



**SPE 117414**

## Сравнение технологий ЭЦН для работы с большим содержанием газа в насосе на основе промысловых испытаний

Бедрин В.Г. ООО «РН-Пурнефтегаз», Хасанов М.М., Хабибуллин Р.А., Краснов В.А., Пашали А.А. ОАО НК «Роснефть», Литвиненко К.В., Еличев В.А. ООО «РН-УфаНИПИнефть», Прадо М. Университет Талса

Авторское право 2008 г., Общество инженеров-нефтяников

Этот доклад был подготовлен для предьявления в 2008 Российской нефтегазовой технической конференции и выставке состоится в Москве 28-30 октября 2008.

Данный доклад был выбран для проведения презентации Программным комитетом SPE по результатам экспертизы информации, содержащейся в представленном авторами резюме. Экспертиза содержания доклада Обществом инженеров-нефтяников не выполнялась, и доклад подлежит внесению исправлений и корректировок авторами. Материал в том виде, в котором он представлен, не обязательно отражает точку зрения Общества инженеров-нефтяников, его должностных лиц или участников. Доклады, представленные на конференциях SPE, подлежат экспертизе со стороны Редакционных Комитетов Общества инженеров-нефтяников. Электронное копирование, распространение или хранение любой части данного доклада в коммерческих целях без предварительного письменного согласия Общества инженеров-нефтяников запрещается. Разрешение на воспроизведение в печатном виде распространяется только на резюме длиной не более 300 слов; при этом копировать иллюстрации не разрешается. Резюме должно содержать явно выраженную ссылку на то, где и кем был представлен данный доклад. Write Librarian, SPE, P.O.Box 833836, Richardson, TX 75083-3836 U.S.A., факс 01-972-952-9435.

### Резюме

Одним из ограничений эксплуатации электрических погружных центробежных насосов (ЭЦН) является наличие свободного газа в жидкости, перекачиваемой насосом. Увеличение его объемной доли снижает перепад давления, развиваемый насосом, приводит к нестабильной работе, снижению потенциала добычи нефти, преждевременным отказам оборудования.

ЭЦН являются основным способом добычи нефти в России и, по мере истощения запасов нефти, применяются во все более сложных геологических условиях. В совокупности с интенсификацией добычи нефти это приводит к эксплуатации ЭЦН на пределе технических возможностей работы со свободным газом. Работа на пределе повышает требования к пониманию процессов, происходящих в ЭЦН, и увеличивает цену ошибки при дизайне оборудования. Критически важной становится информация о величине технического предела различных технологий ЭЦН.

Получение информации о техническом пределе является само по себе сложной задачей. В условиях заводо-производителей на испытательных стендах трудно достичь условий, эквивалентных условиям в скважине (высокие температуры и давления, использование реальных пластовых флюидов), и предел, полученный производителем на стенде, может значительно отличаться для реальной скважины. Детальное математическое описание процессов многофазного потока в сложной системе пласт-насос-скважина также довольно сложно и требует больших затрат ресурсов и времени. Выходом является комбинация современных методов инженерных расчетов работы системы пласт-насос-скважина и промысловых испытаний в реальных скважинах.

В данной работе обсуждаются результаты промысловых испытаний нескольких технологий ЭЦН ведущих мировых производителей, проведенных в рамках Системы Новых Технологий НК «Роснефть». В ходе испытаний был установлен технический предел по работе с газом для различных технологий (до 75% объемного содержания газа на приеме насоса), подтверждена возможность получения дополнительной добычи нефти (суммарный прирост дисконтированного денежного потока за счет испытаний 11 установок ЭЦН превысил 40 млн. руб. за 2007 г.). По результатам испытаний проведена оценка применимости различных технологий. Так, потенциал увеличения добычи нефти за счет применения новых технологий составляет более 100 скважин и более 700 т/сут дополнительной добычи нефти для ООО «РН-Пурнефтегаз».

### Технологии работы ЭЦН с повышенным содержанием газа на приеме насоса

Как правило, скважины с высоким газовым фактором эксплуатируются фонтанным способом до тех пор, пока изменение условий их работы, например увеличение обводненности, не потребует применения средств механизированной добычи. Обычно в таких случаях используется газлифт, до тех пор, пока не могут быть обеспечены условия для отделения и удаления части свободного газа необходимые для обеспечения стабильной работы ЭЦН. Это привело к тому, что применение ЭЦН в скважинах с высоким содержанием газа ограничено. Новые разработки в области ЭЦН позволяют расширить область их применения.

Можно выделить несколько подходов для обеспечения работы погружных центробежных насосов с повышенным содержанием газа:

– **Предотвращение попадания газа в ЭЦН.** Обычно это достигается поддержанием соответствующего давления на приеме насоса, позволяющего избежать чрезмерного влияния свободного газа на оборудование. Недостаток этого подхода - ограничение добычи жидкости за счет ограничения депрессии на пласт. Заглубление погружного оборудования может минимизировать этот недостаток. Данный подход не обсуждается в этой статье.

– **Удаление избыточного свободного газа из ЭЦН.** Может быть достигнуто за счет естественной сепарации газа (спуск насоса ниже перфорации), применения статических или центробежных газосепараторов. Производители оборудования предлагают широкий спектр оборудования для сепарации газа – преимущественно центробежные газосепараторы. Этот подход может быть очень эффективным при правильном подборе оборудования. Одним из его недостатков является необходимость поддержания более высокого давления на выкиде погружного насоса, из-за отделения части свободного газа из основного потока в затрубное пространство, так как в этом случае он не совершает полезной работы по подъему жидкости на поверхность. Данный подход также не обсуждается в этой статье.

– **Обеспечение работы ЭЦН с избыточным содержанием свободного газа.** Как правило, это обеспечивается за счет особой конструкции рабочих органов ЭЦН, или за счет применения специального модуля (предвключенного устройства), устанавливаемого в качестве дополнительного перед стандартным модулем ЭЦН. Задача такого предвключенного устройства – поддержание бесперебойной работы основного модуля ЭЦН, обеспечивающего необходимый перепад давления. Изучению этой технологии посвящена данная работа.

Исследованию влияния газа на работу ЭЦН посвящено значительное число работ, как в России, так и за рубежом. Известно, что при работе погружного центробежного насоса в нефтяной скважине попадание в насос свободного газа приводит к ряду негативных последствий [1]:

– Существенно снижаются напорная и энергетическая характеристики насоса. Деформация характеристик увеличивается при увеличении содержания газа

– При подачах меньше подачи оптимального режима снижение напорной характеристики сопровождается колебаниями развиваемого насосом давления. Колебания давления появляются как разрыв потока, и такое нарушение непрерывности потока является следствием изменения структуры потока.

– При увеличении содержания свободного газа в насосе может наступить «срыв подачи» насоса, сопровождаемый, как правило, снижением потребления тока установки до тока холостого хода и длительным и стабильным отсутствием подачи жидкости на поверхности. Значение объемной доли газа в потоке ГЖС, поступающей в насос, при котором происходит срыв подачи насоса, часто называют предельным или критическим содержанием газа в насосе.

Многими производителями указывается предельное значение содержания газа на приеме насоса от 25% до 35%. Эти значения входят в технические условия на эксплуатацию оборудования. В тоже время, в некоторых экспериментальных работах, проведенных на стендах с использованием модельных газо-жидкостных смесей (таких как вода-воздух или с добавлением ПАВ), получено более низкое предельное содержание газа для ступеней ЭЦН радиального типа - порядка 10% - 15%. [2,18,17]. Это объясняют различными условиями проведения экспериментов на испытательных стендах и в скважине. К условиям, влияющим на способность ЭЦН работать с повышенным содержанием газа относят [1]:

– **Давление на приеме насоса.** Качественная зависимость допустимого газосодержания ГЖС от давления на входе центробежного насоса была известна в России по результатам промысловых испытаний Ляпкова П.Д., Шарипова А.Г., и Миннигазимова М.Г. [3,4,5,6] и по лабораторным исследованиям Дроздова А.Н. [2]. Дрозовым А.Н. отмечается, что предельное допустимое содержание газа увеличивается при увеличении давления на приеме насоса как  $\beta_{ex,дон}^{\epsilon=1} = 0.01 + 0.0761 \lg P_{ex}$ , где  $P_{ex}$  - давление на приеме в кг/см<sup>2</sup>. Результаты были получены на модельной

смеси вода – газ, то есть для обводненности  $\epsilon = 1$ . Зависимость показывает, что для давлений на приеме ЭЦН более 30 атм. его влияние на предельное газосодержание незначительно (до 15%). Давление на приеме насоса используется также в работах Турпина [8] и Дунбара [9] (смотри Рис 4). Однако здесь в отличие от Дроздова А.Н. при росте давления на приеме ЭЦН допустимое содержание газа в насосе  $\beta_{ex,дон}$  значительно возрастает и достигает значений выше 60% ,при давлении  $P_{нас} > 90$  атм., что соответствует отношению расхода газа к расходу жидкости  $VLR > 2$  Рис 4.

– **Обводненность.** По результатам исследований российских авторов [1,12], обводненность оказывает существенное негативное влияние на способность ЭЦН работать с газом в перекачиваемой жидкости. Следуя [1], зависимость максимально допустимого содержания газа на приеме насоса от обводненности можно выразить как:

$\beta_{ex,дон}^{\epsilon>0} = (\beta_{ex,дон}^{\epsilon=0} - \beta_{ex,дон}^{\epsilon=1}) \sqrt{1-\epsilon}$ , где  $\epsilon$  - обводненность в долях,  $\beta_{ex,дон}^{\epsilon=0}$  - максимальное допустимое входное газосодержание при нулевой обводненности  $\epsilon = 0$ , соответственно  $\beta_{ex,дон}^{\epsilon=1}$  - максимальное допустимое входное

газосодержание при 100% обводненности  $\epsilon = 1$ . Как видно, эта зависимость требует указать два значения предельного газосодержания при различных обводненностях. Иногда, значение  $\beta_{ex,дон}^{\epsilon=1}$  полагается равным нулю или, например, берется по результатам стендовых испытаний, выполненных на воде с воздухом [1]. В то же время в западных работах подобное влияние обводненности не отмечено.

– **Физико-химические свойства добываемых флюидов.** Дроздовым А.Н. [2] отмечается, что большое влияние на способность ЭЦН работать с газожидкостной смесью оказывают пенообразующие свойства ГЖС, определяющих устойчивость пены и склонность пузырьков газа к коалесции и объединению в каверны. Этому свойству дано название пенности. За величину пенности принимается максимальный диаметр проволочного кольца в мм, на котором пленка данной жидкости при вытягивании его из этой жидкости может существовать не менее 1с. По данным ВНИИСПТнефть, нефти России имеют пенность от 9 до 105 мм. В данном случае исследования проводились на месторождениях одного региона со схожими физико-химическими свойствами нефтей, влияние пенности на результат не оценивалось.

– **Геометрия ступеней насоса.** Известно, что ступени диагонального типа с большей быстроходностью более устойчивы к вредному влиянию газа, чем ступени радиального типа [1]. Для ступеней одного типа конструктивные особенности также могут изменить способность ЭЦН при работе с газожидкостными смесями. Так для специальных ступеней радиального типа ВНН компании Новомет заявленное предельное допустимое содержание газа на приеме насоса составляет 35%, в то время как для обычных ступеней радиального типа оно составляет 25%.

– **Количество ступеней ЭЦН** оказывает сильное влияние на работу ЭЦН. Стендовые испытания показывают, что увеличение количества ступеней насоса повышает способность насоса работать с газом как в целом, так и в пересчете на одну ступень [21]. Обычно, это объясняется тем, что при наличии свободного газа, часть ступеней ЭЦН не развивает перепада давления, а лишь измельчает пузыри газа, создавая тем самым более благоприятные условия для работы последующих ступеней ЭЦН [1]. Кроме того, по мере повышения давления в насосе, от ступени к ступени, объемная доля свободного газа в каждой следующей ступени снижается, что также повышает способность ЭЦН работать с газом. На этом основаны некоторые методики расчета деградации напора ЭЦН, применяемые при проведении расчетов по подбору насоса к скважинным условиям.

– **Частота вращения ЭЦН.** По поводу влияния частоты работы ЭЦН нет единого мнения, однако зачастую наблюдения технологов показывают аномальную реакцию скважины на увеличение частоты ЭЦН при наличии большого содержания газа на приеме насоса. Так, при увеличении частоты, дебит жидкости со скважины, фиксируемый замерной установкой, не увеличивается пропорционально частоте, как следует из законов подобия, а, в ряде случаев, может даже уменьшаться. Это заставляет технологов искать «оптимальную» частоту работы ЭЦН. Иногда такое поведение необоснованно приписывается поведению пласта при снижении забойного давления, что порождает «аномальные» индикаторные кривые. Однако в большинстве случаев (как и произошло при проведении испытаний) подобные аномалии могут быть объяснены работой оборудования и процессами многофазного течения жидкости в насосе и стволе скважины.

– **Неустойчивость работы ЭЦН.** При работе ЭЦН с повышенным содержанием газа на приеме насоса часто наблюдается нестабильная работа ЭЦН выражающаяся в значительном изменении расхода жидкости и газа на поверхности в течение коротких промежутков времени, значительных колебаниях нагрузки и тока погружного электродвигателя – так называемая «токовая пила» [1]. В работах посвященных испытаниям технологии 3 [14,15], основанной на применении предвключенных устройств со ступенями осевого типа и предназначенных для работы с содержаниями газа на входе более 50%, даже приводятся рекомендации по снижению порога чувствительности защиты станции управления ЭЦН по току для предотвращения нежелательных остановок оборудования из-за нестабильного режима. Эти испытания показывают, что такой режим работы ЭЦН с газом является нормальным. В то же время, в работе [1] отмечается, что нестабильность может привести к повышению вибрации ЭЦН, снижению надежности оборудования и, как следствие, снижению наработки на отказ.

Видно, что часто информация о способности ЭЦН работать с повышенным содержанием газа носит противоречивый характер.

Известно, что использование предвключенных устройств в ряде случаев доказало свою эффективность на различных месторождениях по всему миру [14]. В частности по результатам промысловых испытаний отмечаются следующие преимущества таких систем:

- Увеличение добычи нефти за счет увеличения депрессии на пласт
- Обеспечение стабильной и бесперебойной работы оборудования в сравнении с обычными технологиями ЭЦН
- Повышение надежности системы ЭЦН и увеличение наработки ЭЦН на отказ

В России представлен ряд технологий известных мировых компаний. Однако применение новых технологий часто не получает широкого распространения. Можно выделить несколько причин:

– недостаток информации по применению новых систем, субъективный характер информации в основном от производителей оборудования, противоречивость данных промысловых данных. Известны случаи, когда новое оборудование не работает в отдельных скважинах в ходе опытно-промышленных работы и в тоже время в значительном числе скважин работа оборудования не вызывает нареканий.

– недостаток инженерных методик позволяющих провести инженерные расчеты по анализу работы, как стандартного оборудования, так и нового. На текущий момент в отрасли отсутствует единый подход к проведению инженерных расчетов по работе ЭЦН с газом, который позволил бы обоснованно оценивать эффективность применения нового оборудования, рассчитывать предельный режим работы оборудования.

– отсутствие характеристик нового оборудования, позволяющих проводить инженерные расчеты.

– отсутствие возможности проведения расчетов в стандартном программном обеспечении по подбору и анализу работы ЭЦН. Влияние новых устройств учитывается только в специальном программном обеспечении производителей оборудования.

– низкая точность измерений параметров работы скважин в ходе эксплуатации. Для оценки работы ЭЦН с газом необходимо достаточно точно оценивать ряд параметров, произвести непосредственные замеры которых невозможно, например доли газа в насосе. Приходится использовать расчетные методы определения значений параметров. Задача повышения точности замеров представляет собой отдельную инженерную задачу.

Это приводит к тому, что потенциал оборудования по работе с газом не используется в полной мере или, что приводит к еще более тяжелым последствиям, оборудования спускается в условия заведомо неподходящие для эффективной работы.

Для решения этих вопросов в НК «Роснефть» в рамках Системы Новых Технологий в 2006 - 2007 гг. была проведена работа по промышленным испытаниям технологий ЭЦН для работы с повышенным содержанием газа. Для проведения первых испытаний были выбраны месторождения ООО «РН-Пурнефтегаз», расположенные на севере западносибирской нефтегазоносной провинции. Месторождения характеризуются высокими газовыми факторами (от 100 до 1500 м<sup>3</sup>/т). Большинство скважин эксплуатируется с использованием ЭЦН. Обводненность изменяется от 0% до 98%. Глубина залегания пластов изменяется от 2000 м до 3100 м.

Для проведения испытаний были выбраны три технологии различных производителей.

– Технология 1. Предвключенное устройство для ЭЦН для обеспечения гомогенизации потока и создания дополнительного напора при высоком содержании газа, устанавливаемое перед обычным насосом. Устройство представляет собой центробежный насос с набором ступеней диагонального типа специальной формы.

– Технология 2. Предвключенное устройство для ЭЦН, основанное на ступенях осевого типа, устанавливаемое перед обычным насосом. Устройство представляет собой центробежный насос с набором ступеней осевого типа специальной формы.

– Технология 3. ЭЦН, полностью оснащенный специальными ступенями радиального типа, предназначенными для работы с повышенным содержанием газа на приеме насоса.

## Испытания

Промысловые испытания преследовали следующие цели:

– Определение технического предела новых технологий ЭЦН по работе с повышенным содержанием свободного газа.

– Подтверждение возможности дополнительной добычи нефти с использованием нового оборудования.

При проведении испытаний погружного оборудования были предприняты меры для обеспечения фиксации всех параметров работы погружного оборудования.

– Для определения газового фактора и расходов фаз на поверхности использован передвижной многофазный расходомер Vx компании Шлюмберже. Показания многофазного расходомера в ходе испытаний были подтверждены стандартными для ООО «РН-Пурнефтегаз» средствами измерения расходов фаз (массоизмерительная установка АСМА и АГЗУ «Спутник») (типовая схема подключения измерительных устройств приведена на Рис 1).

– Для замера температуры и давления на устье скважины, а также динамического уровня жидкости в затрубном пространстве были использованы электронные манометры-термометры, закрепляемые на фонтанной арматуре.

– Для контроля параметров скважины было использовано оборудование, оснащенное системами погружной телеметрии – датчиками давления и температуры на приеме насоса, а для технологии 3 и датчиками давления и температуры на выкиде насоса. Это позволило оценить стабильность работы ЭЦН во времени, перепад давления, развиваемый ЭЦН, а также позволило уточнить расчеты распределения давления в стволе НКТ с использованием гидродинамических корреляций.

В ходе проведения испытаний была разработана методика проведения анализа результатов испытаний, позволяющая определить:

– Общий коэффициент сепарации газа установкой ЭЦН, за счет отдельного замера расхода газа через НКТ и затрубное пространство и пересчет на термобарические условия на приеме насоса. Были проведены сравнения

замеренных коэффициентов сепарации и рассчитанных по методике, разработанной в ходе испытаний [24], и включающей результаты испытаний газосепараторов на стенде и расчет коэффициента естественной сепарации по корреляции Маркеза [22].

– Коэффициент деградации напора ЭЦН  $K_{дегр} = \frac{\Delta P_{факт}}{\Delta P_{теор}}$ , равный отношению фактически развиваемого перепада

давления в насосе  $\Delta P_{факт}$ , атм. и теоретического перепада давления  $\Delta P_{теор}$ , атм., рассчитанного с использованием стандартных напорно-расходных характеристик ЭЦН при работе на жидкости соответствующей плотности.

Для проведения испытаний, были выбраны скважины ООО «РН-Пурнефтегаз», отвечающие следующим условиям:

- Скважина должна обеспечить работу ЭЦН с содержанием газа на приеме насоса менее 25% при пониженной частоте работы ЭЦН (45 Гц). Это позволит запустить скважины в работу, даже если испытываемая технология не подтвердит своих параметров по техническому пределу работы с повышенным содержанием свободного газа.
- Скважина должна обеспечить достижение целевого забойного давления и целевого содержания газа на приеме насоса (до 75%) при снижении давления на приеме насоса при увеличении частоты. Это позволит определить технический предел испытываемой технологии.
- Целевое забойное давление должны быть ниже, чем давление фонтанирования скважины не менее чем на 30 атм. При этом расчетный прирост дебита нефти в скважине должен обеспечивать экономическую эффективность проведения испытаний (более 10 т/сут нефти). При расчете фонтанного режима работы рассчитывался устойчивый фонтанный режим работы скважины с максимальным диаметром штуцера. Это условие обеспечивает целесообразность применения ЭЦН на скважине.
- Выбирались скважины с минимальными рисками увеличения обводненности из-за прорыва фронта нагнетательных вод или заколонных перетоков жидкости и газа
- Выбирались скважины с минимальными рисками снижения продуктивности скважины из-за неустановившегося режима притока. Как правило, такой риск возникает на скважинах после ГРП, где неустановившийся приток к скважине может длиться несколько месяцев. Для этого выбирались скважины, на которых ГРП был проведен более полугода назад.

Для каждой технологии были испытаны по несколько комплектов оборудования в аналогичных условиях. Для каждого комплекта оборудования был проведен комплекс испытаний, включающий:

- Вывод оборудования на режим с минимально допустимой частотой вращения насоса.
- Проведение замеров режимов работы с использованием многофазного расходомера и других средств измерений.
- Проведение испытаний при различных частотах вращения вала ЭЦН. Испытания проводились путем повышения частоты вращения вала ЭЦН до достижения срыва подачи. При этом параметры работы ЭЦН фиксировались с использованием комплекса измерительных средств, перечисленных выше. После проведения испытаний скважина была оставлена в работе с параметрами работы, соответствующими максимальной добычи нефти.

Кроме проведения испытаний нового оборудования были проведены комплексные замеры режимов работы скважин, оснащенных стандартными системами УЭЦН, и работающих с аномально высокими по промышленным данным содержаниями газа на приеме насоса (более 35%).

Всего было проведено 78 комплексных замеров режимов работы на 41 скважине, включая 37 замеров в ходе испытаний новых технологий на 12 скважинах и 29 замеров стандартного оборудования. Из них, по результатам анализа, 58 замеров были признаны стабильными (ЭЦН развивал перепад давления, режим работы не изменялся в течении значительного промежутка времени) и были использованы для проведения анализа. В 9 случаях на скважинах со стандартным оборудованием (30% от общего числа измеренных скважин) было выявлено, что ЭЦН в скважине не работал, скважина фонтанировала через насос или через затрубное пространство. 11 замеров в ходе испытаний двух скважин показали нестабильную работу скважин и не были использованы при анализе работы технологий ЭЦН. При анализе замеры считались стабильными, если в течении длительного промежутка (более 6 часов) не изменялись средние показатели работы скважины (дебит жидкости, давление на приеме насоса). Во всех расчетах, при наличии колебаний параметров работы скважин, расчеты проводились для средних значений, для них, в том числе для содержания газа на приеме насоса. Таким образом, все расчеты носят оценочный характер, что следует учитывать при их использовании.

## Результаты испытаний

Результаты замеров с использованием многофазного расходомера показали сложную структуру течения жидкости в насосе и стволе скважины.

На Рис 2 показано типовое поведение скважины при содержании газа на приеме насоса около 60% (Технология 3). Аналогичное поведение наблюдалось в большинстве скважин в ходе испытаний. Как правило, период колебаний

дебита жидкости составлял от 2 до 15 мин. Амплитуда колебаний изменялась в широких пределах вплоть до кратковременного прекращения подачи жидкости на поверхности, при этом максимальный дебит жидкости, в некоторых случаях, более чем в 2 раза превышал средние значения. Следует отметить, что во всех случаях колебания расхода газа запаздывают относительно колебаний расхода жидкости на некоторое время, порядка нескольких минут. Это приводит к значительным колебаниям газового фактора скважины. По всей видимости, это связано с кратковременным превышением критического содержания газа в насосе в процессе работы и со структурой течения многофазной смеси в насосе и скважине, когда газ стремится скапливаться в большие пузыри (снарядный режим течения). Такой режим работы скважины и насоса сопровождается характерным увеличением колебаний тока электродвигателя – «токовой пилой» (Рис 10). При этом давление на приеме насоса практически не изменяется.

Такой режим работы является нормальным для подобных условий работы скважин и не оказывает значительного негативного влияния на оборудование. Две из испытанных установок ЭЦН на текущий момент (лето 2008 г) продолжают работу в скважинах. Расчетное содержание газа на приеме насоса в этих скважинах составляет около 50%. При этом их наработка превысила 400 сут.

На скважинах с большим газовым фактором возможен также другой тип работы скважин, при котором, колебания параметров имеют период несколько часов – нестабильная работа скважин. При этом также значительно изменяется давление на приеме насоса. Такое поведение наблюдалось в ходе испытаний. Оно может быть вызвано недостаточным напором установки ЭЦН и устранено за счет повышения частоты с 50 до 55 Гц (Рис 3), может проявляться при фонтанировании скважинной жидкости через затрубное пространство.

Нестабильный режим работы скважин не является нормальным для ЭЦН. В частности, для таких скважин измерение параметров работы с использованием АГЗУ может дать некорректные данные, так как длительность проведения замера может охватить только часть периода работы скважин, что может, в конечном итоге, привести к неверным решениям по эксплуатации скважины. Такое поведение свидетельствует о неэффективном использовании ЭЦН и его следует избегать. В ходе анализа испытаний замеры режимов работы скважин с нестабильным режимом работы не использовались.

Нестабильный режим работы скважин, как показали испытания, встречается на многих скважинах и его следует отличать от нормальной работы ЭЦН с «быстрыми» колебаниями дебитов и тока. Это возможно без применения дорогостоящих многофазных расходомеров при постоянном мониторинге изменения показателей скважины во времени – например измерения давлений на устье и в затрубном пространстве скважины с использованием электронных манометров.

Результаты комплексных замеров режимов работы представлены на Рис 4, на котором отложена зависимость давления на приеме насоса от отношения расхода газа к расходу. Также на этом графике нанесены кривые, полученные в работах Турпина [8] и Дунбара [9]. Согласно этим работам область на графике, расположенная выше, соответствует зоне устойчивой работе ЭЦН с газом, в то время как зона, расположенная ниже, не пригодна для работы ЭЦН. По результатам испытаний, большинство скважин со стабильными режимами работы попадают в зону устойчивой работы ЭЦН. Однако, результаты замеров по ряду скважин, оснащенных новыми технологиями, выходят в зону неустойчивой работы ЭЦН. Результаты Турпина и Дунбара предсказывают, что для высоких значений давления на приеме насоса допустимыми являются большие значения свободной доли газа, чего не наблюдается на практике. Так для давления 100 атм. допустимое содержание газа составляет до 66% (соответствует отношению расхода газа к расходу жидкости  $VLR = 2$ ), в то время как по результатам замеров для стандартных ЭЦН, газосодержание на входе не превышает 25% (соответствует отношению расхода газа к расходу жидкости  $VLR = 0,3$ ). Можно сделать вывод, что кривые Турпина и Дунбара не корректны для новых конструкций УЭЦН и для области высоких давлений на приеме насоса. Их использование на практике не рекомендуется, так как они не учитывают всех параметров.

Замеры режимов работы стандартных систем ЭЦН были проведены на скважинах с обводненностью от 5% до 90%. Как отмечено выше, считается, что увеличение обводненности снижает способность ЭЦН работать с газом. На Рис 5 приведен график доли газа на приеме насоса от обводненности, полученный по результатам замеров. Точками указаны результаты, полученные в ходе замеров и испытаний, линией показана теоретическая кривая согласно работе [1]. Видно, что влияние обводненности в диапазоне от 0 до 90% незначительно изменяется. В целом это подтверждается результатами измерений, хотя один из замеров, полученный на скважине со стандартным ЭЦН (ЭЦНД5-30-1650), явно противоречит теоретической кривой. Таким образом, результаты экспериментов не позволяют однозначно заявить, что влияние обводненности носит ярко выраженный негативный характер.

Результаты испытаний технологий ЭЦН по определению технического предела представлены на Рис 7. В целом по всем технологиям на скважинах были достигнуты показатели, заявляемые производителями оборудования. Однако, оказалось, что, с практической точки зрения, знания предельного содержания газа не достаточно для выбора наиболее оптимальной технологии. Вторым важным параметром, является деградация  $K_{дегр}$  напора ЭЦН в результате

вредного влияния газа. На Рис 7. она выражена в виде безразмерного напора ЭЦН  $H_{безр} = \frac{H_{факт}}{H_{воде}}$ .

$H_{безр} = 1 - K_{дегр}$ . Деградация напора ЭЦН показывает, насколько необходимо увеличить количество ступеней насоса для обеспечения необходимого перепада давления, равного перепаду давления при условии отсутствия вредного влияния газа при подборе оборудования. Некорректный учет деградации ЭЦН при подборе оборудования будет приводить к тому, что количество ступеней окажется недостаточным для поддержания расчетного режима работы.

По результатам испытаний сделана оценка коэффициента деградации напора для различных типов технологии, приведенная на Рис 7 в виде сплошных линий. Оценка проводилась по максимальным значениям безразмерного напора и оценивает деградацию напора ЭЦН «снизу», учитывая только влияние газа. Видно, что ряд замеров показывает большую деградацию, чем по предлагаемой кривой. Это может быть объяснено тем, что деградация напора может быть вызвана износом рабочих органов ЭЦН и другими факторами, не учтенными на графике. Эти зависимости можно представить в аналитическом виде:

$$\text{Для технологии стандартного ЭЦН } K_{дегр} = -9\beta_{гх}^2 + 0.6\beta_{гх} + 1$$

$$\text{Для технологии 1 } K_{дегр} = -4\beta_{гх}^2 + \beta_{гх} + 1$$

$$\text{Для технологии 2 } K_{дегр} = -1.4\beta_{гх}^2 + 0.15\beta_{гх} + 1$$

$$\text{Для технологии 3 } K_{дегр} = -6\beta_{гх}^2 + 1.2\beta_{гх} + 1$$

Аналогичный подход к учету влияния свободного газа на работу ЭЦН через деградацию напора предложил Дуран [23]. Сравнение результатов испытаний стандартных ЭЦН с расчетами по его теоретической методике, полученной для одного типа насоса, показало хорошее совпадение результатов для замеров стандартных ЭЦН (Рис 11). Видно, что для ЭЦН, оснащенных специальными технологиями, замеры не совпадают с расчетами, что косвенно показывает, что специальные технологии для обеспечения стабильной работы ЭЦН с газом, существенно меняют свойства ЭЦН в целом.

Отметим, что понятие деградации напора ЭЦН уточняет распространенное понятие «срыва подачи» насоса. Обычно, под срывом подачи понимают полную потерю способности ЭЦН развивать перепад давления [1]. В то время, как в большинстве случаев, насос развивает давление, но оно оказывается недостаточным для подъема жидкости на поверхность. При этом насос поддерживает определенный столб жидкости в НКТ или начинает работать в нестабильном режиме. Увеличение напорности насоса (количества ступеней или частоты вращения) может заставить его стабильно работать. Это наблюдение подтверждается практикой. Известно, что на ряде скважин удавалось достичь высоких содержаний газа на приеме насоса (до 40%) без использования специальных устройств только за счет установки дополнительных ступеней насоса (в некоторых случаях количество ступеней в 2- 3 раза превышало необходимое по расчету без учета газа и ограничивалось конструкционными особенностями ЭЦН – прочностью вала и корпуса ЭЦН).

При таком подходе предельное газосодержание перестает быть ключевым ограничением для ЭЦН. Производительность ЭЦН ограничивается максимальным количеством ступеней насоса, с которым может быть обеспечена работа, в том числе при выводе на режим и кривой деградации напора от входного газосодержания, зависящей от типа технологии Рис 7.

В ходе испытаний была подтверждена способность систем ЭЦН обеспечивать дополнительную добычу нефти за счет увеличения депрессии на пласт. Всего за время проведения испытаний (около 1 года) установками на которых производились испытания было дополнительно добыто более 30 тыс. т. нефти по сравнению с оборудованием, работающим на скважине ранее (прирост добычи нефти составил около 10%). Наилучшие результаты показали скважины, оборудованные насосами с технологией 1. Таблица 1.

Таблица 1 Сравнение технологий испытанных ЭЦН

№	Технология	Стоимость безр*.	Предельная доля газа**	Средний Ксеп***	Потенциал внедрения скв. ****	Потенциальная доп. добыча нефти, тыс. тонн.
1	Технология 1 Предвключенное устройство с диспергирующими ступенями специальной конструкции	2	50%	0.8	382	1037
2	Технология 2 Предвключенное устройство с осевыми ступенями специальной конструкции	5	75%	0.5	7	104
3	Технология 3 ЭЦН с ступенями специальной конструкции	1.3	40%	0.8	0	0
Итого					<b>389</b>	<b>1141</b>
<p>*Ориентировочная стоимость полнокомплектного оборудования в сравнении со стандартным оборудованием аналогичной производительности российского производства.</p> <p>**Предельная доля газа, в насосе подтвержденная в ходе испытания.</p> <p>***Средний коэффициент сепарации, полученный в ходе испытаний. Для технологии 2 он меньше чем для других, так как при содержаниях газа на приеме насоса более 75% центробежные газосепараторы теряют эффективность, что проявилось в ходе испытаний.</p> <p>**** Количество скважин ООО «РН-Пурнефтегаз» применение данных технологий наиболее эффективно</p> <p>***** Дополнительная добыча нефти в год которую, можно получить от внедрения данных технологий</p>						

Технология 3 показала наихудшие результаты, хотя на одной из скважин была достигнута работа насоса с содержанием газа на приеме насоса 40% которое было заявлено производителем в качестве предельного. Одной из причин этого явилась неспособность технологии 3 поддерживать работу с большими содержаниями газа в течении длительного периода времени. На Рис 9, приведен пример самопроизвольного «срыва подачи» на скважине с технологией 3. Значение тока упало, подача на поверхности прекратилась и скважина проработала в таком режиме до срабатывания защиты по температуре на двигателе. При отключении защиты по температуре в аналогичной ситуации подача по скважине не восстановилась в течение нескольких часов. На Рис 10 приведена аналогичная ситуация на скважине с технологией 2. Скважина работает с большим содержанием газа на приеме насоса (около 60%) и в некоторые моменты времени подача жидкости на поверхности прекращается. Как видно на рисунке ток двигателя при этом падает. Однако для технологии 2 подача на поверхности не прекращается на длительный срок и восстанавливается через несколько десятков минут. По всей видимости, это обеспечивается работой предвключенного устройства (технология 2), не позволяющего насосу войти в «устойчивый» режим «срыва подачи».

На основе результатов испытаний был разработан шаблон применимости технологий механизированной добычи [13], учитывающий

- полученные кривые деградации для различных технологий ЭЦН
- технологические ограничения ЭЦН (ограничение по количеству ступеней в зависимости от типоразмера насоса, по прочности валов и корпусов, по мощности электродвигателей)
- возможность эксплуатации скважин другими способами механизированной добычи – фонтанный способ, газлифт, ШГН.
- экономические параметры.

С использованием шаблона применимости технологий были проведены оценки эффективности применения испытанных технологий на скважинах ООО «РН-Пурнефтегаз». Расчеты показали, что применение специального оборудования эффективно более чем для 300 скв ООО «РН-Пурнефтегаз». Причем наибольшей применимостью обладает технология 1, сочетающая высокие показатели по работе с газом, эффективную работу газосепараторов и относительно невысокую стоимость.

## Выводы

В ходе испытаний:

1. Показано, что технологический предел технологий ЭЦН по работе с содержанием свободного газа на приеме насоса 75% достижим
2. Выделены факторы, влияющие на способность ЭЦН работать с повышенным содержанием газа, деградация напора ЭЦН, обводненность, давление на приеме насоса.
3. Предложен новый метод учета выделенных факторов для различных технологий ЭЦН при подборе и анализе работы оборудования
4. Показано, что применение технологий экономически оправдано для условий НК «Роснефть»
5. Определен потенциал применения технологий в компании на основе результатов испытаний

## Благодарности

Данная работа является результатом деятельности большого коллектива специалистов НК «Роснефть» в рамках Системы Новых Технологий НК «Роснефть», без которых невозможно было бы проведение испытаний. Особо хотелось бы высказать благодарность эксперту по механизированной добыче компании Шлюмберже А.Реда, внесшему большой вклад в понимание работы ЭЦН с повышенным содержанием газа в ходе многочисленных дискуссий.

## Список сокращений и условных обозначений

ЭЦН – электрический центробежный насос

ГЖС – газо-жидкостная смесь

ШГН – штанговый глубинный насос

ПАВ – поверхностно активные вещества

$K_{дегр}$  - коэффициент деградации напора ЭЦН, отношение перепада давления развиваемого ЭЦН при наличии свободного газа в насосе к перепаду давления на гомогенной жидкости соответствующей плотности, безразмерный

$\beta_{вх}$  - объемное содержание газа на входе в центробежный насос, отношение мгновенного расхода свободного газа в соответствующих термобарических условиях к мгновенному расходу смеси газа и жидкости, поступающей на первую ступень ЭЦН, после отделения части свободного газа газосепаратором, доли

$\beta_{вх, доп}$  - предельное допустимое содержание газа на входе в насос. Такое содержание газа, превышение которого вызовет «срыв подачи» ЭЦН

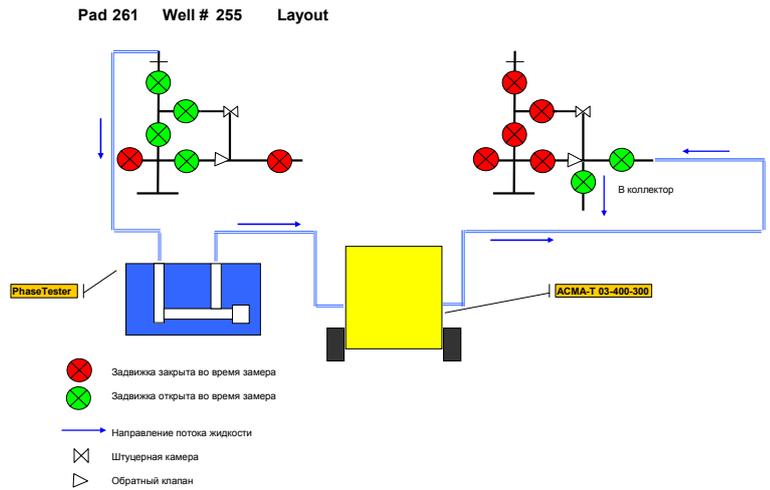
$\Delta P$  - перепад давления развиваемый центробежным насосом, разница между давлением на приеме насоса и давлением на выкиде насоса, атм

$\epsilon$  - обводненность, доли

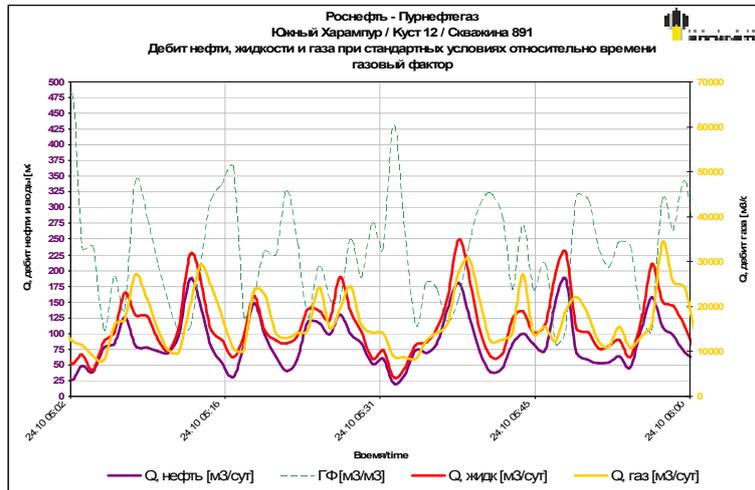
## Список литературы

1. Ш.Р. Агеев, Е.Е. Григорян, Г.П.Матвиенко: “Российские установки лопастных насосов для добычи нефти и их применение. Энциклопедический справочник”, Пермь: ООО «Пресс-Мастер», 2007, 645 с.
2. Дроздов А.Н. Разработка методики расчета характеристики погружного центробежного насоса при эксплуатации скважин с низкими давлениями у входа в насос. – Дис... канд. тех. наук. – М., 1982. – 212 с
3. Ляпков П.Д., Дунаев В.В. Результаты испытаний насоса ЭН-160-800 в скважине с наличием газа в добываемой жидкости. – Нефтяное хозяйство, 2, 1960
4. Ляпков П.Д., Дорошук Н.Ф., Златкис А.Д. Результаты испытаний погружного центробежного насоса нефти и нефтегазовых смесях. – Татарская нефть, 4, 1962
5. Минигазимов М.Г., Шарипов А.Г. Исследование влияния газа на работу погружного центробежного насоса ЭЦН5-80-800. – Нефтепромысловое дело, 7, 1968.
6. Шарипов А.Г., Минигазимов М.Г. Исследование влияния газа на работу погружного центробежного насоса ЭЦН5-130-600. Нефтяное хозяйство, 11, 1969
7. Игrevский В.И. Исследование влияния газовой фазы на характеристику многоступенчатого центробежного насоса при откачке газожидкостных смесей. – Дис... канд. техн. наук. – М., 1977 -192 с.
8. Turpin J.L., Lea J.F., Bearden J.L.: Gas-Liquid flow through centrifugal pumps – correlation of data, 3d international pump symposium, Texas A&M University (May 1986)

9. Dunbar C.E. Determination of proper type of gas separator. Microcomputer applications in artificial lift workshop, SPE Los Angeles Basin Section (October 15-17, 1989)
10. Cirilo R.: Air – Water flow through electric submersible pumps, MS thesis, the University of Tulsa, Oklahoma? 1998
11. Ляпков П.Д. О формах течения водно-воздушных смесей в каналах рабочих органов центробежного насоса. – Химическое и газовое машиностроение, 10, 1968
12. Филиппов В.Н., Агеев Ш.Р., Гендельман Г.А., Гопан А.И., Горькова Г.Е. Универсальная методика подбора УЭЦН к нефтяным скважинам УМП ЭЦН-79. М.: ОКБ БН, 1979.
13. Кудряшов С.И., Хасанов М.М., Краснов В.А., Хабибуллин Р.А., Семенов А.А., Шаблоны применения технологий – эффективный способ систематизации знаний, Нефтяное хозяйство, №11, 2007 г.
14. V. Hirth, J. Curfew, R. Waygood, P. Julstrom, J. Miller, S. Ossia, C. Ollre. Short Story: Case Study – Performance Evaluation of a Helico-Axial Multiphase Pump in a CO2 Flood. SPE ESP Workshop 2005
15. K. Boerger, A. Cooke Short Story: Production Of Highly Gassy Wells Utilizing A Helico Axial Multiphase Gas Handler SPE ESP Workshop 2005
16. Lea, J.F. “Effect of Gaseous Fluids on Submersible Pump Performance”, paper SPE 9218 presented at the 1980 SPE Annual Technique Conference and Exhibition, Dallas, TX. (Sep. 21-24).
17. Beltur, R., 2003, “Experimental Investigation of Performance of Electrical Submersible Pumps in Two-Phase Flow Condition,” M.S. thesis, The University of Tulsa, Oklahoma.
18. Pessoa, R., 2001, “Experimental Investigation of Two-Phase Flow Performance of Electrical Submersible Pump Stages,” M.S. thesis, The University of Tulsa, Oklahoma.
19. Sachdeva, R., Doty, D. R., and Schmidt, Z., 1994, “Performance of Electric Submersible Pumps in Gassy Wells,” SPE Prod. Facil., 9, pp. 55–60.
20. Sun, D., and Prado, M. G., 2003, “Modeling Gas-Liquid Head Performance of Electrical Submersible Pumps,” Ph.D. dissertation, The University of Tulsa, Oklahoma.
21. Romero, M. “An evaluation of an electrical submersible pumping system for high GOR wells”. Thesis for Master of science, Tulsa University, 1999.
22. Marquez, R.A. and Prado, M.G., “A new correlation for predicting natural separation efficiency”. Southwestern Petroleum Short Course. April 16-17, 2003. Lubbock Memorial Civic Center, Lubbock, Texas
23. Duran, J; Prado, M.G.: “ESP Stages Air-Water Two-Phase Performance - Modeling and Experimental Data”, paper SPE presented at the 2004 SPE ESP Workshop.
24. Дроздов А.Н., Вербицкий В.С., Деньгаев А.А., Литвиненко В.А., Хабибуллин Р.А., Литвиненко К.В., Еличев В.А. Результаты исследований работы погружных центробежных газосепараторов при эксплуатации скважин ООО «РН-Пурнефтегаз» с высоким входным газосодержанием. Сравнение стендовых и промысловых испытаний. SPE 117415.



**Рис 1 Типовая схема подключения измерительных устройств к скважине для измерения режима работы скважины**



**Рис 2 Пример изменение дебита жидкости и газа на скважине при нормальной работе оборудования с большим содержанием газа на приеме насоса – около 60% свободного газа (Технология 2)**

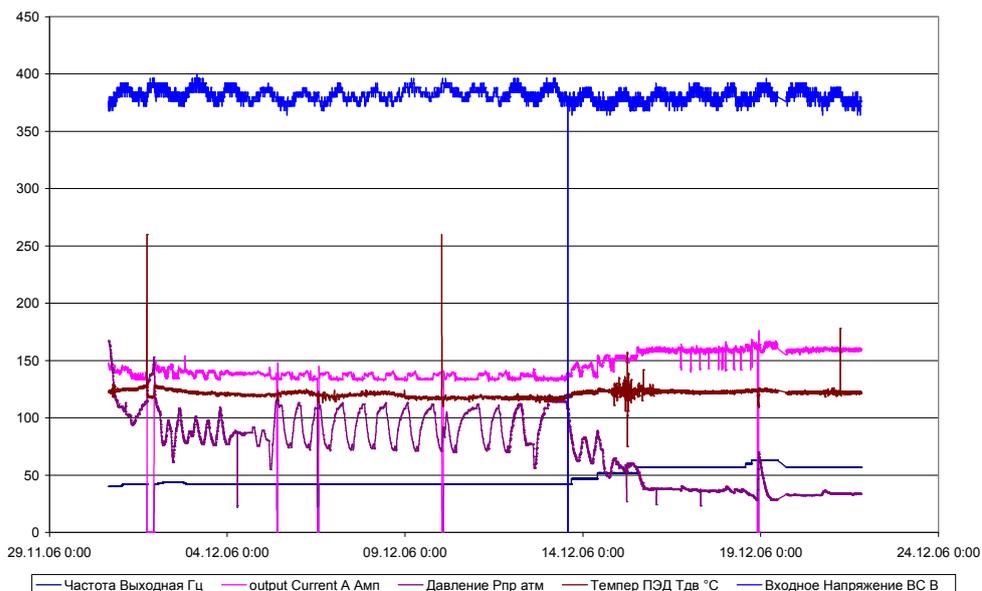


Рис 3 Пример “негативной” нестабильной работы скважины

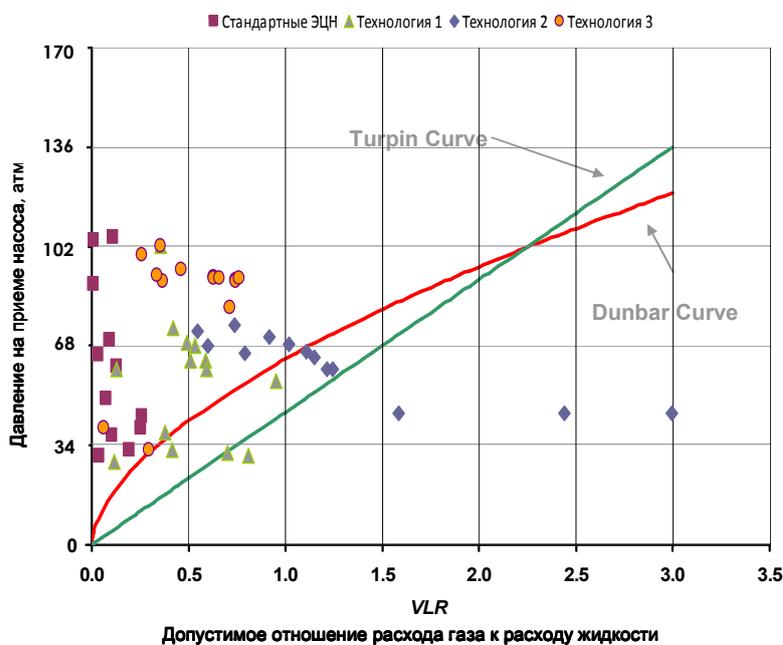
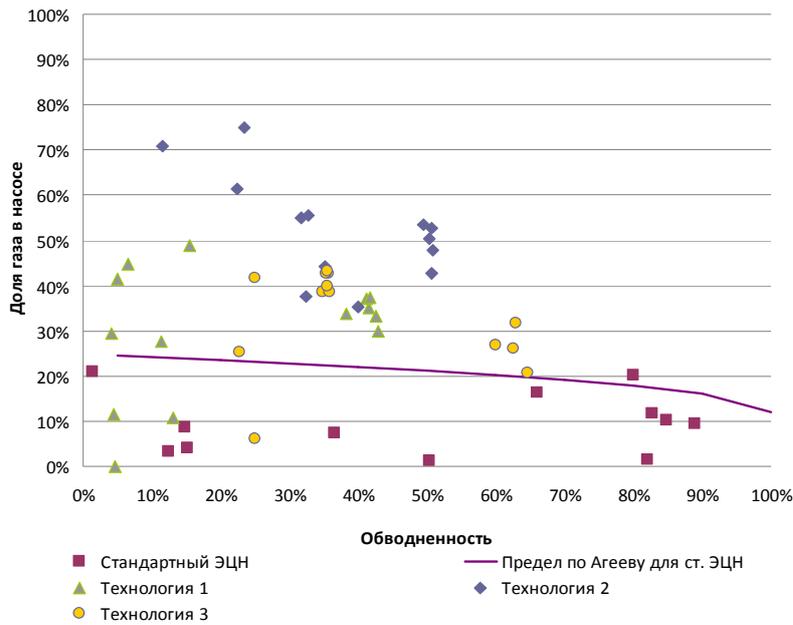
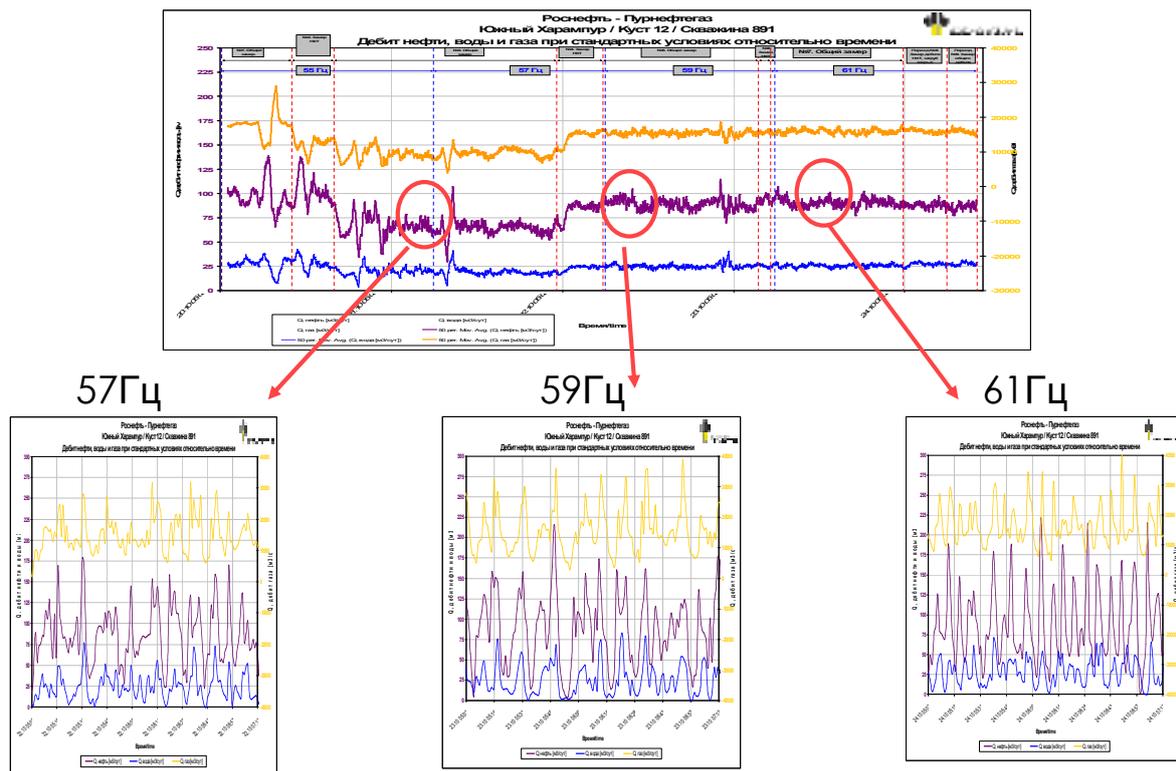


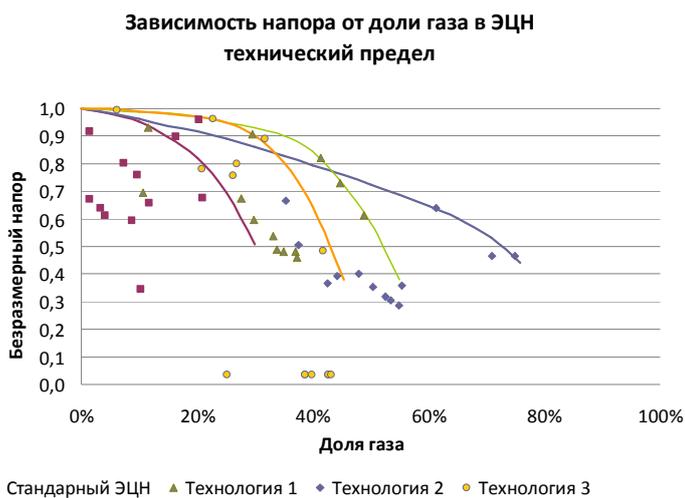
Рис 4 Зависимость давления на приеме насоса от отношения расхода газа к расходу жидкости. Точками отмечены результаты замеров режимов работы скважин (стандартные ЭЦН) и результаты режимов работы полученных в ходе испытаний (Технология 1, Технология 2, Технология 3). Линиями обозначены кривые Турпина и Дунбара показывающие.



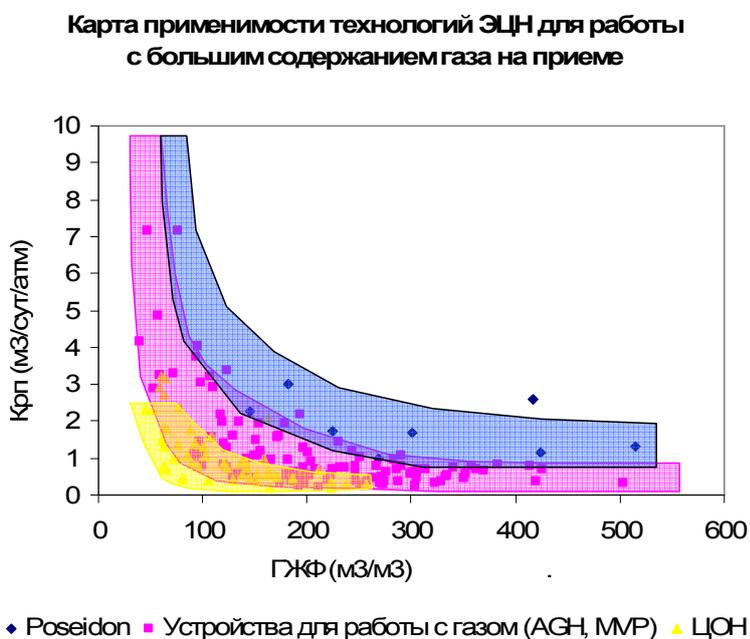
**Рис 5** Зависимость доли газа на приеме насоса от обводненности. Точками отмечены результаты замеров режимов работы скважин (стандартные ЭЦН) и результаты режимов работы полученных в ходе испытаний (Технология 1, Технология 2, Технология 3) Линией обозначена теоретическая кривая по Агееву (для Рприеме = 50 атм)



**Рис 6** Пример изменения расходов жидкости и газа при изменении частоты вращения двигателя.



**Рис 7** Зависимость безразмерного напора ЭЦН от доли газа на входе насоса полученная по результатам испытаний



**Рис 8** Карта применимости технологий для двух изменяющихся параметров. Точкам соответствуют данные по реальным скважинам

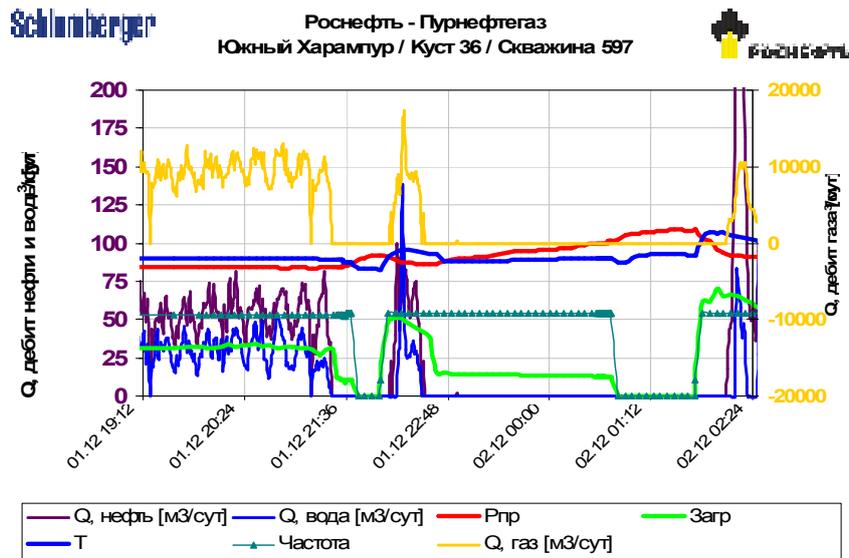


Рис 9 Пример «срыва подачи» из за влияния газа наблюдавшееся на скважине с ЭЦН технологии 3

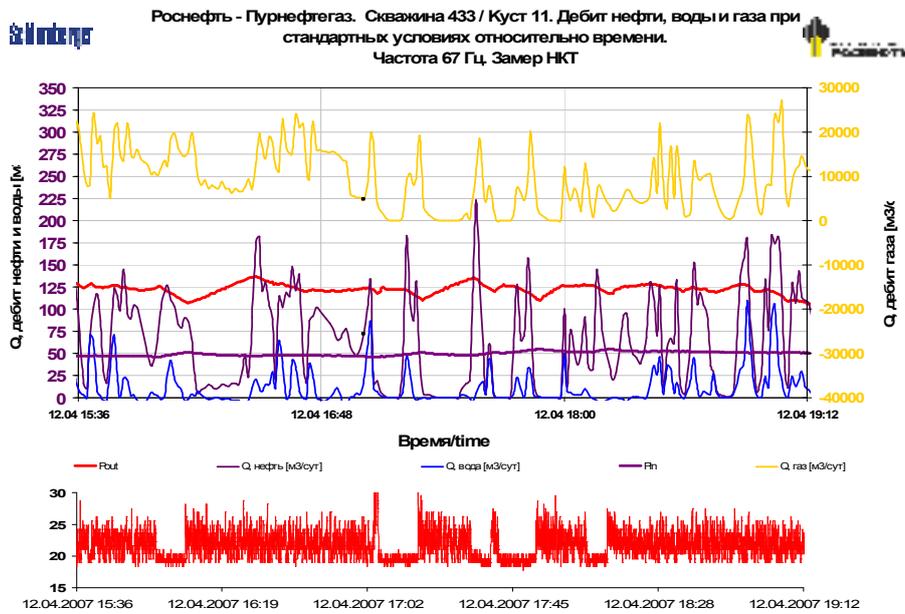


Рис 10 Срыв подачи на технологии 2 и самостоятельное восстановление работы

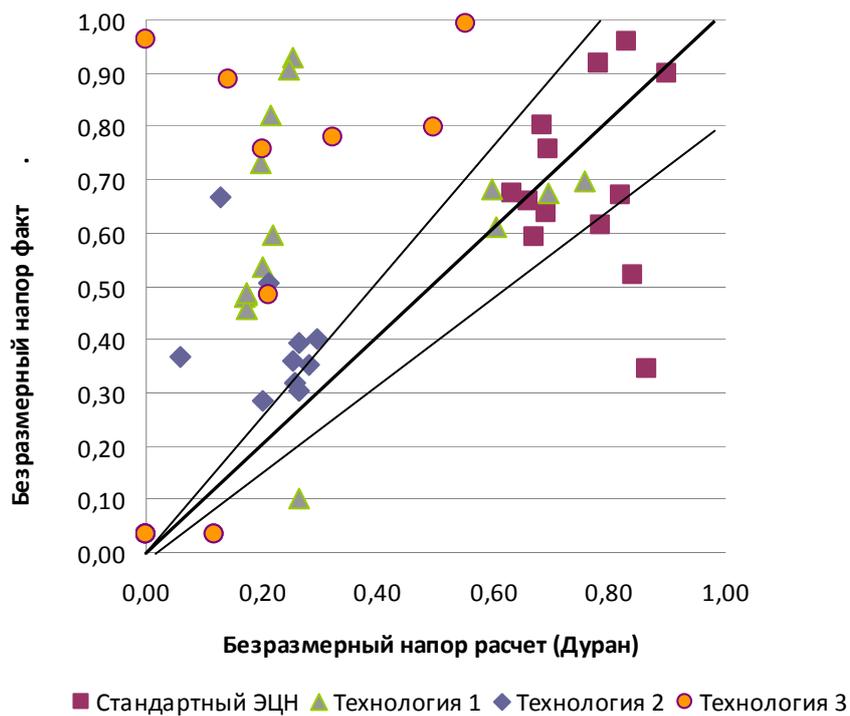


Рис 11 Сравнение деградации напора ЭЦН по методике Дуран и по результатам замеров