

## СЕКЦИЯ 10. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

### ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН, ОБОРУДОВАННЫХ УСТАНОВКАМИ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ, В УСЛОВИЯХ ВЫСОКОГО ГАЗОВОГО ФАКТОРА НА УРМАНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

С.Е. Фадеев

Научный руководитель - доцент М.В. Мищенко

*Национально исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

На сегодняшний день основным способом добычи нефти в России является эксплуатация скважин установками погружных электроцентробежных насосов (УЭЦН). Это обусловлено тем, что в условиях необходимости максимального отбора нефти и увеличивающейся обводненности месторождений они имеют следующие преимущества по сравнению с другими способами добычи (высокая производительность, простота монтажа и обслуживания, относительно большой межремонтный период и т.д.). Однако при эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН, нефтедобывающие компании сталкиваются с различными трудностями, такими как нестабильная работа установок в осложненных условиях, обусловленная множеством факторов [3].

Существует множество факторов, затрудняющих рациональную эксплуатацию скважин, оборудованных УЭЦН [4]. Их можно разделить на две группы: геологические факторы, обязанные своим происхождением условиям формирования нефтяной залежи: (отложения солей и АСПО; вода; свободный газ; наличие механических примесей в скважинной продукции); факторы, обусловленные конструкцией скважин и погружных насосных установок: (диаметр эксплуатационных колонн, кривизна скважин, исполнение узлов и деталей погружного оборудования).

Эти осложнения, действуя как отдельно, так и в совокупности, ухудшают показатели скважин, оборудованных УЭЦН и снижают эффективность работы насоса.

Одним из таких осложнений является высокий газовый фактор. Негативное влияние газа на работу скважинного оборудования заключается в следующем: из-за наличия большого количества газа в затрубном пространстве скважины происходит перегрев насоса (вследствие недостаточного охлаждения корпуса пластовой жидкостью); газовые каверны, образующиеся в рабочих органах насоса снижают объем перекачиваемой жидкости в ступени электроцентробежного насоса (ЭЦН); может происходить отложение газогидратов, блокирующих затрубное пространство, что приводит к снижению динамического уровня жидкости в скважине. Совокупность этих факторов может привести к срыву подачи насоса и полной остановки добычи нефти.

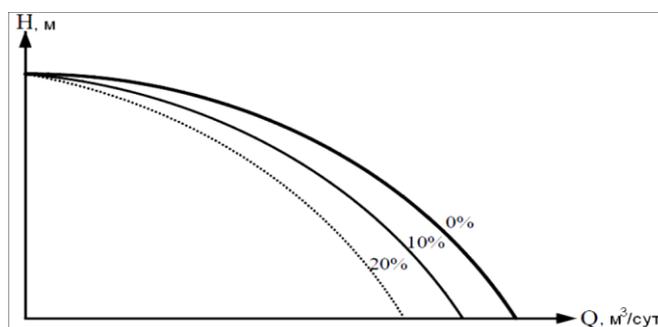
При увеличении количества свободного газа на приеме насоса, его характеристики могут значительно ухудшиться. Величину объемного газосодержания на входе в насос  $\beta_{вх}$  можно определить, как отношение расхода газа к подаче газожидкостной смеси [2]:

$$\beta_{вх} = \frac{Q_{г.вх}}{Q_{г.вх} + Q_{ж}}, \quad (1)$$

где  $Q_{г.вх}$  – объемный расход свободного газа у входа в насос при термодинамических условиях;  $Q_{ж}$  – объемная подача жидкости в аналогичных условиях.

Величина газосодержания на входе насоса выражается как в процентах, так и в долях единицы.

При работе насоса на газожидкостной смеси (ГЖС) наличие большого количества свободного газа в ней отрицательно влияет на его напорно – расходные и энергетические характеристики. Газ, находящийся в перекачиваемой насосом ГЖС, увеличивает её объем, который проходит через первые ступени ЭЦН, приводя к деградации напора и смещению рабочей характеристики от оптимальной области влево по напорной кривой, а также к снижению мощности, подачи и коэффициента полезного действия (КПД). КПД насоса снижается из-за того, что часть энергии, потребляемой насосом, расходуется на сжатие и растворение газовых пузырьков в пластовой жидкости. На рисунке 1 [2] показан характерный вид напорно-расходных кривых при различном газосодержании на входе насоса.



**Рис. 1. Напорная характеристика насоса при различном газосодержании**

На сегодняшний день существует несколько способов борьбы с повышенным газосодержанием в скважинах, которые эксплуатируются с помощью УЭЦН: спуск насоса под динамический уровень жидкости в скважине, где давление на приеме будет обеспечивать его бесперебойную, устойчивую работу на оптимальных параметрах: подлив дегазированной жидкости; использование комбинированных насосов (конусных или ступенчатых); оснащение насоса газосепаратором, отличающимся конструктивными особенностями; установка диспергаторов на приеме насоса; применение мультифазных насосов [3].

Заглубление насоса под динамический уровень применяется совместно с другими методами.

Подлив дегазированной жидкости в затрубное пространство в настоящее время не используется, так как является неэффективным.

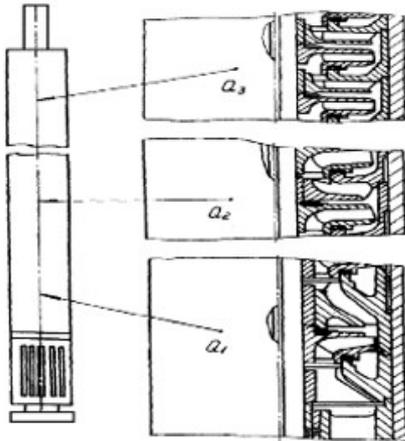


Рис. 2. Схема конического насоса

«Конический» насос представляет собой насос, состоящий из пакетов ступеней различных типов, рассчитанных на разные подачи (рис. 2) [3]. В настоящее время применение этих насосов дает следующие преимущества по сравнению с использованием серийных УЭЦН: меньшая потребляемая мощность, большее допустимое газосодержание на входе. Но несмотря на свои положительные стороны, этот метод почти не применяется на месторождениях в связи с трудностями при монтаже насоса, а также достаточно трудоемким расчетом оптимальной конической сборки.

Ещё один способ снижения вредного влияния газа на работу насоса – установка газосепаратора. Газосепаратор устанавливается на входе в первую рабочую ступень насоса. При снабжении установки ЭЦН эффективным сепаратором основная часть свободного газа отделяется на приеме насоса и уходит в затрубное пространство скважины. В насос же поступает газожидкостная смесь с остаточным газосодержанием, величина которого значительно меньше входного, что способствует повышению эффективности его работы.

Сейчас вновь наблюдается рост интереса к диспергаторам, связанный с все более усложняющимися условиями эксплуатации ЭЦН. Часто газосодержание на приеме насоса так велико, что даже самые эффективные на сегодняшний день газосепараторы не могут обеспечить достаточно полного отделения газа. По-видимому, наилучшим решением при этом может стать комбинация газосепаратора и диспергатора (рис. 3) [1].

Установка диспергатора вместе с газосепаратором приводит к стабилизации работы УЭЦН с сокращением рестартов по причине отключения по недогрузке (скопление газа). Это улучшает производительность и надежность установки. На рисунке 4 [1] представлены токовые диаграммы работы ПЭД в скважине с одним лишь сепаратором (левая) и при использовании комбинации газосепаратора и диспергатора (правая).

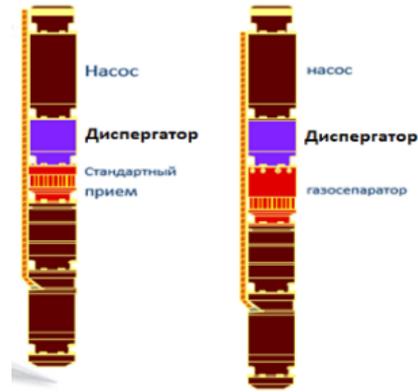


Рис. 3. Комбинация газосепаратора и диспергатора

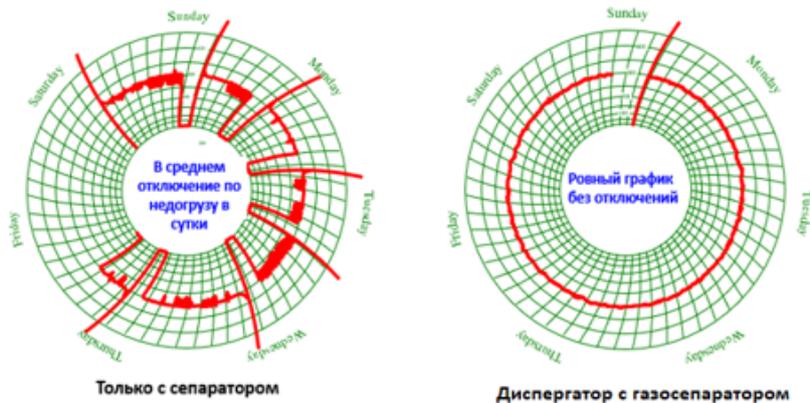


Рис. 4. Токовые диаграммы ПЭД

Также для уменьшения вредного влияния газа на работу насосов сейчас активно применяются мультифазные насосы. В них используются ступени специальных конструкций – шнековые ступени, состоящие из рабочих колес – шнеков и выправляющих аппаратов. Особое конструктивное исполнение данной ступени позволяет рабочим характеристикам насоса ухудшаться в меньшей степени при появлении свободного газа в перекачиваемой им продукции. Его принцип действия основан на повышении давления на приеме ЭЦН до уровня, который будет обеспечивать его стабильную работу [3].

Большое количество свободного газа на входе в насос ухудшает технологические параметры УЭЦН, может приводить к срыву подачи и остановкам насоса, а вследствие к снижению межремонтного периода и наработки на отказ установки. Таким образом, для устойчивой работы скважины, оборудованной УЭЦН, в условиях высокого

газового фактора рекомендуется сочетание спуска насоса на большую глубину с использованием предвключенных модулей для борьбы с газом (газосепараторов, диспергаторов, мультифазных насосов, а также их комбинаций).

#### Литература

1. Газосепараторы EZ-Line. Техническое описание. – Тюмень.: ООО «Технологическая компания Шлюмберже», 2010. – 5с.
2. Гареев, А.А. О предельном газосодержании на приеме электроцентробежного насоса / А.А. Гареев // Научно-технический журнал «Оборудование и технологии для нефтепромыслового комплекса». – 2009. – № 2. – С. 21–25.
3. Дроздов А.Н. Технология и техника добычи нефти погружными насосами в осложнённых условиях: Учебное пособие для вузов. – М.: РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2008. – с. 616.
4. Зейгман, Ю.В. Оптимизация работы УЭЦН для предотвращения образования осложнений / Ю.В. Зейгман, А.В. Колонских // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2005. – № 2. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://ogbus.ru/authors/Zeigman/Zeigman\\_1.pdf](http://ogbus.ru/authors/Zeigman/Zeigman_1.pdf).

### **ИНФРАКРАСНАЯ ФУРЬЕ-СПЕКТРОСКОПИЯ ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ СТАБИЛЬНОСТИ И ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ В НЕФТЯНЫХ СИСТЕМАХ**

**Фай Демба**

Научный руководитель - доцент Л.В. Шишмина

***Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия***

Современная нефтяная отрасль в последнее время столкнулась с трудностями, обусловливающими необходимость разработки эффективных технологий добычи тяжелых нефтей. Проблемы извлечения тяжелой нефти связаны с высокой стоимостью её добычи, переработки и транспортировки, скоплением асфальтеносмолопарафиновых отложений в технологиях, включающих высокие температуры и давления, а также снижением производительности технологических процессов [1–5].

Образование отложений приводит к неэффективной теплопередаче, а также значительным потерям энергии и сырья во время производственного процесса, что может составлять несколько процентов от энергопотребления (эквивалента) сырой нефти.

Таким образом, одним из базовых условий создания эффективных технологий добычи тяжелых нефтей является понимание факторов, определяющих устойчивость нефтяных дисперсных систем, поведение и химические превращения их компонентов в различных внешних условиях, включая высокие температуры и давления, а также наличие специально введенного химического соединения ароматического или алифатического типа, алкенов, полимеров, добавляемых для предотвращения осаждения соединений, используемых для растворения осадков, содержащих асфальтены (спирты, простые эфиры, амины и тому подобное) и соединения, содержащие серу, но также и хлор.

Признано, что асфальтены входят в состав основных компонентов нефти. Однако, несмотря на огромный объем работ, посвященных определению молекулярной массы, размера и формы молекул асфальтенов, изучению их физико-химических свойств и их структуры, механизм агрегации асфальтенов в реальных нефтях остается открытым вопросом.

Сложность и разнообразие молекулярных структур асфальтенов является одной из проблем, с которыми сталкиваются исследователи при изучении таких углеводородов. Считается, что асфальтеновые молекулы обычно имеют полициклическое ароматическое углеводородное ядро, состоящее из 5–8 колец с гетероатомами (в основном азот, кислород и сера). Заместителями в кольцах являются в основном алкильные фрагменты с различными функциональными группами (гетероатомами), насыщенные структуры, содержащие сульфидную и азотную, карбонильную, эфирную или сложноэфирную группы. Возможности дать более точное определение асфальтенов сталкиваются с трудностями, связанными с разнообразием их молекулярных структур, что связано как с разнообразием химических превращений, которые происходят в процессе образования нефти, так и с различиями в условиях их течения (температура, давление).

В настоящее время ИК-Фурье-спектроскопия является одним из физико-химических методов исследования, используемых для изучения структуры, а также свойств тяжелых нефтей [3–7].

Целью работы является: анализ инфракрасной Фурье-спектроскопии для изучения фазовой стабильности тяжелых нефтей и происходящих в них физико-химических процессов.

ИК-Фурье-спектроскопия используется для химической визуализации различных углеводородных систем, в том числе различных компонентов нефти. Использование ИК-Фурье-спектроскопии для исследования нефтей имеет ряд значительных ограничений из-за их высокого поглощения в инфракрасном диапазоне.

Метод химического исследования с помощью инфракрасной Фурье-спектроскопии в режиме *in situ* является основным методом для исследования различных функциональных полимеров и биоматериалов. Этот метод применяется для изучения свойств двухкомпонентной системы нефть – CO<sub>2</sub> и влияния CO<sub>2</sub> на процессы агрегации асфальтенов. Существуют методы повышения степени извлечения нефти, которые используют сверхкритический CO<sub>2</sub> и одновременно решают проблему, касающуюся парникового эффекта [2]. Для работы с тяжелыми нефтями и нефтяными смесями в условиях высокого давления CO<sub>2</sub> была изготовлена специальная ячейка и разработана соответствующая методология (рис. 1) [2].