



## АВТОМАТИЗИРОВАННОЕ УПРАВЛЕНИЕ ОТБОРОМ ПРОДУКЦИИ МЕХАНИЗИРОВАННЫХ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН

**Р.С. Галимов, Р.А. Хамитов (ОАО "Татнефть"),  
Р.Ш. Тахаутдинов (ОАО "ШешмаОйл"),  
А.В. Ахметзянов, В.Н. Кулибанов (ИПУ РАН)**

*Предлагается схема автоматизированного управления режимами отбора продукции из механизированных скважин нефтяных месторождений с использованием микропроцессорных вычислительных средств и оригинальных наземных и погружных электроприводов насосов с регулируемыми оборотами и номинальной нагрузкой на валу ротора.*

### Введение

При разработке месторождения нефти и газа энергия в забое скважины убывает из-за падения давления и роста обводнения в пласте. В процессе обводнения фильтрующейся жидкости уменьшается количество газа в смеси и увеличивается ее плотность. Градиент давления возрастает и для поддержания условий фонтанирования возникает необходимость снижения давления на устье скважины. Однако наступает момент, когда условие фонтанирования не может быть выполнено и возникает необходимость подвода дополнительной энергии (в частности, механической энергии насоса).

При механизированном способе добычи нефти выбор типа насоса требует учета различных технологических, геологических и технико-экономических факторов (межремонтный период (МРП), коэффициент эксплуатации, себестоимость нефти, капитальные затраты и др.). Экономическая целесообразность применения того или иного типа насосной установки определяется в основном интенсивностью отбора продукции и глубиной подвески насоса. Однако в процессе эксплуатации дебит скважины будет уменьшаться под воздействием целого ряда изменяющихся во времени факторов (пластового, забойного и устьевого давлений, обводненности и газосодержания отбираемой продукции и др.). Следовательно, для достижения оптимальной нефтеотдачи скважины необходимо, чтобы в процессе его эксплуатации отбор продукции соответствовал притоку жидкости из призабойной зоны пласта. Иначе говоря, возникает необходимость создания системы автоматического поддержания этих условий, поскольку изменения длины хода и числа качаний (ступенчато) скважинных штанговых насосов (СШН) и типоразмеров электроцентробежных насосов (ЭЦН) в конечном счете приводят к снижению добычи нефти и росту затрат на сервисное и ремонтное обслуживание оборудования. Перевод скважин на периодический режим отбора продукции (если производительность насоса превышает нефтеотдачу скважины), кажущаяся экономия электроэнергии при его периодической экс-

плуатации на самом деле приводит к увеличению удельных затрат электроэнергии на тонну добываемой нефти при существенном усложнении условий эксплуатации оборудования.

Механизированный фонд добывающих скважин нефтяных месторождений РФ оснащены в основном (более 70%) СШН и ЭЦН, а доля винтовых, диафрагменных и других типов насосов незначительна. Такое соотношение объясняется тем, что по мере выработки запасов нефтяных месторождений снижаются дебиты скважин, а фонд СШН увеличивается.

При малой и средней вязкости добываемой продукции целесообразно использование: СШН (для скважин с малым и средним дебитом) с приводом от станка качалки и ЭЦН (для скважин с высоким дебитом) с погружным электроприводом. Если же добываемая продукция обладает высокой вязкостью, то для неглубоких скважин наиболее перспективным является применение специальных конструкций СШН [1, 2] и винтового многозаходного насоса с двумя и более роторами и наземным электроприводом. Применение погружного электропривода для винтовых насосов становится более перспективным с увеличением глубины залегания пласта.

Для выбора оптимального типоразмера СШН или ЭЦН разработан ПТК "НАСОС" [3], в основном блоке которого создается гидродинамическая модель подъемника скважины (с учетом пространственной кривизны ствола) и рассчитываются распределения (вдоль лифта) давления, плотности и газосодержания (с учетом динамики трехкомпонентной двухфазной смеси нефти, газа и воды). С использованием полученных результатов производится выбор технологического режима и типоразмера насоса, а также рассчитываются: глубина подвески, потребление электроэнергии, колонны штанг и насосно-компрессорных труб (НКТ), прогнозируемые значения МРП и экономической эффективности (затраты, себестоимость и др.).

На практике изменение режимов отбора продукции штанговыми насосами достигается изменением длины хода штанги и диаметра шкива на валу реду-

тора станка качалки, т.е. имеет существенные ограничения. Изменение режимов отбора из скважин, обору- дованных погружными насосами, требует замены типоразмера насоса и электропривода, т.е. требует до- рогостоящих спусковых и подъемных операций. Для винтовых насосов способы изменения режимов отбо- ра продукции аналогичны. Ясно, что такое положе- ние не удовлетворяет требованиям современных тех- нологий добычи нефти и газа, поэтому в настоящее время делаются попытки создания наземных и по- гружных электроприводов [4, 5, 6] с регулируемыми оборотами ротора. Широкое внедрение подобных электроприводов с непрерывным регулированием оборотов ротора предоставляет возможность автома- тизированного управления режимами отбора продук- ции скважин по описанной далее схеме.

**Постановка задачи и выбор средств управления**

При наличии регулируемых электроприводов (наземных и погружных) с непрерывным изменени- ем оборотов ротора автоматизированное управление режимами отбора продукции скважин штанговыми, центробежными и винтовыми насо- сами целесооб- разно произво- дить по классиче- ской схеме с об- ратной связью, представленной

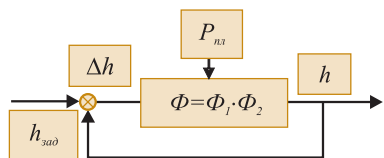


Рис. 1. Структурная схема

на рис. 1. На этой структурной схеме управляющим сигналом является отклонение  $\Delta h = h - h_{зад}$  динамиче- ского уровня жидкости  $h$  в кольцевом простран- стве между НКТ и обсадными трубами от заданного значения  $h_{зад}$ , т.е.  $h$  – управляемая величина и функ- ция обратной связи. Функциональная зависимость  $h$  от остальных гидродинамических параметров сква- жины, в конечном счете, определяется дифференци- альным уравнением распределения давления в при- забойной зоне скважины

$$mHr \frac{P}{t} - \frac{rHK_0}{r} \frac{P}{r}, \quad (1)$$

где  $m$  – пористость пласта,  $H$  – толщина (мощность) пласта,  $r$  – радиус скважины,  $R$  – радиус призабойной зоны скважины. Преобразуем (1) следующим образом

$$\frac{\partial P_{заб}}{\partial t} = \frac{RK_0}{mr\Delta r^2} (P_{нл} - P_{заб}) - \frac{Q}{m\Delta r^2 H} = k_p (P_{нл} - P_{заб}) - k_q Q, \quad (2)$$

где  $\Delta r = R - r$ ,  $k_p = RK_0/mr\Delta r^2$ ,  $k_q = 1/mr^2 H$ .

Поскольку из (2) следует, что система устойчива и при  $t \rightarrow \infty$  имеем  $P/t \rightarrow 0$ . Отсюда следует, что

$$k_p (P_{нл} - P_{заб}) = k_q Q \rightarrow P_{заб} = P_{нл} - kQ, \quad (3)$$

где  $k = k_q/k_p = r/RHK_0 = 1/K_{np}$ , т.е. величина обрат- ная коэффициенту продуктивности.

$$K_{np} = \frac{RHK_0}{r} = \frac{R}{r} H^2 \frac{K}{\mu},$$

где  $K$  и  $\mu$  – проницаемость и вязкость жидкости в призабойной зоне пласта.

Далее с учетом того, что для слабогазированной жидкости забойное давление определяется по ее плотности  $\rho$  и динамическому уровню соотношением

$$P_{заб} = \rho_{ж}(L)g(L_{нл} - h) + P_{буф}, \quad (4)$$

$$dP_{заб}/dt = -\rho_{ж}gdh/dt = -k_h dh/dt,$$

где  $g$  – ускорение свободного падения,  $P_{буф}$  – буфер- ное давление,  $L_{нл}$  – глубина забоя пласта,  $\rho_{ж}(L) = \rho_в \rho_с + \rho_н(1 - \rho_в)$  – плотность жидкости, зависящая от ве- личин  $\rho_в$  – истинного объемного содержания воды,  $\rho_с$  и  $\rho_н$  (плотности воды и нефти) на глубине  $L$  вдоль лифта скважины.

Для простоты в изложении положим, что  $P_{буф} = 0$ , тогда из (2) и (4) уравнение и передаточная функция призабойной зоны пласта определяются выражением

$$-sk_h h = k_p k_h h + k_q P_{нл} - k_q Q \rightarrow Q/h = k_q/k_h (s - k_p), \quad (5)$$

где  $s = d/dt$  – оператор преобразования Лапласа.

Объект управления, т.е. скважина в целом, вклю- чает призабойную зону и лифт, оборудованный лю- бым типом насоса с регулируемым приводом. Тогда имеем:

$$h = k_u u + k_q^u Q, \quad k_u = \partial P_{вых}^u(Q, u, P_{вх}^u)/u, \quad (6)$$

где  $u$  – управление, на- пример, регулируемое число оборотов электро- привода,  $P_{вых}^u(Q, u, P_{вх}^u)$  – напорные характеристики насоса при заданном зна- чении давления  $P_{вх}^u$  на его входе (рис. 2). Из (5) сле- дует, что при увеличении  $u$  или  $Q$  величина  $h$  возрастает. Далее, разрешив (6) относительно  $Q$  и подста- вив результат в (5), получим уравнение объекта

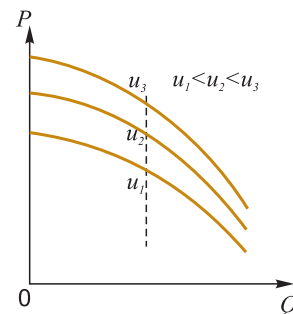


Рис. 2. Напорные характеристики насоса

$$\frac{1}{k_q^u} - \frac{k_u u}{k_q^u h} = \frac{k_q/k_h}{s - k_p} \rightarrow$$

$$\rightarrow \frac{1}{k_q^u} - \frac{k_q/k_h}{s - k_p} = \frac{k_u u}{k_q^u h} \rightarrow$$

$$\rightarrow h \left( 1 - \frac{k_q^u k_q/k_h}{s - k_p} \right) = k_u u \rightarrow$$

$$\rightarrow h \left( \frac{s - k_p - k_q^u k_q/k_h}{s - k_p} \right) = k_u u. \quad (7)$$

Если уравнение регулятора имеет вид  $u = k_u^p (h_{зад} - h)$ , то уравнение и передаточная функция замкнутой си- стемы регулирования будут иметь вид

$$h \left( \frac{s - k_p - k_q^u k_q/k_h}{s - k_p} \right) = k_u (h_{зад} - h) \rightarrow$$

$$\rightarrow \frac{h}{h_{зад}} = k_u \left( \frac{s - k_p - k_q^u k_q / k_h}{s - k_p} + k_u \right)^{-1} \quad (8)$$

Если же уравнение регулятора имеет вид  $u = k_u^p \times (h_{зад} - h)/s$ , т.е. регулятор астатический, то передаточная функция замкнутой системы будет иметь вид

$$\frac{h}{h_{зад}} = \frac{k_u}{s} \left( \frac{s - k_p - k_q^u k_q / k_h}{s - k_p} + k_u \right)^{-1} \quad (9)$$

Таким образом, выражения для передаточной функции регулятора имеют вид

$$\Phi_1 = k_u^p \text{ или } \Phi_1 = \frac{k_u^p}{s}, \quad \Phi_2 = k_u \left( \frac{s - k_p - k_q^u k_q / k_h}{s - k_p} \right)^{-1} \quad (10)$$

Из (10) следует, что при синтезе регулятора достаточно ограничиться ПИД вариантом.

Режимы отбора продукции скважины при таком управлении будут полностью соответствовать интенсивности притока жидкости в забой скважины, т.е. будут удовлетворять условиям достижения максимальной нефтеотдачи пласта ( $Q_{отб} = Q_{пр}$ ).

Принципиальная блок-схема системы автоматизированного управления (САУ) режимом отбора продукции скважин, представленная на рис. 3, является общей для всех типов механизированных скважин.

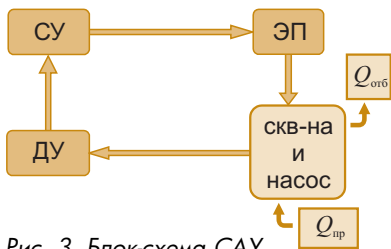


Рис. 3. Блок-схема САУ

Здесь ДУ – датчик динамического уровня жидкости, СУ – станция управления электроприводом, ЭП – электропривод (наземный или погружной), а система "Скважина и Насос" является объектом управления.

Для всех типов механизированных скважин в качестве ДУ целесообразно выбрать стационарный эхолот, например типа МС-401, предназначенный для автоматического измерения уровня жидкости в затрубном пространстве. Зондирующий импульс эхолота не зависит от давления и не вызывает выброс газа в атмосферу. Использование эхолота в сочетании с СУ позволит эффективно управлять режимами отбора механизированных скважин с любыми типами оборудования (СШН, ЭЦН, электровинтовыми насосами (ЭВН) с наземными или погружными ЭП и др.).

СУ для всех рассмотренных выше типов (наземных и погружных) индукционных вентильных ЭП (ИВЭП) представляют собой объединение полупроводникового инвертора (преобразователя) электроэнергии, который управляет переключением фаз обмотки якоря, установленного на валу редуктора нефтяного станка качалки (СКН). Инвертор питается от источника постоянного тока, который представляет трехфазный выпрямитель промышленной сети 380 В, 50 Гц.

Вычислительные алгоритмы, связанные с (9)-(10), для реализации ПИД управляющих воздействий

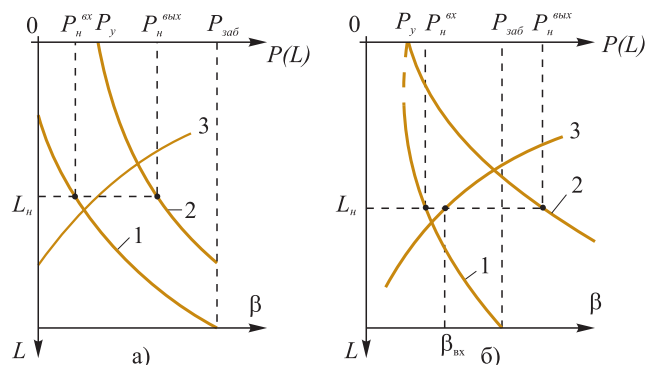


Рис. 4. Кривые распределения давления в стволе скважины

должны быть встроенными программными средствами в микропроцессорных блоках СУ наземных и погружных ЭП.

На практике глубина подвеса насоса СШН определяется следующим образом. Сначала при заданных значениях забойного  $P_{заб}$  и устьевых  $P_y$  давлений и дебита продукции вычисляются распределения давлений в стволе скважины от забоя вверх (рис. 4а, кривая 1), в колонне НКТ от устья скважины вниз (рис. 4а, кривая 2). Затем, согласно широко известным в литературе рекомендациям и методам, рассчитывается давление на приеме насоса  $P_{вх}^н$  и по нему на кривой 1 определяется необходимая глубина  $L_n$  подвеса насоса (рис. 4а).

Глубина подвески ЭЦН и ЭВН определяются аналогичным образом. Для этого строят кривые распределения давления 1 и расходного газосодержания 3 вдоль ствола скважины от забоя вверх, а также кривая распределения давления вдоль ствола скважины от устья скважины вниз 2 (рис. 4б). Затем по выбранному значению объемного газосодержания  $\beta_{вх}$  на кривой 3 находится требуемая глубина спуска насоса  $L_n$  и соответствующие значения давлений  $P_{вх}$  и  $P_{вмх}$  на его входе/выходе (рис. 4б). При этом выбранное значение  $\beta_{вх}$  должно находиться в допустимых интервалах 0,05...0,25 для ЭЦН и 0,05...0,5 для ЭВН.

В нашем случае глубина подвеса насоса  $L_n = f(h_{зад})$ , где  $h_0 = \Delta h/2$  и  $\Delta h$  – допустимое отклонение динамического уровня, вычисляется по прогнозируемому за рассматриваемый период планирования  $(0, T)$  изменениям значений пластового давления  $\Delta P_{пл} = |P_{пл}(0) - P_{пл}(T)|$ , обводненности  $\Delta \sigma = |\sigma(0) - \sigma(T)|$  и газового фактора  $\Delta \Gamma = |\Gamma(0) - \Gamma(T)|$ , согласно (3) методами [7, 8].

#### Выбор типа наземного электропривода

В качестве наземных электроприводов СКН-СШН и ЭВН целесообразно выбирать индукторные вентильные электроприводы (ИВЭП), относящиеся к классу бесконтактных электрических машин (БЭМ) с серийной обмоткой возбуждения ротора (разработаны совместно усилиями специалистов ОАО "Татнефть", ИПУ РАН и ОАО "Аэроэлектромаш"). Такие электроприводы обеспечивают непрерывное регулирование оборотов вала от  $n = 0$  до  $n = n_{ном}$  (т.е. номинального значения оборотов) при постоянной мощ-

ности на валу  $N = N_{ном}$ . Наилучшая схема компоновки СКН подобными ЭП – это посадка индукторного вентильного двигателя (ИВД) непосредственно вместо шкива на вал редуктора, поскольку нет необходимости во временных передачах. Для ЭВН с наземным приводом наиболее эффективна посадка ЭП непосредственно на вал вращающихся штанг без редуктора. В этих случаях, обеспечивается плавный пуск/останов самого ЭП, и существенно улучшаются динамические условия эксплуатации подвижных элементов (СКН-ШГН (штанговый глубинный насос) и ЭВН) оборудования скважин.

Основные преимущества ИВЭП:

1. повышение интегрального КПД привода насоса за счет исключения из кинематической схемы привода звена ременной передачи (до 0,9);

2. обеспечение демпфирования двигателем динамических пиковых нагрузок. Известно, что СКН-СШН свойственен остаточный дисбаланс кинематических звеньев, что вызывает дополнительные нагрузки на привод и, как следствие, определенные проблемы с износостойкостью зубчатых колес редуктора, шпонок на валах и т.п. Динамические нагрузки, существующих СКН-СШН, демпфируются растяжкой ремней в кинематической передаче. ИВЭП может обходиться без упругих элементов (ремней). При пиковых нагрузках, необходимые ограничения по току в системе управления обеспечиваются работой двигателя в режиме электромагнитной моментной муфты с нормированным скольжением ротора. При этом "выпадения" двигателя из синхронизма не происходит, поскольку положение ротора отслеживается специальным датчиком и порядок коммутации якорных обмоток не нарушается. Отсюда следует, что характеристики демпфирования можно оптимизировать для конкретной задачи (плавный пуск, останов, установившийся режим), изменяя закон управления электродвигателем, с помощью соответствующих уставок в СУ;

3. обеспечение запуска СКН-СШН и ЭВН в сложных условиях (загустевшее на морозе масло в редукторе СКН и т.п.) за счет имеющегося у ИВЭП трехкратного запаса по моменту на валу;

4. регулирование в широком диапазоне производительности СКН-СШН и ЭВН, за счет изменения числа оборотов двигателя с сохранением его нагрузочных характеристик. Это дает возможность поддерживать скважины в рабочем состоянии (особенно в зимних условиях) при необходимости сокращения суммарных объемов добычи нефти;

5. конструктивная простота, технологичность, дешевизна изготовления и обслуживания (сервисного и ремонтного), надежность ИВЭП, по сравнению с другими БЭМ такого же класса, способствует увеличению МРП и снижению себестоимости добываемой нефти и попутного газа;

6. существенная экономия электроэнергии, за счет высокого КПД  $\geq 0,92$  и  $\cos \varphi \cong 1$ .

### Выбор типа погружного электропривода

Для механизированных скважин с погружными электроприводами ЭЦН известно устройство, включающее электропривод, содержащий блок управления, размещенный на поверхности, и бесконтактный электродвигатель, выполненный с размещенными на роторе постоянными магнитами, установленный в скважине и соединенный с блоком управления силовым кабелем [5].

Недостатком известного устройства являются увеличенные осевые габариты, что усложняет технологию его изготовления, увеличивает материалоемкость, снижает интегральную надежность устройства за счет большого числа промежуточных опор вала двигателя и ограничивает его применение при эксплуатации наклонно-направленных скважин с большой искривленностью стволов по зенитному и азимутальному углу и скважин, имеющих дефекты обсадных колонн. Для устранения этих недостатков целесообразно, вместо вышеуказанных двигателей, применение специальной конструкции погружного электромеханизма (ПЭМ), включающего высокооборотные электродвигатели с размещенными на роторе постоянными магнитами и понижающими редукторами. Применение подобных ПЭМ для других типов погружных насосов (винтовых, диафрагменных, вибрационных и др.) является еще более эффективным.

Основные преимущества ПЭМ:

1. уменьшение осевых габаритов установки и расширение ее возможности использования при эксплуатации наклонно-направленных скважин с большой искривленностью стволов по зенитному и азимутальному углу и скважин, имеющих дефекты обсадных колонн, упрощение технологии изготовления и повышение интегральной надежности установки;

2. регулирование отбора продукции скважин с погружными насосами (например, ЭЦН, ЭВН и др.), осуществляется непрерывным изменением числа оборотов вала от  $n = 0$  до номинального значения  $n = n_{ном}$  с сохранением номинальной мощности на нем  $N = N_{ном}$ . Следовательно, нет необходимости выполнения спуско-подъемных операций при переходе на другие режимы отбора продукции скважин;

3. увеличение МРП, удешевление обслуживания (сервисного и ремонтного) и снижение себестоимости добываемой продукции, поскольку перевод скважины на другие режимы отбора продукции не требует дорогостоящих спуско-подъемных и других операций для замены типоразмера ЭЦН;

4. существенная экономия электроэнергии за счет КПД  $\geq 0,92$  и  $\cos \varphi \cong 1$ .

### Заключение

1. При реализации предлагаемой системы автоматизированного управления режимами отбора механизированных скважин особенно важным становится оптимальный выбор глубины подвески для всех типов насосов (СШН, ЭЦН, ЭВН и др.). Например, умень-

шение глубины подвески ШГН приводит: к снижению энергозатрат и веса штанг, что улучшает условия эксплуатации оборудования и увеличивает МРП.

2. Применение даже лучших образцов асинхронных ЭП [9] для СКН-ШГН (например, НПП "ЭЛ-МАШ" г. Владимир) с частотным регулированием оборотов [4] будут значительно уступать по ТЭП предлагаемой АСУ с использованием ИВЭП (снижение энергозатрат более 30%, КПД  $\geq 0,92$  и  $\cos \varphi \cong 1$ ). Кроме того, применение частотно регулируемых асинхронных ЭП не обеспечивает сохранения номинального значения мощности на валу (для ИВЭП на всем диапазоне оборотов  $n = 0 \dots n_{ном}$ , мощность на валу  $N = N_{ном} = const$ ).

3. Применение предлагаемой САУ с использованием ИВЭП для СШН с цепным или другим наземным приводом [10, 11] также является перспективным по всем ТЭП.

4. Применение ИВЭП для ЭВН (например, фирм "Шоллер-Блекман" (Австрия), "НЕТЧ" (Германия), КУДУ (Канада), ОАО "Ливгидромаш" и др.), откачивающих высоковязкую продукцию скважин с содержанием твердых абразивных элементов (песок и другие частицы породы), позволяет достичь значительного увеличения значений ТЭП.

5. Увеличение мощности ИВЭП обеспечивается простым удлинением статора и ротора (без изменения их диаметров), поэтому незначительные модификации предлагаемой системы управления могут быть эффективно использованы для выбора оптимальных энергосберегающих режимов насосных агрегатов на различных нефтепромысловых объектах.

6. Преимущества предлагаемой САУ с использованием ПЭМ для всех типов погружных насосов (ЭЦН, ЭВН, диафрагменных [12] и др.) очевидны, поскольку смена режимов отбора продукции скважины не требует смены типоразмера насоса, сопровождающейся дорогостоящими спусковыми и подъемными операциями, монтажными и демонтажными работами, сервисным и ремонтным обслуживанием.

7. Применение ПЭМ наиболее эффективно для приводов всех типов погружных насосов в наклонных скважинах, а также в скважинах с высоковязкой и аб-

разивной продукцией скважин, оснащенных погружными ЭВН.

#### Список литературы

1. Валовский В.М., Манько М.И., Басос Г.Ю., Авраменко А.Н. и др. О некоторых путях увеличения производительности скважинной штанговой насосной установки при откачке высоковязкой продукции // Нефть Татарстана. 2000. № 1.
2. Валовский В.М. Новый тихоходный привод скважинного штангового насоса // Нефтяное хозяйство. 2000. № 11.
3. Уразаков К.Р., Габдрахманов Н.Х., Валеев М.Д. Оптимизация работы механизированного фонда скважин // Там же. 2001. № 11.
4. Регулируемый электропривод станка-качалки нефти (РЭП-СКН). Листок-каталог ЛК 08.46.06-96.-М.: Информэлектро, 1996.
5. Алекперов В.Ю. и др. Установки погружных центробежных насосов для добычи нефти. М. 1999.
6. Афанасьев А.А., Альтишуллер М.И., Блохинцев А.А. и др. Анализ перспективных направлений развития регулируемых электроприводов для погружных насосов добычи нефти // Нефть Татарстана. 1999. № 1-2 (3-4).
7. Ахметзянов А.В., Кулибанов В.Н., Фролов А.И. Проблемы моделирования и идентификации структуры и распределения гетерогенных потоков в нефтегазосборных сетях трубопроводов // Тр. Межд. конф. "Идентификация систем и задачи управления" (SICPRO'2000). Москва. 2000.
8. Ахметзянов А.В., Кулибанов В.Н., Фролов А.И., Хисамов Р.С. Выбор оптимальных режимов отбора жидкости из многопластовых нефтяных месторождений // Автоматика и Телемеханика. 1998. № 6.
9. Логинов С.Е., Сальнов А.С., Тубис Я.Б. Асинхронные электродвигатели для привода станка качалки // Нефтяное хозяйство. 2000. № 12.
10. Валовский В.М., Авраменко А.Н., Валовский К.В., и др. Применение цепных приводов для эксплуатации малодебитных скважин // Нефть Татарстана 2001. № 1.
11. Атнабаев З.М., Тергулов Г.Р., Шангин Е.С., Давлетов Р.В. Преимущества применения нового электропривода маятникового типа для скважинных штанговых насосов // Нефтяное хозяйство. 2001. № 6.
12. Лысенков Е.А., Сухомлинов А.П., Горбунов В.В. Об эксплуатации скважин установками погружных диафрагменных электронасосов в ОАО "Роснефть-Краснодар-нефтегаз" // Там же. 2001. № 2.

*Галимов Рашиф Хиразетдинович – канд. техн. наук, начальник,*

*Хамитов Равиль Анварович – главный инженер НГДУ "Иркеннефть" ОАО "Татнефть" им. В.Д. Шашина,*

*Альметьевск, Татарстан, Тахаутдинов Рустам Шафагатович – канд. техн. наук,*

*ген. директор ОАО "ШешмаОйл", Ахметзянов Атлас Валиевич – канд. техн. наук, старший научный сотрудник,*

*Кулибанов Владимир Николаевич – д-р физ.-мат. наук, зав. лабораторией Института проблем управления им. В.А. Трапезникова РАН.*

*Контактные телефоны: (095) 334-90-30, 334-92-11.*

*E-mail: atlas@ipu.rssi.ru, sayar@ipu.rssi.ru*

#### Анонс

*Читайте в №4 2004 г.:*

*Ротач В.Я. Об адаптивных системах управления с текущей идентификацией объекта*

*Microsoft Ахарта – обоснованный выбор*

*Коростелев А.Я., Грибов В.В., Койда А.А. Методы ускорения создания проекта в SCADA-системе iFix*

*Обсуждение темы: "Системы управления для энергетических объектов"*