

Д.Н. Субарев

## ПРОБЛЕМЫ ОПЕРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ ПОГРУЖНЫМИ УСТАНОВКАМИ СИСТЕМЫ «УЭЦН — СКВАЖИНА» В УСЛОВИЯХ МАЛОПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

*Рассмотрены факторы, осложняющие процесс добычи нефти при использовании электрических центробежных насосов в условиях малопродуктивных пластов, в частности процессы разгазирования водонефтяной эмульсии и выноса механических примесей на рабочих органах насоса. Приведен обзор основных методов борьбы с негативным влиянием данных факторов.*

**Скважина, электрический центробежный насос, продуктивность, газовый фактор, механические примеси, обводненность.**

В настоящее время ряд крупнейших нефтяных месторождений Российской Федерации находятся на поздних и заключительных стадиях разработки. Фонд мало- и среднедебитных скважин составляет около 75 %. Несмотря на истощенность и выработанность промышленных запасов эти месторождения благодаря огромным начальным запасам и совершенствованию технологий продолжают разрабатываться и остаются экономически рентабельными [1].

В отрасли пока не сложилось единого количественного критерия определения малодебитной скважины. Так, на одних месторождениях специалисты определяют их как скважины с дебитами менее  $10 \text{ м}^3/\text{сут}$ , на других — как скважины с дебитами менее  $5 \text{ т}/\text{сут}$ . В докладах Министерства нефтяной промышленности за таковые приняты «скважины с дебитами, сопоставимыми с минимально возможными экономически эффективными». Наконец, на месторождениях Западной Сибири малодебитной считается скважина с дебитом жидкости менее  $25 \text{ м}^3/\text{сут}$  [3]. Таким образом, точного критерия малодебитной скважины не существует, так как особенности каждого пласта индивидуальны, поэтому затраты на разработку месторождений определяются по-разному. Соответственно и разделять скважины по степени продуктивности следует исходя из особенностей пласта. В основном на территории страны принято считать малодебитной скважину с производительностью до  $20\text{--}25 \text{ м}^3/\text{сут}$ .

В последние десятилетия в нашей стране постоянно растет количество скважин, которые эксплуатируются посредством УЭЦН. Это объясняется совершенствованием техники и технологии добычи нефти этим способом, возможностями автоматизации и регулирования работы нефтяных скважин. Помимо известных преимуществ УЭЦН (достаточно высокий КПД в области средних и высоких подач по сравнению с другими установками для механизированной добычи, совершенствование и создание ступеней насоса, газосепараторов и диспергаторов новых конструкций, позволяющих использовать установки при высоких газосодержаниях на входе в насос; совершенствование материалов погружного электродвигателя и др.), эти установки меньше подвержены влиянию кривизны ствола скважины по сравнению с СШНУ [2].

В разные периоды разработки месторождения возникают проблемы, связанные с осложнениями в добыче нефти. На данный момент почти половина малодебитных скважин эксплуатируется с использованием УЭЦН в периодическом режиме, при котором эксплуатация скважин менее рентабельна и дебит на 40 % меньше по сравнению с эксплуатацией скважин в непрерывном ре-

жиме. Невозможность работы в непрерывном режиме преимущественно объясняется предельно высокой обводненностью пластовых жидкостей и повышенным газовым фактором. Около 65 % фонда скважин, оборудованных насосами, эксплуатируется в интервале обводненности 80–98 %. В общем разработка месторождений осложняется множеством факторов, которые можно разделить на несколько групп:

1) аномальные свойства продукции:

- высокая вязкость;
- способность к образованию эмульсий;
- отложение асфальтенов, парафинов, смол, солей;
- коррозионная активность;
- обводненность нефтяной эмульсии;
- высокое газосодержание;

2) свойства пласта и особенности системы разработки:

- высокие давление и температура;
- непрочность коллектора;
- неоднородность коллектора;
- кустовое разбуривание наклонными скважинами;
- подошвенная вода или газовая шапка;

3) воздействие на пласт:

- закачка поверхностных вод, приводящая к выпадению солей, осложнениям при подземных и капитальных ремонтах скважин, что влияет на свойства призабойной зоны скважины;
- слишком низкое или высокое пластовое давление.

Если говорить о степени влияния какого-либо из этих факторов на работу УЭЦН, то можно отметить, что насосы наиболее чувствительны к свободному газу и наличию в жидкости большого количества механических примесей из-за повышенной обводненности. Остановимся подробнее на каждом из этих факторов.

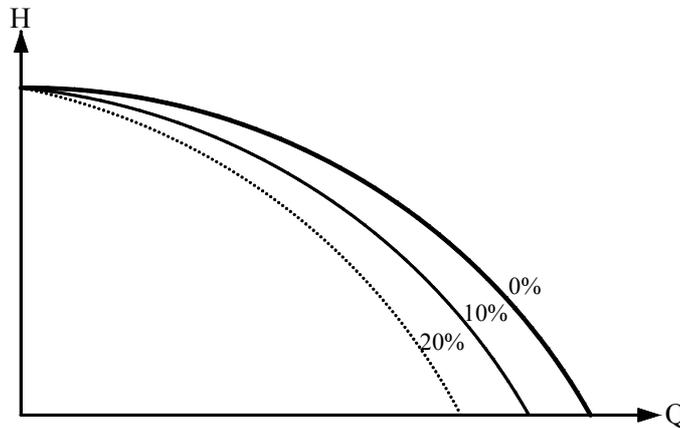
Отрицательное влияние газа на работу всех типов насосов общеизвестно. Одним из основных факторов, определяющих это влияние, является газосодержание у входа в насос. Наличие свободного газа приводит к снижению напорной характеристики насоса (рис.) и соответственно смещению режима работы насоса влево от оптимальной области по напорной кривой. Такое смещение обуславливает снижение КПД, уменьшение подачи и может привести к перегреву электродвигателя [4].

В процессе добычи нефти происходит разгазирование, сопровождающееся выделением свободного газа в стволе скважины. Часть газа вместе со скважинной жидкостью попадает на прием насоса, в насосно-компрессорные трубы и «выкидную» линию. Другая часть выделившегося газа накапливается в затрубном пространстве над динамическим уровнем, сдвигая его [6].

Электроцентробежные насосы наиболее устойчиво работают в области газосодержания перекачиваемой жидкости от 0 до 5 %. Следовательно, наиболее оптимальной является такая глубина погружения насоса, на которой давление на его приеме равно давлению насыщения. Таким образом, для исключения влияния газа на работу насосы на приеме должны иметь подпор на уровне 1250 м столба жидкости. Эти показатели свидетельствуют о том, что фактор присутствия газа может иметь приоритетное значение в создании аварийных моментов в работе УЭЦН [4].

Для безаварийной работы УЭЦН существенно значение дисперсности газожидкостной смеси. Попадание крупнодисперсной газожидкостной смеси на

вход насоса свыше 6 % приводит к срыву подачи. На мелкодисперсных газожидкостных смесях со средним диаметром газовых включений 100 мкм отсутствует область срыва подачи на режиме недогрузки, характерная для работы насоса на крупнодисперсных смесях.



**Рис.** Влияние свободного газа на приеме УЭЦН на напорную характеристику

Одна из актуальных проблем — устранение вредного влияния газовых пробок на центробежные насосы. Подача насоса периодически нарушается из-за поступления больших порций газа в прием насоса. Это, очевидно, обусловлено перемежающимся движением нефти и газа в скважине до приема насоса. Сплошные газовые полости образуются при давлениях ниже давления насыщения за счет укрупнения образовавшихся газовых пузырьков при движении продукции скважины по обсадной колонне. Укрупнение связано с тем, что состоянию устойчивого равновесия системы способствует минимум отношения площади его поверхности к объему. Оно наступает при полном расщеплении фаз.

При поступлении больших скоплений газа в насос наблюдается разрыв потока жидкости, свободное пространство насоса заполняется газом. Происходит кратковременный срыв подачи насоса. Нагрузка на узлы насосной установки снижается. Срыв подачи насоса, кроме того, способствует перегреву и выходу из строя приводной части установки.

В такой ситуации газовый сепаратор насоса не функционирует. Верхние ступени насоса продолжают подавать жидкость в подъемную колонну, освобождая место газовой пробке. В прием насоса вновь начинает поступать жидкость. Нагрузка на насос резко возрастает, детали насосной установки испытывают резкий удар. При повторяющихся ударах детали работают на переменную нагрузку и на усталостное разрушение. Вся установка начинает работать с вибрацией.

Избыточное же количество газа в пространстве между НКТ и обсадной колонной со временем приводит к таким нежелательным последствиям, как увеличение динамического уровня, образование газогидратов, рост газосодержания на приеме насоса и т.д., что может способствовать срывам в подаче и полной остановке добычи.

Для предотвращения чрезмерного повышения давления газа и оттеснения уровня жидкости до приема насоса на устье скважины устанавливают специальный клапан, однако, как показывает практика, регулирование давле-

ния газа в затрубном пространстве с помощью клапана на устье не всегда эффективно, а часто и совсем невозможно (например, при замерзании в условиях низких температур). Поэтому актуальным является поиск способов отбора газа из затрубного пространства с привлечением новых технологий.

Кроме непосредственного влияния свободного газа на работу глубинного насоса, на его приеме необходимо рассмотреть влияние давления затрубного газа. Следствием высокой величины затрубного давления газа может быть чрезмерно высокое давление на приеме насоса и забойное давление. Результат — потери добычи нефти и перерасход насосно-компрессорных труб или ограниченный запас столба жидкости над приемом насоса и большое количество отказов подземного оборудования, особенно в зимнее время.

В настоящее время основными методами борьбы с негативным влиянием газа на работу УЭЦН являются:

- применение на приеме насоса газосепараторов различных конструкций (гравитационный, вихревой, центробежный). Первый газосепаратор в России изобрел П.Д. Ляпков. Позднее другими учеными РГУ им. И.М. Губкина был разработан ряд усовершенствованных конструкций устройства. Центробежный газосепаратор является самым надежным средством защиты ЭЦН от вредного влияния свободного газа. Основным недостатком данного метода является то, что эффективность устройства в моменты поступления на прием насоса большого количества газа мала. Кроме того, газовый сепаратор имеет недостаточную пропускную способность по жидкости, что приводит к снижению производительности установки в целом;

- монтаж на приеме насоса диспергирующих устройств. Основным достоинством данного метода является то, что при прохождении жидкости через устройство повышается ее однородность и степень измельченности газовых включений, что приводит к снижению вибрации и пульсаций насоса, однако этот метод не позволяет решить проблему оттеснения динамического уровня газом. Применение диспергаторов наиболее рационально для высокопроизводительных установок, так как они обеспечивают наибольший КПД;

- спуск насоса в зону, где давление на приеме насоса равно давлению насыщения нефти газом. Этот метод широко распространен, так как весьма прост технологически и организационно, но является неэкономичным, поскольку требует спуска насоса на большие глубины, что приводит к дополнительному расходу насосно-компрессорных труб и электропогружного кабеля, повышению нагрузки на колонну НКТ.

Повышенное образование механических примесей и высокая концентрация взвешенных частиц в добываемой жидкости в последние годы стали едва ли не самым существенным фактором, осложняющим механизированную добычу [5]. Такая ситуация объясняется тем, что для скважин малодебитного фонда рабочие каналы колес и направляющих аппаратов представляют собой наиболее проблемный участок ступеней. В неконтролируемых условиях вынос механических примесей в скважину вызывает износ компонентов эксплуатационной колонны и требует частого проведения дорогостоящих ремонтных работ.

Содержащиеся в пластовой жидкости смолы, асфальтены и парафин откладываются на поверхностях, соприкасающихся с ней, — капиллярах пласта и поверхности труб. Наибольшую опасность представляют отложения на стенках капилляров пласта, так как это может привести к необратимому снижению дебита скважины. Подобное явление может развиваться прежде всего в результате закачки холодной воды в пласт, содержащий, например, парафинистую нефть. Наиболее интенсивно отложение идет в призабойной зоне.

Кроме того, отложение парафина на внутренней поверхности насосно-компрессорных труб приводит к уменьшению их проходного сечения, повышению гидродинамического сопротивления и даже к полной закупорке труб. Одним из способов депарафинизации скважин является прогрев и продувка труб паром.

Присутствие в добываемой нефти большого количества механических примесей затрудняет эксплуатацию скважин, повышает износ оборудования, усложняет обслуживание скважин, при этом возрастают эксплуатационные расходы. В этих условиях очень быстро изнашиваются детали верхней пяты вала насоса и участок вала насоса под сальником, снижается надежность гидрозашиты погружного двигателя. Примеси, содержащиеся в откачиваемой жидкости, различны по качеству и количеству: это могут быть продукты разрушения пласта или цементного кольца и принесенные с поверхности. Однако влияние их на все насосы идентично: они забивают фильтры насосов, вследствие чего вначале уменьшается, а затем полностью прекращается поступление жидкости в насос, или действуют как абразив, что ускоряет процесс износа элементов насоса или их заклинивания. Отложения сульфидопесчаного типа являются наиболее опасными для УЭЦН, так как по сравнению с отложениями другого типа вызывают интенсивный абразивный износ вращающихся деталей и, как следствие, преждевременный выход из строя установки, а в некоторых случаях — падение установки на забой.

Таким образом, жидкостно-песчаная смесь негативно влияет как на фильтрацию флюида в пласте, так и на эксплуатацию скважин с УЭЦН.

Заклинивания вала установки ЭЦН можно избежать, если своевременно предупреждать солеотложение и проводить специальные превентивные мероприятия по предотвращению выноса механических примесей.

Одним из способов предупреждения заклинивания является сведение к минимуму числа остановок УЭЦН, обеспечиваемое путем улучшения качества и надежности системы электроснабжения на предприятии, а также за счет повышения качества управления погружным ЭЦН.

Проблема солевых отложений может решаться за счет ингибиторной защиты скважин и оборудования. Существуют многочисленные комплексы ингибиторов, реагентов и их композиций по предупреждению и удалению осадков солей, в том числе отечественного производства. Наряду с химическими методами борьбы с отложениями солей используются безреагентные, на основе физических явлений (электромагнитных, волновых, акустических), защитных покрытий, а также разделение потоков химически несовместимых вод в процессе эксплуатации залежей, конструктивные решения и др.

Одним из перспективных способов борьбы с солеотложением является изготовление рабочих колес из жидкокристаллического полимера (ЖКП). Результаты внедрения УЭЦН с колесами из ЖКП показывают низкий уровень осадкообразования на них. Главным минусом является низкая износостойкость таких рабочих колес и хрупкость при воздействии абразивной составляющей добываемой продукции.

Для предотвращения выноса механических примесей в настоящее время используется два принципиальных подхода. Во-первых, химические методы, основанные на искусственном упрочнении породы пласта посредством обработки призабойного пласта (ПЗП) химическим составом, позволяющим связать свободный, не связанный цементом породы, песок и предотвратить дальнейшее разрушение породы в призабойной зоне. Во-вторых, механические методы, основанные на использовании специального оборудования, позволяющего отфильтровывать твердые пластовые частицы из добываемого флюида непосредственно

на забое скважины. К ним относятся различного рода фильтры на входе насоса и центробежные сепараторы механических примесей.

Сложность оперативного управления насосами в условиях повышенной обводненности и высокого газового фактора заключается в том, что в одном случае мы вынуждены использовать насос в условиях повышенной вязкости, в другом — наоборот, т.е. в условиях низковязкой среды. На данный момент влияние вязкости на работу насоса изучено не до конца. Для решения этой проблемы могут использоваться модели и методы, ограниченные двумя противоположными, учитывающими обе эти особенности, условиями.

В качестве решения поставленной задачи может быть предложено поддержание заданного динамического уровня скважины, регулирование которого возможно на основе создания модели, учитывающей технологические параметры системы «УЭЦН — скважина» и электрические параметры погружного электродвигателя. На основе электрических параметров мы имеем возможность косвенно отслеживать нагрузку на валу насоса и отслеживать степень загрузки насоса, а на основе технологических параметров — возможность контролировать производительность установки. Поддержание заданного динамического уровня, таким образом, будет являться компромиссом между бесперебойной работой насоса и обеспечением наибольшей производительности установки.

Актуальность создания данной модели высока, так как условия добычи со временем будут только ухудшаться и решением может выступать лишь разработка новых способов эксплуатации скважин либо адаптация старых способов к новым условиям.

## ЛИТЕРАТУРА

1. *Габдрахманов Н.Х.* Научные основы и технологии насосной эксплуатации малодебитных скважин в поздние периоды разработки нефтяных месторождений: Дис. ... д-ра техн. наук. Уфа, 2005. 250 с.
2. *Донской Ю.А., Дарищев А.Ю.* О применении УЭЦН для добычи высокогазированных жидкостей // Нефтепромысл. дело. 2009. № 2.
3. *Ивановский В.Н.* Вопросы эксплуатации малодебитных скважин механизированным способом // Инженер. практика. 2010. № 7.
4. *Ишмурзин А.А., Пономарев Р.Н.* Анализ влияния геологических факторов на аварийность УЭЦН // Нефтегаз. дело. 2008. № 4.
5. *Камалетдинов Р.С., Лазарев А.Б.* Обзор существующих методов борьбы с мех. примесями // Инженер. практика. 2010. № 2.
6. *Молчанова В.А.* Обоснование применения эжекторов для повышения эффективности эксплуатации скважин штанговыми насосными установками: Дис. ... канд. техн. наук. Уфа, 2010.

*D.N. Subarev*

### **QUESTIONS OF OPERATIONAL CONTROLLING SUBMERSIBLE RIGS OF «ELECTRIC CENTRIFUGAL PUMP — WELL» SYSTEM IN CASE OF NOT EFFICIENT BEDS**

*Subject to consideration being factors complicating oil production process under using electric centrifugal pumps in case of non efficient beds. In particular, the article considers processes of degassing water oil emulsion and lifting of mechanical impurities on operating elements of the pump. The author gives a review of basic methods of struggling against negative effect of these factors.*

**Well, electric centrifugal pump, productivity, gas factor, mechanical impurities, watering.**