

Костенко Костенко Данил Васильевич, магистрант
Северо-Кавказский федеральный университет

АНАЛИЗ ПРОБЛЕМ ЭКСПЛУАТАЦИИ УСТАНОВКАМИ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ ПРИ ДОБЫЧЕ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ

Аннотация. В статье рассмотрен системный анализ проблем эксплуатации установками электроцентробежных насосов (УЭЦН) при добыче высоковязкой нефти. Изложены последовательность решения трех основных задач: комплексной характеристики высоковязкой нефти как специфического объекта добычи, включая её классификацию, ресурсную базу, физико-химические, реологические свойства и склонность к асфальтосмолопарафиновым отложениям (АСПО); рассматриваются особенности работы центробежного насосного оборудования на жидкостях с повышенной вязкостью, анализируется трансформация напорно-расходных и энергетических характеристик, а также существующие методики пересчёта паспортных данных при проектировании; на основе обобщения промысловых данных и литературных источников выявляются типовые отказы и основные причины снижения межремонтного периода УЭЦН, характерные для условий добычи высоковязкой нефти.

Ключевые слова: Добыча, высоковязкая нефть, УЭЦН, физико-химические свойства, АСПО, центробежный насос.

Мировая нефтяная промышленность вступает в этап, характеризующийся неуклонным истощением запасов традиционных легких и средних нефтей. Этот процесс объективно обуславливает возрастание роли трудноизвлекаемых и нетрадиционных углеводородов, среди которых ключевое место занимают тяжелые и высоковязкие нефти (ВВН), а также природные битумы. Освоение таких запасов сопряжено с комплексом технических, технологических и экономических вызовов, порожденных аномальными физико-химическими свойствами флюида, прежде всего его многократно повышенной вязкостью. Наиболее распространены подходы, основанные на плотности (градусах API) и динамической вязкости. Обобщение различных подходов позволяет выделить классификацию нефтей по вязкости, представленную в таблице 1.

Таблица 1

Классификация нефти по вязкости

Классификация по вязкости	Динамическая вязкость в пластовых условиях, мПа·с	API gravity, °	Плотность при 20 °С, кг/м ³
Стандартная (легкая) нефть	< 30	> 31,1	< 870
Вязкая нефть	30 – 100	22,3 – 31,1	870 – 920
Высоковязкая (тяжелая) нефть	100 – 10 000	10 – 22,3	920 – 1000
Сверхвязкая нефть (битум)	> 10 000	< 10	> 1000

Следует отметить, что границы между категориями являются условными, и на практике встречаются нефти с промежуточными или аномальными свойствами. Тем не менее, приведенная градация позволяет принципиально разделять нефти по степени сложности их извлечения. Физико-химические свойства высоковязких нефтей включают такие характеристики, как плотность, молекулярную массу, содержание серы, металлов, азота, а также температуру застывания. Эти свойства определяют технологическую сложность работы с флюидом. В таблице 2 обобщены ключевые физико-химические характеристики ВВН.



Таблица 2

Обобщенные физико-химические свойства высоковязких нефтей

Свойство	Значение / диапазон	Технологическое значение
Плотность при 20 °С, кг/м ³	> 920	Относится к тяжелой нефти (API < 22,3°)
Динамическая вязкость (при 20 °С), мПа·с	> 100 (может достигать миллионов для битумов)	Определяет гидравлическое сопротивление при течении, энергозатраты на подъем
Содержание серы, %	> 1 (кислая нефть, sour crude)	Вызывает коррозию оборудования, требует специальных материалов
Молекулярная масса	Высокая (преобладание тяжелых фракций)	Прямая корреляция с вязкостью и плотностью
Содержание металлов (V, Ni)	Повышенное	Отравляют катализаторы на НПЗ (каталитические яды)
Содержание азота	Повышенное	Способствует образованию смол
Температура застывания, °С	от -5 до +30	Высокий риск застывания в насосно-компрессорных трубах и остановки скважины

Важно подчеркнуть, что высоковязкие нефти во многих случаях проявляют не ньютоновское, а сложное реологическое поведение. Подавляющее большинство обычных нефтей при пластовых температурах и давлениях ведут себя как ньютоновские жидкости, то есть их вязкость является постоянной величиной, не зависящей от скорости течения или приложенного напряжения. Напротив, высоковязкие нефти часто демонстрируют неньютоновские свойства – их вязкость зависит от скорости сдвига (градиента скорости течения). При медленном течении такая нефть может быть очень густой, а при быстром – становится более жидкой (явление псевдопластичности). Это поведение объясняется наличием в составе нефти высокомолекулярных соединений (асфальтенов, смол, парафинов), которые способны образовывать пространственные сетчатые структуры (каркасы) или агрегаты в объеме жидкости. При малых скоростях сдвига эти структуры сохраняются, создавая высокое сопротивление течению. При увеличении скорости сдвига структуры разрушаются, и вязкость падает. Такие нефти могут также проявлять вязкопластичные свойства (наличие предельного напряжения сдвига, которое необходимо превысить, чтобы началось течение), тиксотропные свойства (зависимость вязкости от времени воздействия сдвига) и вязкоупругие свойства. Исследование этих свойств требует использования специальных приборов – ротационных реометров, и регламентируется отраслевыми документами, содержащими методики определения реологических моделей и параметров неньютоновских нефтей.

Ключевым фактором, определяющим физико-химические и реологические свойства ВВН, является их компонентный химический состав. Основными компонентами, усложняющими добычу, выступают асфальтены, смолы и парафины. Повышенное содержание этих компонентов является прямой причиной проблем, связанных с добычей и транспортом ВВН. Высоковязкая нефть представляет собой специфический и сложный объект добычи, характеризующийся уникальными физико-химическими свойствами: аномально высокой плотностью и вязкостью, повышенным содержанием серы, металлов и азота. Ее освоение требует применения специальных технологических решений, отличных от традиционных методов добычи легкой нефти. Ключевые физико-химические параметры ВВН, такие как компонентный состав (содержание парафинов, асфальтенов, смол) и реологические свойства, определяются условиями залегания и существенно различаются для разных месторождений. Понимание этих особенностей является фундаментом для эффективного



проектирования и эксплуатации скважинного оборудования, в частности УЭЦН, поскольку от них напрямую зависят гидравлические потери при течении, тепловые режимы работы насоса и склонность к отложениям. Высокое содержание асфальтенов и смол делает нефть слабее зависимой от температуры и способствует образованию устойчивых эмульсий, а повышенное содержание парафинов обуславливает склонность к АСПО, которые выступают одной из ведущих причин снижения межремонтного периода скважин, оборудованных УЭЦН.

Установки электроцентробежных насосов являются наиболее распространённым способом механизированной добычи нефти в России. На их долю приходится около 80% всей добываемой нефти, а доля скважин, оборудованных УЭЦН, превышает 60% фонда. Однако данный тип насосного оборудования изначально проектировался для перекачки жидкостей с вязкостью, близкой к вязкости воды (1 сСт). При переходе к добыче высоковязких нефтей – с вязкостью в десятки, сотни и тысячи раз выше – характеристики работы центробежного насоса претерпевают существенные и, как правило, негативные изменения.

Центробежный насос является аппаратом динамического действия. Передача энергии от рабочего колеса к перекачиваемой среде происходит за счёт центробежных сил, возникающих при вращении колёс. При повышении вязкости жидкости возрастает гидравлическое сопротивление в каналах рабочего колеса и направляющего аппарата. Формирование пограничного слоя на лопатках ухудшается, увеличиваются касательные напряжения. В результате растут потери энергии на трение, что приводит к снижению основных технических параметров насоса: напора, подачи и коэффициента полезного действия (КПД), а также – к увеличению потребляемой мощности. Исследованиями установлено, что при увеличении вязкости перекачиваемой среды КПД центробежного насоса может снижаться в несколько раз по сравнению с паспортными значениями, полученными на воде. В отдельных случаях, характерных для высоковязких и сверхвязких нефтей, КПД снижается до 15–20% и менее. Значительная доля подводимой к электродвигателю энергии расходуется не на подъём жидкости, а на преодоление внутреннего трения в насосе. Рост потребляемой мощности сопровождается увеличением тока, протекающего через обмотки электродвигателя, что влечёт за собой дополнительный нагрев оборудования, ускоренное старение изоляции и повышенную нагрузку на систему гидрозащиты. Кабельная линия также работает в условиях повышенных тепловых нагрузок.

Другим важным следствием повышения вязкости является трансформация напорно-расходной характеристики (Q-H) насоса. Для воды характеристика является полой и плавной: при увеличении подачи напор снижается относительно равномерно. По мере роста вязкости характеристика становится более крутой и приобретает неустойчивый характер – на ней могут появляться участки с отрицательным наклоном. В этих условиях возрастает риск эксплуатации насоса в так называемой нерекомендуемой зоне, где малейшее изменение вязкости, газосодержания или давления на приёме приводит к срыву подачи. Возникновение режима «всасывания без подачи» (режим «газовой пробки») крайне опасно: насос перестаёт поднимать жидкость, но продолжает вращаться, что ведёт к быстрому перегреву и выходу узлов из строя. Для предотвращения подобных ситуаций при эксплуатации УЭЦН на высоковязких нефтях настоятельно рекомендуется применение частотно-регулируемых приводов (ЧРП), позволяющих плавно изменять частоту вращения вала и адаптировать характеристику насоса к текущим реологическим свойствам добываемой жидкости.

Выбор типоразмера УЭЦН для скважины с высоковязкой нефтью не может производиться на основе паспортных «водяных» характеристик. Требуется пересчёт характеристик на реальную вязкость. В инженерной практике для этого используются эмпирические методики, позволяющие по известным характеристикам на воде построить ожидаемые характеристики на вязкой жидкости. Наиболее известной в отечественной практике является методика П.Д. Ляпкина. Суть заключается в использовании поправочных коэффициентов (на подачу, напор и КПД), зависящих от вязкости и типа насоса. Вместе с тем, результаты стендовых испытаний современных центробежных ступеней на вязких жидкостях



показывают, что классические поправочные зависимости (в частности, методика Ляпкина, разработанная для насосов прошлого поколения) дают погрешность, как правило, завышающую снижение характеристик. Современные насосные ступени имеют улучшенную гидродинамику, более гладкие поверхности каналов и оптимизированную геометрию рабочих колёс, что делает их более устойчивыми к влиянию вязкости. Следовательно, для повышения точности проектирования требуется валидация и, при необходимости, корректировка поправочных коэффициентов применительно к конкретным сериям насосов.

В случаях, когда традиционный центробежный насос не обеспечивает необходимых параметров работы (например, при пластовой вязкости, превышающей 300–400 мПа·с), мировая практика рекомендует рассмотрение альтернативных технологий. К числу наиболее эффективных альтернатив относятся электроцентробежные винтовые насосы (ЭЦВН), известные также как ESPCP (Electrical Submersible Progressive Cavity Pump). В отличие от динамических машин, винтовой насос относится к классу объёмных. Перемещение жидкости в нём происходит в замкнутых полостях, образованных между ротором и статором, причём объём этих полостей практически не зависит от вязкости среды. Вследствие этого характеристики винтового насоса – подача и напор – крайне слабо зависят от реологических свойств жидкости. Зарубежный опыт эксплуатации показывает, что замена газлифтных или центробежных установок на ЭЦВН на высоковязких нефтях позволяет увеличить дебит скважин в 2 и более раза, а межремонтный период – в несколько раз. Кроме того, винтовые насосы более толерантны к наличию свободного газа и механических примесей. Однако они обладают и недостатками, главным из которых является ограниченный ресурс эластомерного статора, чувствительного к температуре, агрессивным средам и абразивному износу. Таким образом, выбор между УЭЦН и ЭЦВН должен осуществляться на основе технико-экономического анализа с учётом конкретных условий каждого месторождения и каждой скважины.

Работа УЭЦН на высоковязкой нефти сопряжена с рядом объективных ограничений: снижением напора и КПД, ростом энергопотребления, повышением риска срыва подачи и тепловых отказов. Для эффективной эксплуатации необходим комплекс мер, включающий применение частотно-регулируемого привода, корректный пересчёт характеристик насоса на вязкую жидкость (с учётом особенностей современных ступеней) и, в наиболее проблемных случаях, обоснованный переход на винтовые насосы. Данные аспекты непосредственно влияют на достижение главной цели настоящего исследования – увеличение межремонтным периодом (МРП) электроцентробежного оборудования.

Под МРП работы скважины понимается средняя продолжительность её эксплуатации в сутках между двумя последовательными подземными ремонтами, связанными с заменой или восстановлением глубинного насосного оборудования. Для скважин, оборудованных УЭЦН, увеличение МРП является одной из приоритетных задач нефтегазодобывающих предприятий, так как напрямую влияет на технико-экономические показатели разработки за счёт сокращения дорогостоящих ремонтов, минимизации простоев и, как следствие, получения дополнительной прибыли.

По промысловым данным, основными причинами отказов УЭЦН являются воздействие механических примесей, солеотложения и коррозия оборудования. В то же время, по обобщённым данным сервисных компаний, отказы могут быть спровоцированы как недостатками конструкции и подбора установки, так и некачественной эксплуатацией либо негативным воздействием физико-химических свойств добываемой продукции. В последнем случае, когда речь идёт о добыче высоковязкой нефти, влияние осложняющих факторов становится критическим и многократно ускоряет деградацию оборудования.

В результате обобщения промысловых данных были классифицированы причины, снижающие МРП УЭЦН при работе на высоковязкой нефти, по трём основным группам (табл.3).



Таблица 3

Классификация причин отказов УЭЦН при добыче высоковязкой нефти

Группа причин	Конкретные факторы	Механизм влияния на МРП
Физико-реологические особенности нефти	Аномально высокая динамическая вязкость	Рост гидравлических потерь, снижение КПД, перегрев двигателя, срыв подачи
Геолого-промысловые и технологические факторы	Механические примеси (песок, проппант), свободный газ, водонефтяные эмульсии	Абразивный износ рабочих органов, вибрация, эрозия, образование газовых пробок, срыв подачи, рост температуры
Компонентный состав нефти (коллоидно-химические факторы)	Асфальтосмолопарафиновые отложения, солеотложения, коррозия активными флюидами (H ₂ S, CO ₂)	Сужение проходного сечения, заклинивание подвижных элементов, ухудшение охлаждения, потеря герметичности

Последствия этих факторов носят взаимосвязанный характер, и их совокупное действие на оборудование, как правило, значительно снижает наработку УЭЦН на отказ по сравнению с эксплуатацией на маловязких нефтях.

Наиболее серьёзные осложнения и отказы оборудования возникают в связи с отложениями парафина, солей на забое, в НКТ и в самом насосе. Исследования показывают, что в агрегатах, перекачивающих вязкую высокопарафинистую нефть, образуются АСПО, которые налипают на внутреннюю поверхность колонны и на все элементы проточной части насоса (обсадные трубы и насосно-компрессорные трубы (НКТ) часто бывают полностью забиты парафином). АСПО становятся причиной возникновения дополнительных гидравлических сопротивлений в стволе скважины – снижается производительность насоса и суммарный дебит. Кроме того, потеря КПД УЭЦН приводит к неизбежному нагреву узлов ЭЦН, провоцируя ускоренное отложение солей на рабочих органах и заклинивание подвижных элементов. В зависимости от конкретной скважины концентрация компонентов АСПО может колебаться в широких пределах: содержание асфальтенов составляет от 2 до 40% массы, смол – от 3 до 70%, парафинов – от 2 до 30%. При этом состав отложений обычно усилен механическими примесями (песок, глина, коррозионные отложения – окалина, ржавчина).

Влияние механических примесей на работу УЭЦН является второй по значимости проблемой. Механические примеси, содержащиеся в откачиваемой жидкости, вызывают абразивный износ практически всех элементов насоса. В особенности ощутимый износ наблюдается в радиальных и осевых опорах скольжения, антифрикционных шайбах, втулках и шпонках. Когда концентрация взвешенных частиц превышает определённый порог, происходит не просто ускоренный износ, а катастрофическое разрушение подшипниковых узлов и рабочих колёс. Практика показывает, что около половины всех отказов УЭЦН связано с засорением насоса механическими примесями и истиранием более мелкими частицами горных пород, причём по некоторым данным на механические примеси приходится до 41,8% отказов.

Присутствие пластовой воды и свободного газа только усугубляет проблему. Водонефтяная эмульсия снижает приток жидкости из пласта в скважину в период вывода УЭЦН на заданный технологический режим. При добыче высоковязкой нефти вязкость образующихся эмульсий многократно возрастает, а их стойкость увеличивается, что провоцирует аномальный перегрев потока и повышает риск срыва подачи. В скважинах с высоким газовым фактором существенная доля свободного газа на приёме УЭЦН вызывает запирание межлопаточных каналов рабочих колёс, полную или частичную блокировку движения жидкой фазы, срыв подачи и охлаждения. В некоторых случаях газожидкостная смесь может нагреваться до температуры, превышающей критическую для эластомеров (200–250 °С), что ведёт к деструкции уплотнительных элементов и полной потере работоспособности.



Стоит также отметить существенное влияние коррозионной активности добываемой среды. Отказы подземного оборудования по причине преждевременной коррозии наблюдаются при интенсивном разгазировании нефти в зоне подвески, а также при наличии в пластовом флюиде сероводорода или углекислого газа. По данным эксплуатации скважин Западной Сибири, до четверти всех внеплановых ремонтов УЭЦН в осложнённых условиях так или иначе связаны с коррозионным разрушением соединительных узлов, потерей герметичности кабельных вводов и самих корпусов насосных секций.

Необходимо подчеркнуть, что большинство отказов носит комплексный характер: наложение нескольких действующих факторов (вязкость + АСПО + мехпримеси) ускоряет деградацию насосного оборудования в геометрической прогрессии по сравнению с любым отдельно взятым фактором. Эмпирические исследования и опыт промыслов показывают, что при совместном действии высокого газосодержания и повышенной вязкости даже кратковременная работа УЭЦН в нерасчётной зоне приводит к катастрофическому падению ресурса. Приведены обобщённые данные по распределению причин отказов на месторождениях с повышенной вязкостью (таб. 4).

Таблица 4

Распределение причин отказов УЭЦН на месторождениях высоковязкой нефти

Причина отказа / осложняющий фактор	Доля в общем числе отказов, %	Примечания
Механические примеси	41,8	По данным эксплуатации скважин с осложнённым фондом
Отложения солей	≈ 25–30	Одно из основных осложнений в высокоминерализованной пластовой воде
Абразивный износ и засорение насоса	до 50	По данным «Юганскнефтегаза»
Заклинивание рабочих органов (АСПО, соли, мехпримеси)	30–40	Основная причина механических отказов на вязких нефтях
Перегрев двигателя и кабеля	15–20	Вторичный фактор при срыве подачи или зашламовании
Коррозия	10–15	Наиболее выражена в зоне подвески при работе с малыми дебитами
Прочие факторы (некачественный ремонт, повреждение кабеля при спуске, нарушение ТУ по кривизне)	5–10	Факторы, устраняемые организационными мероприятиями

Анализ данных позволяет сделать вывод, что более 75% всех отказов УЭЦН при добыче высоковязкой нефти обусловлены тремя ключевыми группами причин: во-первых, гидроабразивным износом и засорением рабочих органов механическими примесями; во-вторых, кристаллизацией солей и отложением парафинов, смол и асфальтенов на проточной части; в-третьих, термической деградацией изоляции и уплотнительных материалов из-за перегрева, вызванного потерей КПД.

Снижение подачи на 20 % от первоначальной величины уже должно служить поводом для детального анализа с целью выявления конкретной причины падения производительности. При этом важно выделять отказы, связанные с неправильной эксплуатацией или дефектами изготовления (негерметичность НКТ, повреждение кабеля, некачественный подбор насоса и т.п.), которые могут быть устранены без дополнительных капитальных затрат. Однако комплекс физико-химических и геологических осложнений, сопровождающих добычу высоковязкой нефти, требует применения специальных технических и технологических решений, описанных в последующих главах настоящей работы.



Таким образом, эффективное управление МРП при добыче высоковязкой нефти требует системного подхода, включающего:

- Обоснованный выбор типоразмера и исполнения УЭЦН с учётом прогнозируемой вязкости и газосодержания на приёме насоса.
- Применение методов подавления АСПО и солеотложений (химические реагенты, термообработка, механические скребки).
- Использование износостойких материалов и покрытий для рабочих органов и опор скольжения.
- Оптимизацию режимов эксплуатации (с применением систем частотного регулирования) для поддержания насоса в рабочей зоне его напорно-расходной характеристики.

Результаты исследований показывают, что требуется совершенствования технологий механизированной добычи, в первую очередь – адаптации УЭЦН к работе в условиях аномальных реологических свойств.

Анализ промысловых данных и литературных источников позволил установить, что наиболее критичными узлами с точки зрения наработки на отказ являются непосредственно насосная секция (заклинивание, износ рабочих колёс) и погружной электродвигатель (перегрев, пробой изоляции)

Список литературы:

1. Ал-Замили, Саджжад Абдулазиз Джумаах. Особенности эксплуатации скважин, оборудованных установкой электроприводного центробежного насоса, на примере Приобского месторождения. //Молодой ученый. 2025. № 47. С.10–13.
2. Дроздов А.Н. Методика стендовых исследований характеристик электроцентробежных насосных установок при откачке вязких жидкостей. //Нефтяное хозяйство. 2016. № 5. С.78–81.
3. Ивановский А. В. Анализ возможности использования зависимостей П. Д. Ляпкина для пересчета характеристик ступеней электроприводных лопастных насосов. //Инженерная практика. 2022. № 6–7. С.18.
4. Минченко Д.А. Комплексные испытания ступеней установок электроцентробежных насосов для добычи нефти. //Нефтяное хозяйство. 2021. № 11. С. 48–53.
5. Черкасова Е.И. Особенности добычи высоковязкой нефти. //Молодой ученый. 2017. № 50. С.85–87

