ТО ЦКР № 1050 от 02.12.2015 г.).
2. Булатов А.И. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление : в 2 т. : учеб. пособие / А.И. Булатов, Г.В. Кусов, О.В. Савенок. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2011. – Т. 1–2.
3. Булатов А.И. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» : в 4 томах : учеб. пособие / А.И. Булатов, О.В. Савенок. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2013-2014. – Т. 1–4.
4. Булатов А.И. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин : в 4 т. / А.И. Булатов, О.В. Савенок. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2012–2015. – Т. 1–4.
5. Булатов А.И. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин / А.И. Булатов, О.В. Савенок, Р.С. Яремийчук. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2016. – 576 с.
6. Варламов П.С. Пластоиспытательное оборудование для гидродинамических исследований пластов нефтяных и газовых скважин / П.С. Варламов [и др.]. – Уфа : Уфимский полиграфкомбинат, 2004. – 620 с.
7. Ладенко А.А. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений / А.А. Ладенко, О.В. Савенок. – М. : Инфра-Инженерия, 2020. – 244 с.
8. Попов В.В. Геоинформатика нефтегазовых скважин / В.В. Попов [и др.]. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.

9. Рузин Л.М. Технологические принципы разработки залежей аномально вязких нефтей и битумов / Л.М. Рузин [и др.]. – Ижевск : Ижевский институт компьютерных исследований, 2015. – 480 с.
10. Савенок О.В. Разработка нефтяных и газовых месторождений / О.В. Савенок, А.А. Ладенко. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГУ», 2019. – 275 с.
11. Савенок О.В. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин / О.В. Савенок, Ю.Д. Качмар, Р.С. Яремийчук. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
12. Савенок О.В. Экологические аспекты при строительстве нефтяных и газовых скважин : монография / О.В. Савенок [и др.]. – М.; Вологда : Инфра-Инженерия, 2021. – 652 с.
13. Савенок О.В. Проектирование разработки нефтяных месторождений : учеб. пособие : в 2 ч. – Ухта : Издательство Ухтинского государственного технического университета, 2021.
14. Дуркин С.М. Обоснование применения технологии дифференцированного термогравитационного дренирования пласта путём численного моделирования участка Ярегского месторождения / С.М. Дуркин [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 6. – С. 101–103.
15. Дуркин С.М. Адаптация технологии термогравитационного дренирования пласта (SAGD) для неоднородных залежей высоковязкой нефти на примере Лыаельской площади Ярегского месторождения / С.М. Дуркин, И.Н. Меньшикова, О.А. Морозюк; Научный редактор А.Н. Дмитриевский // Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности: материалы Всероссийской научной конференции, посвящённой 30-летию Института проблем нефти и газа РАН (11–13 октября 2017 года, г. Москва). – М. : ООО Типография «Аналитик», 2017. – С. 57–58.
16. Дуркин С.М. Совершенствование методики подбора глубинно-насосного оборудования для горизонтальных скважин, дренирующих залежи высоковязкой нефти, с помощью программы «Автотехнолог» / С.М. Дуркин [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2019. – № 2. – С. 41–45.
17. Жангабылов Р.А. Исследование эффективности технологии термогравитационного дренирования пласта в условиях неоднородных залежей высоковязкой нефти / Р.А. Жангабылов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2015. – № 3. – С. 143–161.
18. Калинин С.А. Лабораторные исследования термохимических составов для выравнивания профиля приёмистости паронагнетательных скважин в условиях высокой неоднородности пласта, насыщенного сверхвязкой нефтью / С.А. Калинин, С.А. Калинин // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2020. – Т. 2. – С. 171–177.
19. Лобанов Д.В. Анализ опыта спуска эксплуатационной колонны в горизонтальные скважины на Лыаельской площади Ярегского месторождения / Д.В. Лобанов // Севергеозкотех-2012: материалы XIII Международной молодёжной научной конференции (21–23 марта 2012 года, г. Ухта) : в 6 ч. – Ухта : Ухтинский государственный технический университет, 2013. – С. 31–35.
20. Меньшикова И.Н. Совершенствование технологии термогравитационного дренирования пласта путем численного моделирования для условий Лыаельской площади Ярегского месторождения / И.Н. Меньшикова [и др.] // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 156–161.
21. Меньшикова И.Н. Совершенствование технологии термогравитационного дренирования пласта путем численного моделирования для условий Лыаельской площади Ярегского месторождения / И.Н. Меньшикова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2017: сборник трудов Международной научно-технической конференции (31 марта 2017 года, г. Октябрьский) : в 2 т. – Ухта : Ухтинский государственный технический университет, 2017. – С. 118–121.
22. Мехоношин В.А. Анализ текущего состояния и эффективности применяемых технологий разработки Лыаельской площади Ярегского месторождения / В.А. Мехоношин, О.В. Савенок // Инновационные технологии в производстве строительных материалов и конструкций: сборник научных трудов Международного симпозиума (27–28 ноября 2020 года, г. Ташкент). – Ташкент : Министерство строительства Республики Узбекистан, Ташкентский архитектурно-строительный институт, 2020. – С. 276–282.
23. Мехоношин В.А. Подбор установки электроцентробежного насоса к нефтяной скважине Лыаельской площади Ярегского месторождения / В.А. Мехоношин, О.В. Савенок // Инновационные технологии в производстве строительных материалов и конструкций: сборник научных трудов Международного симпозиума (27–28 ноября 2020 года, г. Ташкент). – Ташкент : Министерство строительства Республики Узбекистан, Ташкентский архитектурно-строительный институт, 2020. – С. 282–292.
24. Парубочий В.Д. Обоснование применения технологии пароравитационного дренажа для формирования системы разработки месторождений тяжёлой нефти / В.Д. Парубочий // Ашировские чтения. – 2017. – Т. 1. – № 1–3(9). – С. 408–416.

25. Подойницын С.П. Моделирование технологии термогравитационного дренирования пласта на Лыаельской площади Ярегского месторождения / С.П. Подойницын, С.Э. Терентьев; Под редакцией Н.Д. Цхадая // Проблемы разработки и эксплуатации месторождений высоковязких нефтей и битумов. Материалы межрегиональной научно-технической конференции (13–14 ноября 2014 года, г. Ухта). – Ухта : Ухтинский государственный технический университет, 2015. – С. 70–75.
26. Рузин Л.М. Особенности разработки залежей высоковязкой нефти / Л.М. Рузин // Нефтегазовое дело. – 2015. – Т. 13. – № 2. – С. 58–67.

References

1. Process diagram of experimental-industrial development of formation III of Lyaelskaya area of the Yaregskoye oil field of the Komi Republic. – Ukhta : a branch of LLC LUKOIL-Engineering «PechornIPneft» in Ukhta (Minutes of Maintenance of CCR № 1050 dated 02.12.2015).
2. Bulatov A.I. Asphalt-resin-paraffin deposits and hydrate formation: warning and removal : in 2 vol. : textbook / A.I. Bulatov, G.V. Kusov, O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South LLC, 2011. – Vol. 1–2.
3. Bulatov A.I. Workshop on the discipline «Finishing oil and gas wells» : in 4 vol. : textbook / A.I. Bulatov, O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South LLC, 2013–2014. – Vol. 1–4.
4. Bulatov A.I. Overhaul of oil and gas wells : in 4 vol. / A.I. Bulatov, O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South LLC, 2012–2015. – Vol. 1–4.
5. Bulatov A.I. Scientific foundations and practice of oil and gas well development / A.I. Bulatov, O.V. Savenok, R.S. Yaremiychuk. – Krasnodar : Publishing House - South LLC, 2016. – 576 p.
6. Varlamov P.S. Reservoir testing equipment for hydrodynamic studies of oil and gas well formations / P.S. Varlamov [et al.]. – Ufa : Ufa polygraph plant, 2004. – 620 p.
7. Ladenko A.A. Theoretical foundations for the development of oil and gas fields / A.A. Ladenko, O.V. Savenok. – M. : Infra-Engineering, 2020. – 244 p.
8. Popov V.V. Geoinformatics of oil and gas wells / V.V. Popov [et al.]. – Novocheerkassk : Publishing house «Lik», 2018. – 292 p.
9. Ruzin L.M. Technological Principles for the Development of Abnormally Viscous Oil and Bitumen Deposits / L.M. Ruzin [et al.]. – Izhevsk : Izhevsk Institute for Computer Research, 2015. – 480 p.
10. Savenok O.V. Development of oil and gas fields / O.V. Savenok, A.A. Ladenko. – Krasnodar : Ed. FSBOU VO KubSTU, 2019. – 275 p.
11. Savenok O.V. Oil and gas engineering during well development / O.V. Savenok, Yu.D. Kachmar, R.S. Yaremiychuk. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
12. Savenok O.V. Environmental aspects in the construction of oil and gas wells : monograph / O.V. Savenok [et al.]. – M.; Vologda: Infra-Engineering, 2021. – 652 p.
13. Savenok O.V. Oil field development design: manual : in 2 part. – Ukhta : Publishing House of Ukhta State Technical University, 2021.
14. Durkin S.M. Rationale for the application of the technology of differentiated thermogravity drainage of the formation by numerical modeling of the site of the Yaregsky place-birth / S.M. Durkin and others // Oil industry. – 2017. – № 6. – P. 101–103.
15. Durkin S.M. Adaptation of Thermogravity Drainage Technology (SAGD) for inhomogeneous deposits of high-viscosity oil using the example of Lyaelskaya Square of the Yaregskoye field / S.M. Durkin, I.N. Menshikova, O.A. Morozuk; Scientific editor A.N. Dmitrievsky // Fundamental basis of innovative technologies of the oil and gas industry: materials of the All-Russian scientific conference dedicated to the 30th anniversary of the Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences (October 11–13, 2017, Moscow). – M. : LLC Printing house «Analyst», 2017. – P. 57–58.
16. Durkin S.M. Improving the method of selecting deep-water pumping equipment for horizontal wells draining highly viscous oil deposits with the help of the Avtotechog program / S.M. Durkin [et al.] // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2019. – № 2. – P. 41–45.
17. Zhangabylov R.A. Investigation of the efficiency of thermogravity drainage technology in conditions of inhomogeneous deposits of high-viscosity oil / R.A. Zhangabylov // Electronic scientific journal «Oil and Gas Business». – 2015. – № 3. – P. 143–161.
18. Kalinin S.A. Laboratory Studies of Thermochemical Compositions for Equalization of Steam Injection Well Acceptance Profile in Conditions of High Heterogeneity of a Bed Saturated with Extra Viscous Oil / S.A. Kalinin, S.A. Kalinin // Problems of Rework of Hydrocarbon and Ore Mineral Deposits. – 2020. – Vol. 2. – P. 171–177.
19. Lobanov D.V. Analysis of the experience of lowering the production string into horizontal wells on the Lyaelskaya Square of the Yaregskoye field / D.V. Lobanov // Severgeokotech-2012: materials of the XIII International Youth Scientific Conference (March 21–23, 2012, Ukhta) : in 6 parts. – Ukhta : Ukhta State Hhta State Techo university, 2013. – P. 31–35.

20. Menshikova I.N. Improving the technology of thermogravity drainage of the formation by numerical modeling for the conditions of the Lyaelskaya area of the Yaregskoye deposit / I.N. Menshikov [et al.] // Bulatovsky readings. – 2017. – Vol. 2. – P. 156–161.
21. Menshikova I.N. Improving the technology of thermogravity drainage of the reservoir by numerical modeling for the conditions of the Lyaelskaya Square of the Yaregskoye field / I.N. Menshikova // Modern technologies in oil and gas business – 2017: a collection of works of the International Scientific and Technical Conference (March 31, 2017, Oktyabrsky) : 2 vol. – Ukhta : Ukhhta State Technical University, 2017. – P.118–121.
22. Mekhonoshin V.A. Analysis of the current state and efficiency of applied development technologies of Lyaelskaya Square of the Yaregskoye field / V.A. Mekhonoshin, O.V. Savenok // Innovative technologies in the production of building materials and structures: a collection of scientific works of the International Symposium (November 27–28, 2020, Tashkent). – Tashkent : Ministry of Construction of the Republic of Uzbekistan, Tashkent Institute of Architecture and Construction, 2020. – P. 276–282.
23. Mekhonoshin V.A. Selection of the installation of an electric centrifugal pump to the oil well of the Lyaelskaya square of the Yaregskoye field / V.A. Mekhonoshin, O.V. Savenok // Innovative technologies in the production of building materials and structures: a collection of scientific works of the International Symposium (November 27–28, 2020, Tashkent). – Tashkent : Ministry of Construction of the Republic of Uzbekistan, Tashkent Institute of Architecture and Construction, 2020. – P. 282–292.
24. Sailing V.D. Rationale for the use of steam gravity drainage technology to form a system for the development of heavy oil fields / V.D. Parubey // Ashirovsky readings. – 2017. – Vol. 1. – № 1–3 (9). – P. 408–416.
25. Podoyntsyn S.P. Modeling of Thermogravity Drainage Technology on Lyaelskaya Square of the Yaregskoye Field / S.P. Podoyntsyn, S.E. Terentyev; Edited by N.D. Tskhadai // Problems of development and operation of high-viscosity oil and bitumen deposits. Materials of the interregional scientific and technical conference (November 13–14, 2014, Ukhta). – Ukhta : Ukhta State Technical University, 2015. – P. 70–75.
26. Ruzin L.M. Features of development of highly viscous oil deposits / L.M. Ruzin // Oil and gas business. – 2015. – Vol. 13. – № 2. – P. 58–67.