

Опыт ОАО "Самотлорнефтегаз" по подбору УЭЦН на скважинах со снижением притока

**Р.М. Салихов (начальник производственного отдела)
(ОАО "Самотлорнефтегаз"),**

**С.В. Куряев (главный специалист отдела механизированной добычи)
(Филиал ОАО "РН-Менеджмент" ЦЭПиТР БН Руд в г. Тюмень),**

**Р.И. Гумеров (инженер МДГ ЦДНГ-3)
(ОАО "Самотлорнефтегаз"),**

**М.Т. Габидуллин (технический консультант отдела механизированной добычи)
(Филиал ОАО "РН-Менеджмент" ЦЭПиТР БН Руд в г. Тюмень)**

Приводятся данные по снижению притока из скважин во времени после различных видов геолого-технических мероприятий по интенсификации добычи нефти на Самотлорском нефтяном месторождении. Выделены мероприятия с различным временем стабильного притока. Описан опыт ОАО "Самотлорнефтегаз" по подбору оборудования для добычи нефти после проведенных мероприятий. Сделана оценка наиболее эффективной методики расчета и эксплуатации оборудования в условиях снижающихся притоков.

Большая часть нефтяных месторождений, эксплуатируемых Компанией, находится на поздней стадии разработки. Для поддержания уровня добычи нефти необходимо проведение значительного числа геолого-технических мероприятий (ГТМ) по увеличению притока жидкости. На практике для сокращения сроков и затрат на исследование притока из скважины после ГТМ гидродинамические исследования либо выполняются в недостаточном объеме для оценки коэффициента продуктивности скважин, либо не выполняются вообще. В этой связи насосное оборудование после ГТМ подбирается с произвольными ошибками, в дальнейшем возникает необходимость подземного ремонта и спуск оборудования другой номинальной производительности в соответствии со скважинным потенциалом. Эффект от мероприятий ГТМ обычно плавно снижается, и время его действия значительно меньше, чем продолжительность безотказной работы оборудования. Скважина после проведенных ГТМ, конечно же, может работать стабильно на протяжении длительного времени, но возможны и варианты резкого или постепенного изменения коэффициента продуктивности, а следовательно, и аналогичного изменения других параметров: дебита жидкости ($Q_{ж}$), пластового давления ($P_{пл}$), забойного давления ($P_{заб}$), обводнённости, газового фактора и др. Все вышеизложенное вызывает необходимость поиска новых подходов при подборе подземного оборудования для обеспечения наибольших показателей работоспособности в условиях снижения притока из скважины.

Для решения данной проблемы в ОАО "Самотлорнефтегаз" совместно со специалистами отдела механизированной добычи ЦЭПиТР была разработана и внедрена технология расчета подземного оборудования с расширением рабочей зоны эксплуатации УЭЦН (продолжения характеристик насоса).

Основы метода пролонгации характеристик УЭЦН. Расчет компонентов УЭЦН к скважинным условиям в настоящее время выполняется на специализированных программах (SubPump, RosPump). Данные

программы достаточно точно рассчитывают работу насоса в скважине при условии известного притока флюида из пласта, однако не имеют блока прогнозирования снижения производительности скважины после проведенных геолого-технических мероприятий. Основная суть метода заключается в подборе напорной характеристики насоса с запасом на перспективу (снижение притока из скважины). То есть насос будет работать в зоне максимального КПД и на частоте 50 Гц после снижения начального эффекта ГТМ. В начальный период УЭЦН эксплуатируется на пониженной частоте так, чтобы пересечение кривой притока из скважины и расходно-напорной ($Q-H$) характеристики насоса находилось в зоне оптимальной эксплуатации оборудования.

На рис. 1 изображено время жизни УЭЦН в скважине после ГТМ с обычным дизайном и дизайном с пролонгацией характеристик. После снижения притока УЭЦН с обычным дизайном не будет соответствовать условиям работы скважины и откажет либо будет извлечен для деоптимизации. В случае применения УЭЦН с повышенным напором, после снижения притока из пласта, необходимо привести частоту вращения насоса к номиналу и продолжить эксплуатацию насоса в оптимальном режиме.

Положительными сторонами данного подхода к подбору подземного оборудования являются:

- Увеличение наработки на отказ подземного оборудования по следующим причинам:
 - первоначальная эксплуатация УЭЦН на пониженной частоте после запуска, когда вынос механических примесей максимален, в том числе вынос пропанта после ГРП. Как показали проведенные ранее исследования, скорость износа рабочих органов насоса меняется в кубической зависимости от изменения скорости вращения;
 - период работы насоса от запуска после ГТМ до отказа в скважине с изменяющимися условиями притока происходит в оптимальной зоне рабочей характеристики ЭЦН.



– Возможность поддержания заданного уровня добычи нефти в условиях ухудшающегося притока из пласта.

Отрицательными моментами метода пролонгации являются:

– Дополнительные затраты на оборудование большего напора на первоначальном этапе работы.

– Обязательное применение частотного преобразователя (ЧПС). При выходе скважины на конечный режим (50 Гц) либо ЧПС будет потреблять дополнительную электроэнергию за счет меньшего КПД, либо необходимо заменить станцию управления (СУ) с остановкой УЭЦН.

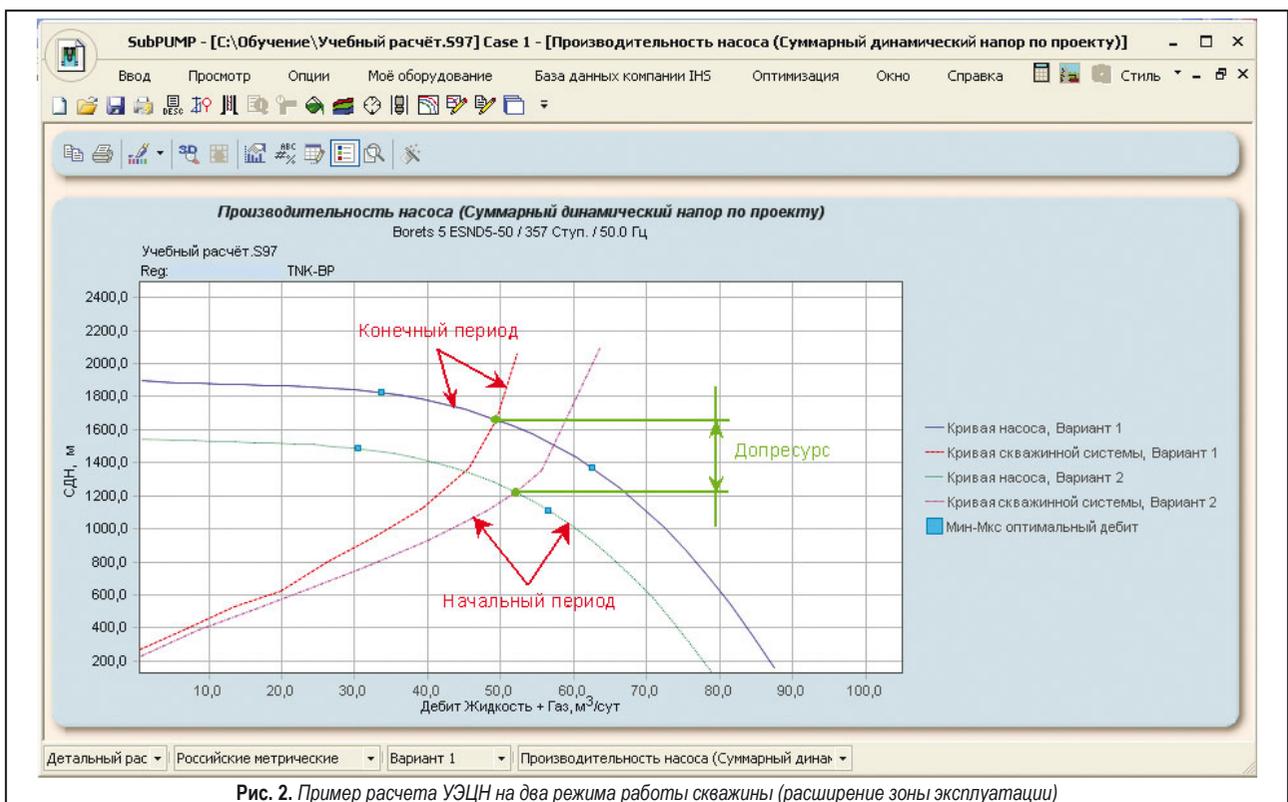
– При "разбеге" частот между начальным и конечным режимами более 2 Гц необходим повторный подбор оптимального напряжения.

Сопоставленные положительные и отрицательные факторы указывают на необходимость применения технологии расширения рабочей зоны УЭЦН на практике. Дополнительно добытая нефть и увеличение наработки подземного оборудования перекрывают затраты.

Основными индикаторами возможного применения технологии расширения зоны эксплуатации УЭЦН для специалиста по расчету скважинного оборудования для добычи нефти служат:

– Ожидаемый дебит жидкости менее 80 м³/сут. На скважинах с большим притоком и $K_{\text{пр}}$ деградация притока во времени менее выражена.

– На скважине ожидается снижение дебита жидкости по отношению к первоначальному. Как правило, это первый УЭЦН после ГТМ – гидроразрыв пласта



(ГРП), забуривание бокового ствола (ЗБС), обработка призабойной зоны (ОПЗ) и т. д.

Согласно разработанной технологии, расчёт необходимо строить так, чтобы выбранная установка работала в начальный период эксплуатации, после проведённых ГТМ, в рабочей зоне своей напорной характеристики, не выходя за её границы (как правило, ближе к правой границе). При достижении же скважиной прогнозного режима с изменением коэффициента продуктивности ($K_{пр}$) работа установки должна сместиться в оптимальную точку напорной характеристики. Для того чтобы осуществить это, установка для начального режима рассчитывается с запасом напора и эксплуатацией на пониженной частоте: 46...48 Гц в зависимости от начального режима работы и предполагаемого снижения притока из пласта. По мере снижения эффекта от проведенных мероприятий и уменьшения притока флюида из скважины рабочую частоту УЭЦН необходимо поднять до номинального значения – 50 Гц (рис. 2).

В результате точка пересечения кривой скважинной системы и рабочей характеристики насоса будет находиться в зоне максимального КПД ЭЦН.

Необходимо отметить, что важным условием надежной работы оборудования является точное следование

расчетным уставкам частоты вращения. В случае повышения рабочей частоты в начальный период притока, с желанием добыть больше и сейчас, рабочая точка сместится в правую зону характеристики насоса и ресурс насоса значительно сократится.

Опыт внедрения. Типовым примером действия технологии расширения рабочей зоны на практике является скв. А (рис. 3). После проведенного ГРП эффект неуклонно снижается. Снижаются забойное давление и $K_{пр}$, при этом увеличением частоты (напор насоса увеличивается в квадратичной зависимости от увеличения частоты) удается удержать уровень добычи на заданном, а насос работает в оптимальной зоне рабочих характеристик на протяжении всей жизни в скважине.

В 2012 г. в ОАО "Самотлорнефтегаз" были запущены в работу УЭЦН с использованием технологии пролонгации характеристик на 468 скважинах. В том числе из 969 скважин, запущенных в работу после ГТМ, 210 были оборудованы УЭЦН, подобранными с помощью данной методики. Проведенный анализ работы оборудования показал, что наиболее эффективно отработали скважины после ГРП и ЗБС. В частности, наработка первого УЭЦН, рассчитанного с учетом снижения притока после ГРП, на 44 сут больше средней на-

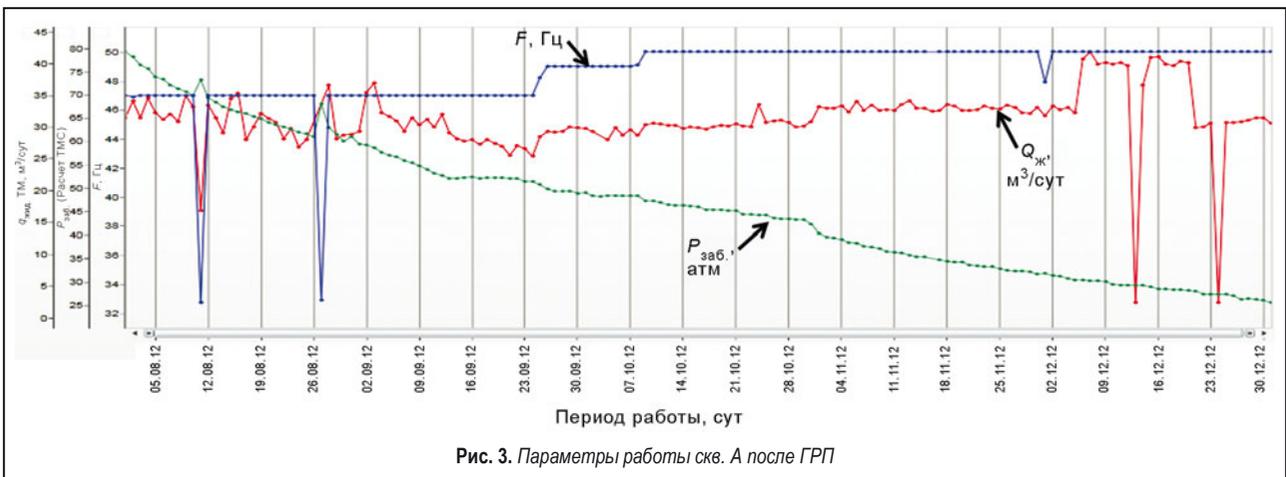


Рис. 3. Параметры работы скв. А после ГРП

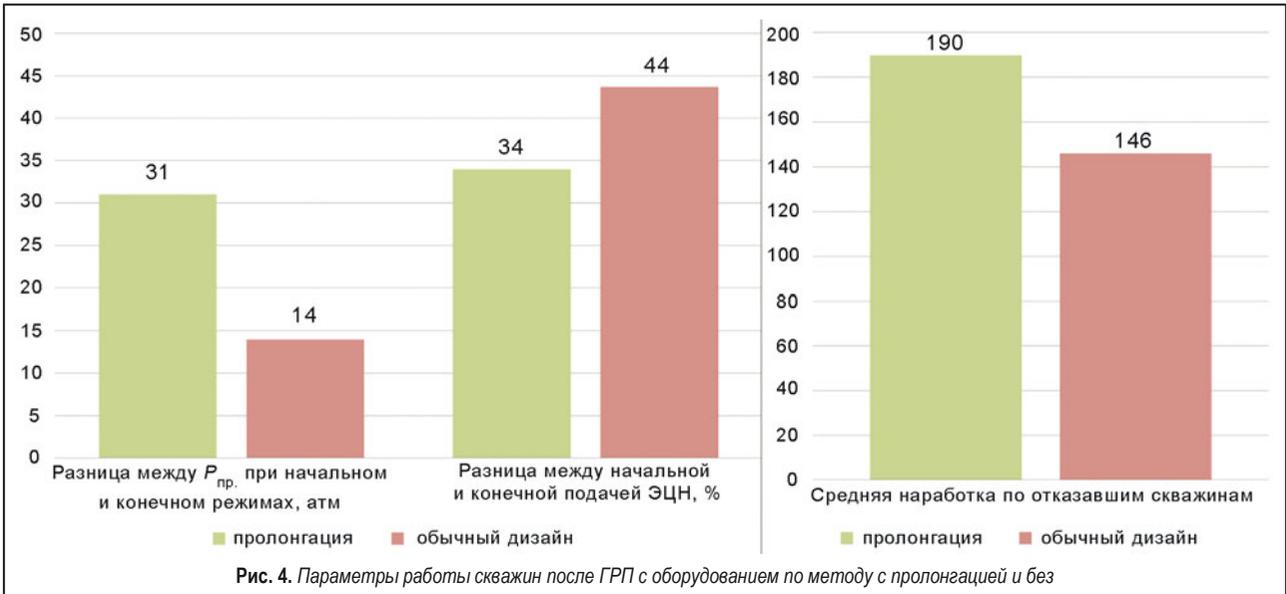


Рис. 4. Параметры работы скважин после ГРП с оборудованием по методу с пролонгацией и без

работки УЭЦН, рассчитанных по стандартной методике на первоначальный приток из пласта (рис. 4). Также следует отметить более широкий диапазон работы насосов с дополнительным ресурсом; при существенной разнице давлений на приеме между начальным и конечным режимами работы удается добиться меньшего снижения подачи жидкости.

После остальных видов ГТМ, где падение притока из пласта с течением времени менее выражено, равно как и в скважинах без дополнительных работ, положительное влияние дополнительного ресурса УЭЦН незначительно. В частности, после ЗБС средняя наработка отказавших скважин с оборудованием, подобранным по технологии расширения зоны эксплуатации, на 26 сут больше средней наработки УЭЦН, рассчитанных на первоначальный режим, в скважинах с простой сменной оборудования наработка "продолжительных" УЭЦН на 21 сут больше средней наработки УЭЦН без запаса напора и производительности. Связано это с тем, что приток на таких скважинах с течением времени меняется незначительно и увеличение наработки возможно благодаря заложенному потенциалу по увеличению частоты вращения УЭЦН в период его износа и снижения подачи.

В целом можно отметить положительный опыт применения технологии расширения зоны эксплуатации на скважинах ОАО "Самотлорнефтегаз". По таким скважинам увеличено время безотказной работы, выровнен профиль добычи и снижено падение добычи нефти в течение жизни УЭЦН.

Выводы

Широкомасштабное внедрение технологии расширения рабочей зоны характеристик УЭЦН при расчете оборудования позволяет увеличить наработку подземного оборудования для добычи нефти в скважинах с нестабильным притоком.

Наиболее эффективно применение данной технологии подбора подземного оборудования на скважинах после проведенных геолого-технических мероприятий. Наибольший результат получен на скважинах после гидроразрыва пласта и забурирования боковых стволов.

На скважинах без ГТМ эффект от применения ЭЦН с пролонгацией незначителен, так как приток жидкости из скважины меняется несущественно, а работа насоса на пониженных частотах сопряжена с необходимостью использования большего напора и частотного преобразователя.

ОАО Филиал "РН-Менеджмент" ЦЭПиТр БН РИД

625000 Россия, г. Тюмень, ул. Первомайская, 6.

Тел./факс: 8(3452) 38-00-00, доб. 7143.

E-mail: SVKuryaev@rosneft.ru;

ОАО "Самотлорнефтегаз"

628600 Россия, ХМАО-Югра, г. Нижневартовск, ул. Ленина, 4.

Тел.: 8(3466) 62-11-98, 8(3466) 65-47-75.

E-mail: RMSalikhov@rosneft.ru;

E-mail: DIGumerov@rosneft.ru;
