

УДК 622.276.054.23

**ОПТИМИЗАЦИЯ РАБОТЫ СКВАЖИН, ОБОРУДОВАННЫХ  
ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫМИ НАСОСАМИ,  
НА ОДНОМ ИЗ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ  
ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ**



**OPTIMIZATION OF OPERATION OF WELLS EQUIPPED  
WITH ELECTRIC CENTRIFUGAL PUMPS IN ONE OF THE OIL FIELDS  
OF THE TIMAN-PECHORA OIL AND GAS PROVINCE**

**Шаблий Илья Игоревич**

аспирант,  
Кубанский государственный технологический университет  
ilyashabliy0209@gmail.com

**Аннотация.** Оптимизация технологических режимов работы скважин представляет собой процесс, предназначенный для повышения эффективности эксплуатации скважин механизированного фонда за счёт увеличения точности и оперативности выбора оптимальных технологических параметров и режимов работы, а также надёжности их поддержания, технологических мероприятий по оптимизации режимов работы насосных установок, их подбор и практическое осуществление рекомендаций. Перечень скважин на оптимизацию определяется исходя из необходимого соответствия работы скважины и работы установки. В статье произведена оптимизация работы скважины путём вывода скважины из периодического режима работы. Вывод скважины в постоянный режим произведён путём подбора УЭЦН меньшей мощности, дебит скважины при этом остаётся на прежнем уровне.

**Ключевые слова:** оптимизация работы скважин, оборудованных УЭЦН; состав и комплектность УЭЦН; требования к пластовой жидкости для эксплуатации скважины УЭЦН; анализ фонда скважин, оборудованных УЭЦН; динамика отказов УЭЦН по наработкам; варианты оптимизации работы скважин, оборудованных УЭЦН; скважины-кандидаты на проведение оптимизации.

**Shabliy Ilya Igorevich**

Graduate Student,  
Kuban State Technological University  
ilyashabliy0209@gmail.com

**Annotation.** Optimization of technological operating modes of wells is a process designed to increase the efficiency of operation of mechanized wells by increasing the accuracy and efficiency of choosing optimal technological parameters and operating modes, as well as the reliability of their maintenance, technological measures to optimize operating modes of pumping units, their selection and practical implementation of recommendations. The list of wells for optimization is determined based on the required correspondence between the operation of the well and the operation of the installation. The article optimizes the operation of the well by removing the well from the periodic operating mode. The well was brought into constant mode by selecting the installation of an electric centrifugal pump of lower power, while the well flow rate remains at the same level.

**Keywords:** optimization of the operation of wells equipped with electric centrifugal pump units; composition and completeness of electric centrifugal pump units; requirements for formation fluid for well operation using electric centrifugal pump units; analysis of the stock of wells equipped with electric centrifugal pump units; dynamics of failures of electric centrifugal pump units based on operating time; options for optimizing the operation of wells equipped with electric centrifugal pump units; candidate wells for optimization.

**Общие сведения о месторождении**

Рассматриваемое нефтяное месторождение, открытое в 2013 году и введённое в промышленную разработку в 2014 году, расположено на территории Усинского района Республики Коми. В географическом отношении район работ располагается в пределах северо-восточной части Печорской низменности в подзоне Крайнесеверной тайги в бассейне р. Печоры, протекающей в 8 км южнее месторождения.

В 2013 году в своде рассматриваемой структуры пробурена поисковая скважина № 1 глубиной 4200 м. Скважиной вскрыт и изучен разрез до верхнедевонских отложений. При испытании в эксплуатационной колонне задонских отложений дебит скважины № 1 из интервалов 3944–3952 м, 3961,5–3973 м, 3995–4010 м и 4014–4019 м составил

456,9 м<sup>3</sup>/сут. на 14,29 мм штуцере, при этом продуктивность скважины определена в 46,94 (м<sup>3</sup>/сут.) / МПа. Таким образом, скважина № 1 явилась первооткрывательницей залежи нефти в карбонатных отложениях задонского горизонта нижнефаменского подъяруса верхнего девона. В 2014–2015 гг. на месторождении пробурены эксплуатационные скважины № 10, 11 и 12 с площадки скважины № 1. Залежь массивная, сводовая. Размеры – 5,1 × 3,3 км; установленная высота залежи – 140,7 м.

В тектоническом отношении площадь находится в пределах крупной структуры первого порядка: Денисовского прогиба, занимающего центральную часть Печоро-Колвинского авлакогена.

Водонефтяной контакт принят на абсолютной отметке минус 3964,8 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине № 10, при испытании которого получен приток нефти вступительным дебитом 338 тонн/сут. Покрышкой для залежи служат глинисто-карбонатные отложения елецкого горизонта нижнефаменского подъяруса верхнего девона средней толщиной 230 м.

Нефть в пластовых условиях характеризуется высоким газосодержанием 462,9 м<sup>3</sup>/т, плотностью 0,607 г/см<sup>3</sup>, её динамическая вязкость 0,416 мПа × с. Среднее значение объёмного коэффициента пластовой нефти при пластовом давлении по данным дифференциального разгазирования равно 1,93. Среднее значение коэффициента сжимаемости (среднее значение в интервале от пластового давления до давления насыщения при пластовой температуре) составляет  $19,08 \times 10^{-4}$  МПа<sup>-1</sup>. Давление насыщения нефти газом при пластовой температуре ( $T_{пл} = 92,2$  °С) составляет 21,9 МПа, отношение  $P_{нас} / P_{пл} = 0,64$  при пластовом давлении  $P_{пл} = 40,5$  МПа.

#### **Характеристика текущего состояния разработки месторождения**

В соответствии с проектным документом, на рассматриваемом месторождении выделен один объект разработки – D<sub>3</sub>fm<sub>1</sub>(zd). Месторождение полностью разбурено.

По состоянию на 01.01.2023 г. пробурено всего 4 скважины – 3 добывающие и 1 поисковая, в эксплуатации находятся 3 скважины.

С апреля месяца 2018 года отмечается прорывная динамика обводнения скважин месторождения, вероятно по трещинам, наличие которых выявлено как по керновому материалу из скважины № 1, так и специальными исследованиями FMI в скважинах № 1 и 10. Тогда же была введена из бурения последняя пробуренная скважина № 12. Средняя обводнённость добываемой продукции за 3 года выросла с 0,1 до 20,0 %.

Рост обводнённости по скважинам № 1 и 10 стал причиной прекращения их фонтанирования в IV квартале 2019 года. После этого скважины большую часть времени находились в простаивающем фонде по причине отказа глубинно-насосного оборудования, что связано с высокой агрессивностью среды – высоким газосодержанием нефти и наличием сероводорода в попутном газе.

Разработка фаменской залежи ведётся без системы поддержания пластового давления. Текущее средневзвешенное пластовое давление по залежи составляет 37,25 МПа (на 8 % ниже начального – 40,5 МПа).

Для предотвращения дальнейшего падения оперативно прорабатывается проект разбуривания или перевод скважин в ППД.

Энергетическое состояние залежи стабильное и удовлетворительное, но требуются более регулярные наблюдения за параметром (в 2021–2022 гг. исследования не проводились). Фактические показатели работы скважин и динамика снижения пластового давления свидетельствуют об упруговодонапорном режиме работе залежи с активным контуром.

Динамика изменения пластового давления представлена на рисунке 1.

В целом по месторождению с начала разработки добыто 1813 тыс. тонн жидкости и 859 тыс. тонн нефти. Текущая обводнённость – 20,0 %. Кроме того, в скважине № 12 вскрыта только нижняя часть продуктивного разреза. Для вовлечения в разработку запасов юго-западной части залежи необходимо выполнить дострел кровельной части продуктивного разреза в скважине № 12.

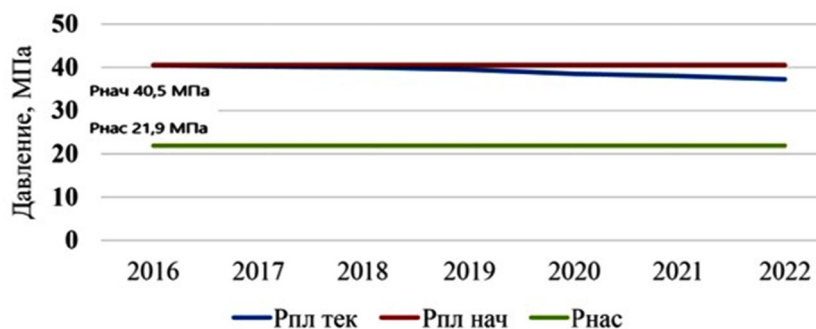


Рисунок 1 – Динамика пластового давления

В 2020 году по скважинам № 1 и 10 выполнены ремонтно-изоляционные работы. Необходимо отметить, что запись профиля притока с определением его состава в скважинах предварительно не проводилась. Это обусловлено отсутствием возможности проведения промыслово-геофизических исследований в летний период времени без предварительной доставки и подготовки геофизического оборудования на месторождении. После запуска скважин № 1 и 10 в августе и июне 2020 года соответственно значительного снижения обводнённости скважинной продукции не отмечено. Для эффективного проведения РИР требуется качественное определение профиля и состава притока в скважинах, подбор эффективной технологии РИР.

В 2021 году после РИР введены скважины № 1, 10 и 12. В скважине № 11 при попытке проведения исследований по определению профиля притока получена авария, скважина находится в бездействии. В 2022 году на месторождении продолжили работать 3 скважины – № 1, 10 и 12. В связи с отрицательным энергетическим положением на месторождении эксплуатируемых электроцентробежных насосов необходимо проводить мероприятия по оптимизации работы скважин.

#### Состав и комплектность УЭЦН

УЭЦН – погружные центробежные установки предназначены для откачки пластовой жидкости из нефтяных скважин. Погружные центробежные электронасосы для добычи нефти предназначены для эксплуатации нефтяных (подчас сильно обводнённых) скважин малого диаметра и большой глубины, они обеспечивают безотказную и длительную работу в жидкостях, содержащих агрессивные пластовые воды с растворёнными в них различными солями, газ (в том числе сероводород) и механические примеси в виде песка. Глубина погружения насоса достигает 2500 м и более, а температура откачиваемой жидкости иногда достигает 100 °С.

УЭЦН состоит из спущенного на определённую глубину насосного агрегата на подвеске НКТ. Вдоль НКТ параллельно спускается питающая двигатель кабельная линия. Кабельная линия на земле подключается к станции управления, которая в свою очередь подключена к трансформатору. На рисунке 2 представлена типовая схема компоновки УЭЦН.

Компенсатор устанавливается внизу электродвигателя и служит для компенсации разности давлений масла в электродвигателе с пластовым давлением. Также компенсатор служит для предотвращения попадания пластовой жидкости в электродвигатель.

Погружной электродвигатель служит для привода ЭЦН и состоит из ротора, статора, головки, основания и узла токоввода. Внутренняя полость электродвигателя заполнена маслом. При монтаже погружного электрического двигателя после подключения кабельной линии к электродвигателю производят дополнительную закачку масла в систему до определённого давления, установленного производителем насоса. Для того чтобы электродвигатель не перегревался при работе, ему нужен постоянный поток жидкости между стенками обсадной колонны и стенками электродвигателя. Питание, а также управление электродвигателем производится при помощи станции управления, находящейся наверху.

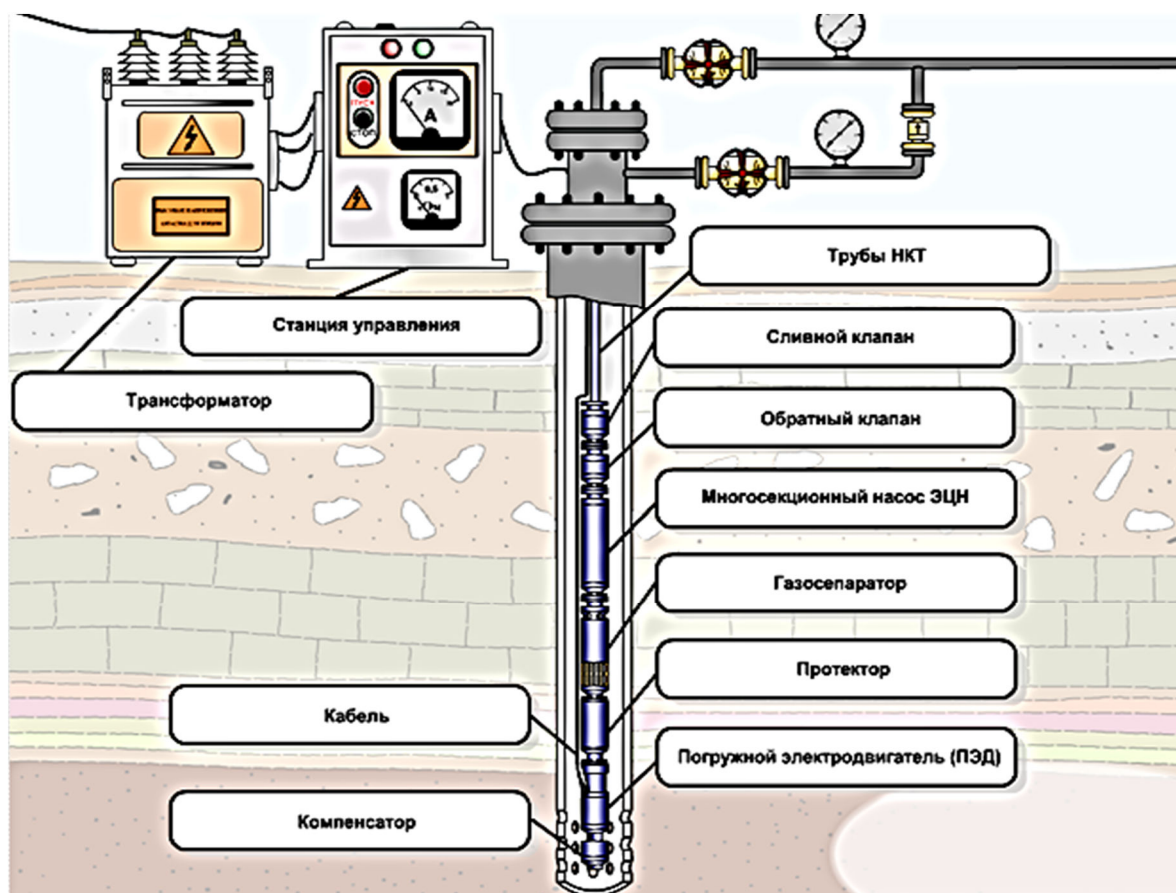


Рисунок 2 – Установка центробежного насоса

Протектор предназначен для защиты электродвигателей от попадания в них пластовой жидкости. Протектор устанавливается между электродвигателем и ЭЦН. Протектор также, как и компенсатор, компенсирует изменение объёма масла в электродвигателе при его работе и остановках. Компенсация достигается за счёт двух упругих диафрагм (верхней и нижней), установленных в протекторе.

Газосепаратор устанавливают для уменьшения плохого влияния свободного газа на ЭЦН, когда содержание свободного газа на приёме ЭЦН превышает 25 %. При работе газосепаратора происходит разделение жидкой фазы от газообразной за счёт центробежных сил. Жидкая фаза подаётся на приём насоса, а газ выбрасывается в затрубное пространство. Газосепаратор обеспечивает стабильную работу ЭЦН при максимально допустимом содержании свободного газа на входе в газосепаратор – 55 %. В высокообводнённых скважинах вместо газосепаратора устанавливают диспергатор. Принцип действия диспергатора основан на измельчении пузырьков газа в пластовой жидкости до образования однородной суспензии, которая далее поступает на приём насоса. Диспергатор также, как и газосепаратор, справляется с газосодержанием до 55 %. На рассматриваемом месторождении используют комбинацию газосепаратора с диспергатором. Газосепаратор-диспергатор выполнен на одном валу. Жидкость сначала проходит через газосепаратор, затем через диспергатор. Совместное применение даёт стабильную работу ЭЦН при газосодержании не более 68 %. Газосепаратор устанавливается между протектором и нижней секцией ЭЦН.

В скважинах, где объёмное содержание свободного газа на входе в насос существенно превышает 68 % и газосепаратор не справляется с таким содержанием газа, в компоновку ЭЦН между газосепаратором и основными секциями ЭЦН устанавливают мультифазную секцию. Мультифазная секция насоса диспергирует и прокачивает газожидкостную смесь, стабилизируя работу погружного электроцентробежного насоса и обеспечивая возможность добычи нефти с УЭЦН в скважинах с содержанием свободного газа до 75 % на входе насоса.

Погружной электроцентробежный насос (ЭЦН) служит для откачки пластовой жидкости и дальнейшей его подачи в НКТ. Насос погружной, центробежный, секцион-

ный, многоступенчатый не отличается по принципу действия от обычных центробежных насосов. Рабочие колёса устанавливаются на валу на призматической шпонке по ходовой посадке и могут перемещаться в осевом направлении. Направляющие аппараты закреплены от поворота в корпусе ниппеля, расположенного в верхней части насоса. Снизу в корпус ввинчивают основание насоса с приёмными отверстиями и фильтром, через которые жидкость из скважины поступает к первой ступени насоса. ЭЦН состоит из модуль-секций и может достигать в длину до 50 м. Секция ЭЦН состоит из корпуса, вала и ступеней (направляющих аппаратов). Напор ЭЦН считается количеством его ступеней. Подача и напор – это основные параметры ЭЦН, которые присутствуют во всех обозначениях насоса. При высоком содержании в пластовой жидкости механических примесей происходит износ рабочих органов ЭЦН, который приводит в свою очередь к снижению подачи и напора. При наличии солеотложений в скважине карбонаты осаждаются на рабочих колёсах ЭЦН, что в свою очередь приводит к подклиниванию ЭЦН. В таких случаях проводят различные кислотные обработки скважины.

Обратный клапан служит для предотвращения слива пластовой жидкости обратно в скважину при остановках УЭЦН. В случае периодической эксплуатации скважины обратные клапана устанавливают в обязательном порядке.

Сливной клапан предназначен для слива пластовой жидкости, находящейся в НКТ, при проведении ремонтных работ на скважине. Представляет собой патрубок с отверстием, в которое ввёрнута полая трубка. Сбитие сливного клапана происходит сбросом лома в НКТ с устья скважины.

Кабельная линия предназначена для подачи электрического напряжения с поверхности к погружному электродвигателю установки. Кабельная линия состоит из основного плоского кабеля и соединённого с ним плоского кабеля-удлинителя с муфтой кабельного ввода. Соединение основного кабеля с удлинителем производится сросткой. Кабель-удлинитель обычно имеет меньшее сечение, чем основной кабель, это необходимо для того, чтобы при перегрузке кабеля сгорел именно кабель-удлинитель, который легко поменять в ремонтном цеху. Муфта кабеля необходима для герметичного соединения кабельной линии с погружным электродвигателем. В связи с высоким содержанием сероводорода на месторождении медные жилы кабельной линии дополнительно защищаются свинцовой оплёткой. Сростки кабельной линии в обязательном порядке проводят с использованием свинца.

Трансформатор предназначен для питания погружных электродвигателей от сети переменного тока напряжением 380 В. Трансформаторы выпускаются сухие и маслонаполненные.

Станция управления предназначена для подачи питания электродвигателю, контроля параметров скважины (температура масла двигателя, давление на приёме УЭЦН, температура пластовой жидкости) и контроля параметров работы электродвигателя (такие как, входное напряжение, ток, частота вращения электродвигателя, нагрузка). Регулируя данные параметры, можно изменить напор и подачу УЭЦН. Также можно настроить множество интеллектуальных программ, которые будут регулировать данные параметры.

#### **Требования к пластовой жидкости для эксплуатации скважины установками ЭЦН**

Ниже приведены требования к пластовой жидкости для эксплуатации скважины установками электроцентробежных насосов:

- 1) максимальное содержание попутной воды – 99 %;
- 2) водородный показатель попутной воды – 5,0–8,5 рН;
- 3) максимальная плотность жидкости – 1400 кг/м<sup>3</sup>;
- 4) максимальная кинематическая вязкость однофазной жидкости, при которой обеспечивается работа насоса без изменения напора и КПД – 1 мм<sup>2</sup>/с;
- 5) максимальная массовая концентрация твёрдых частиц для насосов:
  - обычного исполнения – 0,1 г/л;
  - коррозионностойкого исполнения – 0,2 г/л;
  - износостойкого, коррозионно-износостойкого исполнения – 0,5 г/л;
  - повышенной коррозионной износостойкости – 1 г/л;
  - при комплектации насосов фильтром тонкой очистки – 3 г/л;

- 6) микротвёрдость частиц по Мору, баллов, не более:
- обычного, коррозионностойкого исполнения – 5;
  - повышенной коррозионной износостойкости, износостойкого, коррозионно-износостойкого исполнения – 7;
- 7) максимальное содержание свободного газа на приёме насоса:
- обычного исполнения – 25 % по объёму;
  - с применением газосепаратора в составе установки – 55 %;
  - с применением газосепаратора-диспергатора – 65 %;
  - с применением модуля входного, диспергирующего в составе установки – 30 %;
- 8) максимальная концентрация сероводорода для насосов:
- обычного, износостойкого исполнения – 0,1 г/л;
  - коррозионно-износостойкого исполнения, повышенной коррозионной износостойкости – 1,25 г/л;
- 9) максимальная температура откачиваемой жидкости – 150 °С;
- 10) максимальное гидростатическое давление в зоне подвески установки – 40 МПа.

**Анализ фонда скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов**

По состоянию на 01.01.2023 г. действующий фонд скважин составляет 3 скважины, все скважины оборудованы установками ЭЦН. В бездействии находится 1 скважина. Динамика изменения действующего фонда УЭЦН в период с 2017 по 2022 гг. приведена на рисунке 3.

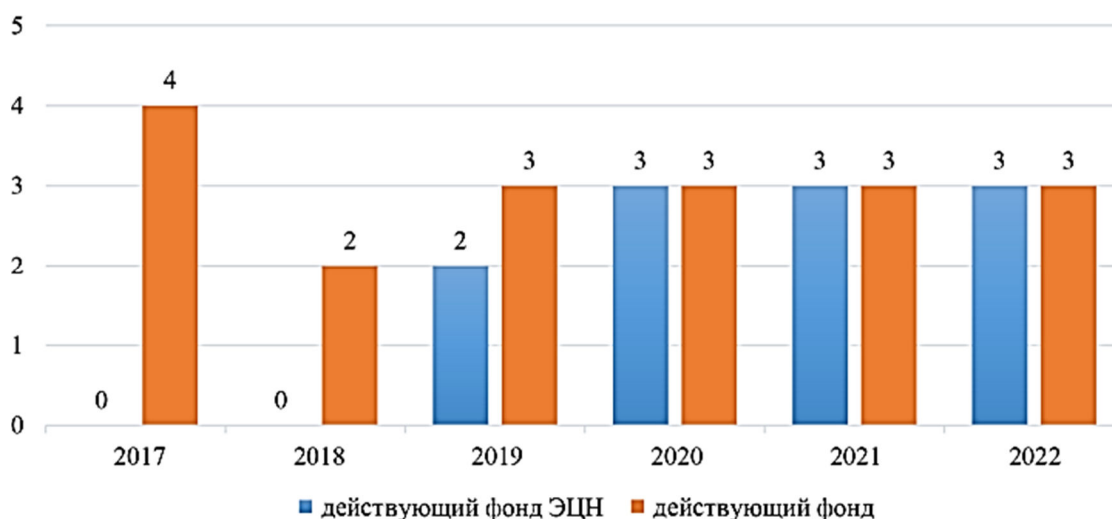


Рисунок 3 – Динамика действующего фонда ЭЦН

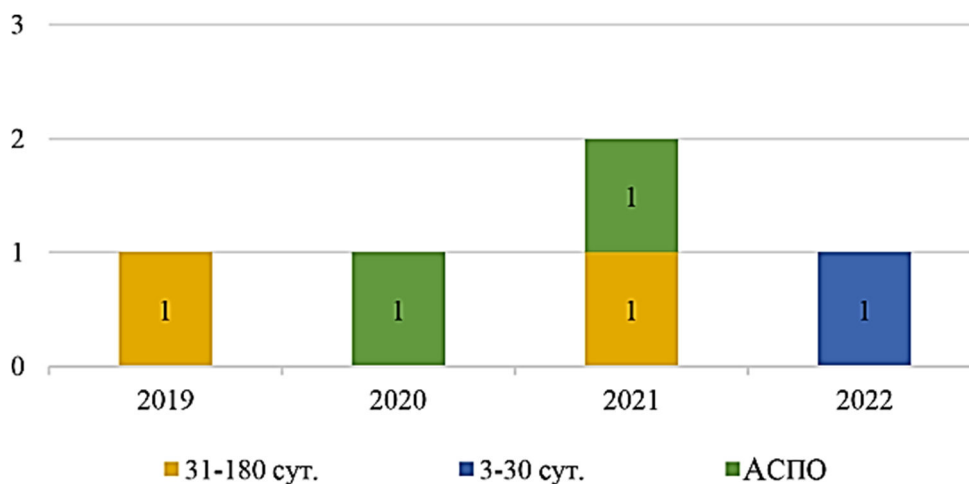


Рисунок 4 – Динамика отказов по наработкам

Снижение действующего фонда в период с 2017 по 2019 гг. объясняется обводнённостью скважин.

Динамика отказов УЭЦН по наработкам представлена на рисунке 4, из которого видно, что за 4 года произошло 5 отказов ЭЦН. Причинами отказов является  $R = 0$  «снижение изоляции» – 3 отказа; «нет подачи» (АСПО) – 2 отказа.

Основными причинами отказов по причине «снижение изоляции» являются «пробои» кабельной линии в местах сросток основной кабельной линии с удлинителем, а также в местах МПК, допущенных в процессе текущего и капитального ремонта скважин.

Причинами отказов по «нет подачи» являются асфальтено-смолистые и парафиновые отложения на стенках НКТ в процессе эксплуатации скважины. В результате отложений АСПО на внутренней поверхности внутрискважинного оборудования происходит износ, сужение диаметра насосно-компрессорных труб, возникают неполадки в работе установки ЭЦН, а также закупоривание капилляров продуктивного пласта и ухудшение фильтрационно-емкостных свойств горных пород. На протяжении всего процесса добычи нефтяники сталкиваются с этими проблемами, так как отложения бывают в скважинном оборудовании, выкидных линиях, а также в промысловых трубопроводах систем нефтесбора.

На данных скважинах уже установлены механизмы депарафинизации скважин автоматические (МДСА) «лебёдки Сулейманова» для механической очистки в автоматическом режиме стенок НКТ от отложений АСПО.

#### **Варианты оптимизации работы скважин, оборудованных ЭЦН**

Оптимизацию работы скважины можно провести экономическим путём (уменьшением затрат электроэнергии на подъём пластовой жидкости), а также геолого-технологическими мероприятиями, проводимыми на скважине.

Увеличение межремонтного периода скважины является более сложным вариантом оптимизации, так как необходимо произвести сбор информации по предыдущим отказам установки. На основании этого анализа уже производится подбор необходимого оборудования. Могут возникнуть случаи, когда нет в наличии того или иного оборудования, тогда приходится изыскивать возможную замену на аналогичный вариант. Также в процессе эксплуатации уже подобранного оборудования могут возникнуть случаи, когда меняются параметры добываемой жидкости (например, увеличение выноса механических примесей) – в таком случае придётся вновь подбирать подходящее оборудование, либо производить чистку призабойной зоны пласта при текущем и капитальном ремонте скважин. Увеличение межремонтного периода позволяет получить дополнительную прибыль за счёт уменьшения количества ремонтов подрядными организациями за счёт уменьшения нахождения скважины в простое в процессе ожидания или проведения ремонта.

Примером получения экономической оптимизации за счёт увеличения межремонтного периода является скважина № 12. До 2022 года её межремонтный период составлял 82 сут. Основными причинами отказов было «снижение изоляции кабельной линии» из-за влияния сероводорода. После очередного отказа принято решение произвести монтаж импортной установки ЭЦН производства «Baker Hughes». После проведённого подбора ЭЦН представителями завода-изготовителя установка успешно смонтирована на скважине. На данный момент скважина в работе 316 сут.

Перевод скважины из периодического режима работы в постоянный можно получить:

- за счёт замены УЭЦН на меньший по мощности;
- за счёт проведения кислотных обработок ПЗП;
- установкой штуцерной камеры для увеличения противодействия на УЭЦН.

Периодический режим работы скважины плохо сказывается на всей компоновке УЭЦН. При остановке скважины происходит медленное осаждение АСПО на стенках НКТ ввиду отсутствия движения жидкости и возможное забивание обратного клапана и слива жидкости с НКТ. При остановках УЭЦН также происходит осаждение механических примесей на рабочих органах, которые в свою очередь влекут за собой периодические подклинивания при работе ЭЦН, а может и полный клин установки. Не обошли

стороной и кабельную линию, которая испытывает повышенные токовые нагрузки при запуске УЭЦН.

При смене типоразмера УЭЦН с большего на меньший при периодическом режиме эксплуатации оптимизацию получают в виде вывода скважины в постоянный режим эксплуатации, а также возможным получением экономии электроэнергии, если при расчётах типоразмер погружного электропривода тоже уменьшится. При этом дебит скважины остаётся на прежнем уровне, т.е. исключается вероятность увеличения обводнённости.

Оптимизацию можно провести путём увеличения типоразмера УЭЦН после проведения ГРП, ЗБС, кислотной обработки или после первого отказа установки после бурения, когда потенциал скважины оказался выше, чем предполагалось. Оптимизация заключается в увеличении отборов нефти, но стоит учитывать, что высокие отборы могут способствовать скорому обводнению скважины и, соответственно, снижению добываемой нефти, тогда оптимизация уже имеет отрицательный эффект.

В таблице 1 представлены скважины, на которых возможно проведение оптимизации.

**Таблица 1** – Скважины-кандидаты на проведение оптимизации на рассматриваемом месторождении

№ скважины	Технологический режим скважины		Выявленные проблемы при эксплуатации ЭЦН	Предлагаемые варианты оптимизации
	$Q_{\text{жид}}$ , м <sup>3</sup> /сут.	$Q_{\text{нефти}}$ , тонн/сут.		
12	230	154	низкий МРП (82 сут); причина отказов « $R = 0$ кабельной линии» – влияние H <sub>2</sub> S	в связи с высоким дебитом скважины рассмотреть возможность спуска ЭЦН производства компании «Schlumberger» с сечением кабеля $S = 21 \text{ мм}^2$
10	33	25,8	работа в периодическом режиме со спущенным УЭЦН производительностью 50 м <sup>3</sup> /сут.	спуск ЭЦН 30 для вывода скважины в постоянный режим работы
1	17	14	работа в периодическом режиме со спущенным УЭЦН производительностью 30 м <sup>3</sup> /сут. ( $T_{\text{работы}} - 5$ часов, $T_{\text{накопления}} - 3$ часа)	рассмотреть возможность проведения ГРП или ЗБС

Проведём оптимизацию погружного оборудования УЭЦН на примере скважины № 10. Оптимизация заключается в выводе скважины из периодического режима работы путём установки УЭЦН меньшего типоразмера. Исходные данные для расчёта представлены в таблице 2.

**Таблица 2** – Исходные данные для оптимизации ЭЦН

Наименование показателя	Количество
Дебит по жидкости, м <sup>3</sup> /сут.	34
Обводнённость, %	8
Плотность нефти, кг/м <sup>3</sup>	830
Плотность воды, кг/м <sup>3</sup>	1138
Глубина верхнего интервала перфорации, м	3758
Забой, м	4075
Глубина спуска НКТ, м	2572
Динамический уровень, м	2083
Пластовое давление, атм.	375
Устьевое давление, атм.	23
Вязкость жидкости, сП	8,9
Коэффициент подачи, доли ед.	0,68
Внешний диаметр НКТ	73
Режим работы	периодический



При снижении дебита более чем на 25 % от режимного значения или отсутствии подачи производятся мероприятия по определению причин и восстановлению дебита:

$$\frac{Q_{\text{факт}}}{Q_{\text{ном}}} \leq 0,75,$$

где  $Q_{\text{факт}}$  – фактический дебит скважины, м<sup>3</sup>/сут.;  $Q_{\text{ном}}$  – номинальная подача установки ЭЦН, м<sup>3</sup>/сут.

Согласно внутреннему регламенту по проведению мероприятий для определения причин снижения дебита скважин на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», скважины с коэффициентом подачи ниже 0,75 подлежат проведению данных мероприятий.

Скважина № 10 рассматриваемого нефтяного месторождения расположена на кустовой площадке № 1. Система ППД на стадии разработки. В начале эксплуатации УЭЦН дебит скважины составлял 53 м<sup>3</sup>/сут. На данный момент скважина работает в периодическом режиме. Период работы  $T_{\text{работы}}$  – 5 часов,  $T_{\text{накопления}}$  – 3 часа. Дебит по жидкости составляет 34 м<sup>3</sup>/сут. при обводнённости 8 %. В скважину спущен насос ЭЦНД-50-2500 с номинальной подачей в 50 м<sup>3</sup>/сут.

Подбор ЭЦН выполнен по универсальной методике подбора УЭЦН. Результаты по подбору скважины приведены в таблице 3. Для сопоставления фактически установленного и подобранного оборудования сведём их в таблицу 4.

**Таблица 3** – Результаты подбора УЭЦН

Параметры	Значения
Общий напор, м	2366
Выбранный насос	ЭЦН 30
Выбранный МФН	МФН-5-100
Напор МФН, м	163
Напор насоса, м	2203
Напор одной ступени, м	5
Количество ступеней, м	441+47
Мощность насоса, кВт	21,5
Выбранный ПЭД	ПЭД 28
Мощность, кВт	28

**Таблица 4** – Сопоставление фактически установленного и подобранного оборудования

Параметры	Фактический	Расчётный
Типоразмер насоса	ЭЦН 50	ЭЦН 30
Глубина спуска НКТ, м	2572	2483
Напор ЭЦН, м	2500	2366
Дебит жидкости $Q_{\text{жид}}$ , м <sup>3</sup> /сут.	34	34
Дебит нефти $Q_{\text{нефти}}$ , тонн/сут.	25,8	25,8
Типоразмер ПЭД	56	28
Электроэнергия за год, кВт/ч	291270	245280
Экономия электроэнергии за год, кВт/ч	–	45990

Таким образом, выполнена оптимизация работы скважины № 10 рассматриваемого месторождения путём вывода её в постоянный режим работы с получением экономического эффекта при сокращении годового потребления электроэнергии.

По скважинам месторождения можно рекомендовать:

- 1) при выходе скважины в периодический режим работы проводить мероприятия по выводу скважины в постоянный режим работы (уменьшение типоразмера УЭЦН, снижение рабочей частоты вращения ПЭД, увеличение глубины спуска ГНО);
- 2) при отказах глубинно-насосного оборудования проводить тщательный подбор оборудования для недопущения возможных отклонений в процессе эксплуатации УЭЦН.

### Заключение

Широкое применение скважинных центробежных насосов с электроприводом обусловлено многими факторами. При больших отборах жидкости из скважины установки ЭЦН наиболее экономичны и наименее трудоёмки при обслуживании по сравнению с компрессорной добычей и подъёмом жидкости насосами других типов. При больших подачах электрические затраты относительно не велики.

Обслуживание установок ЭЦН просто, на поверхности размещается станция управления и трансформатор, не требующий постоянного ухода. Монтаж оборудования ЭЦН прост, так как станция управления и трансформатор не нуждаются в устройстве фундамента и позволяют вводить скважины в эксплуатацию сразу же после бурения в любых районах в любое время года, даже в самые суровые зимние месяцы. При эксплуатации скважин устье легко поддаётся герметизации, что позволяет осуществлять сбор и отвод попутного газа.

### Литература

1. Александров А.Н. Повышение эффективности эксплуатации скважин электроцентробежными насосами в условиях образования асфальтосмолопарафиновых отложений / А.Н. Александров, М.К. Рогачёв // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 14–19.
2. Зудин Б.Г. Подбор электроцентробежного насоса на скважину Восточно-Ламбейшорского месторождения / Б.Г. Зудин, О.В. Савенок // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2021. – № 3. – С. 109–125.
3. Лапотников А.Г. Анализ эффективности внедрения УЭЦН на месторождениях НГДУ «Катанглинефтегаз» / А.Г. Лапотников, А.С. Котельников // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2018. – № 3. – С. 178–192.
4. Петрушин Е.О. Анализ эффективности проведения оптимизации добывающих скважин, оборудованных УЭЦН, на Талаканском месторождении / Е.О. Петрушин, А.С. Арутюнян // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 2. – С. 201–223.
5. Обоснование технологически оптимальной стратегии разработки группы нефтегазоконденсатных месторождений Денисовской площади / О.В. Савенок [и др.] // Инженер-нефтяник. – 2022. – № 1. – С. 4–11.
6. Савенок О.В. Анализ причин снижения нефтеотдачи на Западно-Хоседаюском месторождении и рекомендации для внедрения геолого-технических мероприятий / О.В. Савенок, Е.У. Сафиуллина, Л.Г. Кусова // Булатовские чтения. – 2022. – Т. 1. – С. 290–298.
7. Шиян С.И. Геолого-промысловое и технико-экономическое обоснование вариантов разработки Латыповского нефтяного месторождения / С.И. Шиян, А.А. Слепцов, Л.Г. Кусова // Научный потенциал вуза – производству и образованию: сборник статей по материалам III Международной научно-практической конференции, посвящённой 75-летию Победы советского народа в Великой Отечественной войне 1941–1945 гг. (04–05 декабря 2020 года, г. Армавир). – Армавир : ООО «Редакция газеты «Армавирский собеседник»», 2021. – С. 147–151.
8. Шиян С.И. Технико-экономический анализ проектных решений по разработке Латыповского нефтяного месторождения / С.И. Шиян, П.А. Суховерова, Л.Г. Кусова // Научный потенциал вуза – производству и образованию: сборник статей по материалам III Международной научно-практической конференции, посвящённой 75-летию Победы советского народа в Великой Отечественной войне 1941–1945 гг. (04–05 декабря 2020 года, г. Армавир). – Армавир : ООО «Редакция газеты «Армавирский собеседник»», 2021. – С. 177–186.
9. Повышение эффективности эксплуатации нефтяных скважин путём разработки комплекса технических устройств / С.И. Шиян [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2023. – № 10(370). – С. 59–68.
10. Шиян С.И. Обоснование проведения реконструкции обводнённого фонда скважин на примере Основной залежи Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения / С.И. Шиян, И.И. Шаблий // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2024. – № 2(374). – С. 42–55.

### References

1. Alexandrov A.N. Improving the efficiency of operation of wells by an electrical submersible pump technology in conditions of formation of asphaltene, resin and wax depositions / A.N. Alexandrov, M.K. Rogachyov // Readings of A.I. Bulatov. – 2017. – Vol. 2. – P. 14–19.

2. Zudin B.G. Selection of an electric centrifugal pump for a well of the Vostochno-Lambeyshorskoye field / B.G. Zudin, O.V. Savenok // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2021. – № 3. – P. 109–125.
3. Lapotnikov A.G. Analysis of implementation efficiency of electric centrifugal pumps at the fields of oil and gas production department «Katanglineftegaz» / A.G. Lapotnikov, A.S. Kotelnikov // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2018. – № 3. – P. 178–192.
4. Petrushin E.O. Analysis of the effectiveness of the optimization of production wells equipped with electric centrifugal pump installation on the Talakanskoye field / E.O. Petrushin, A.S. Arutyunyan // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2019. – № 2. – P. 201–223.
5. Justification of a technologically optimal strategy for the development of a group of oil and gas condensate fields in the Denisovskaya area / O.V. Savenok [et al.] // Petroleum engineer. – 2022. – № 1. – P. 4–11.
6. Savenok O.V. Analysis of the reasons for the decline in oil recovery on the Zapadno-Khosedayuskoye field and recommendations for the implementation of geological and technical measures / O.V. Savenok, E.U. Safiullina, L.G. Kusova // Readings of A.I. Bulatov. – 2022. – Vol. 1. – P. 290–298.
7. Shiyan S.I. Geological, field and feasibility study of development options for the Latypovskoye oil field / S.I. Shiyan, A.A. Sleptsov, L.G. Kusova // The scientific potential of the university – production and education: a collection of articles based on the materials of the III International Scientific and Practical Conference dedicated to the 75th anniversary of the Victory of the Soviet people in the Great Patriotic War of 1941–1945 (December 04–05, 2020, Armavir). – Armavir : LLC «Editorial office of the newspaper «Armavir Interlocutor»», 2021. – P. 147–151.
8. Shiyan S.I. Technical and economic analysis of design solutions for the development of the Latypov oil field / S.I. Shiyan, P.A. Sukhoverova, L.G. Kusova // The scientific potential of the university – production and education: Collection of articles based on the materials of the III International Scientific and Practical Conference dedicated to the 75th anniversary of the Victory of the Soviet people in the Great Patriotic War of 1941–1945 (December 04–05, 2020, Armavir). – Armavir : LLC «Editorial office of the newspaper «Armavir Interlocutor»», 2021. – P. 177–186.
9. Increase of oil wells operation efficiency by developing a complex of technical devices / S.I. Shiyan [et al.] // Construction of oil and gas wells on land and offshore. – 2023. – № 10(370). – P. 59–68.