

УДК 622.323

СПОСОБЫ И МЕХАТРОННЫЕ КОМПЛЕКСЫ НЕФТЕДОБЫЧИ**Кашаев Р.С., Козелков О.В., Кубанго Б.Э.***ФГБОУ ВО «Казанский государственный энергетический университет»,**Казань, e-mail: kashaev2007@yandex.ru*

Проведен анализ существующих автоматизированных систем нефтедобычи с помощью установок электроцентробежных насосов (УЭЦН) и оптимизации технологических процессов, который показывает, что описанные способы обладают рядом недостатков: отключение УЭЦН плохо сказывается на работе оборудования и нефтяном пласте; низкая надежность, т.к. большое количество циклов отключения/запуска приводит к пробое изоляции обмотки статора, т.к. пусковой ток ПЭД в 4–5 раз превышает номинальный; сложность конструкции и наличие большого числа погружных датчиков в скважине загромождающих участок перфорации; измерительные погружные блоки имеют температурный диапазон < 90 °С, в то время как температура жидкости некоторых скважин достигает 150 °С и выше; УЭЦН своими колебаниями вносит погрешность; пренебрежение таким параметром, как газонасыщенность жидкости; отсутствие сигналов обратной связи изменяющегося момента на валу ПЭД при изменениях параметров жидкости. Сделан вывод о преимуществах метода проточной протонной магнитной резонансной релаксометрии (ППМРР) в мехатронных комплексах для управления нефтедобычей.

Ключевые слова: нефтедобыча, УЭЦН, оптимизация, проточная протонная магнитно-резонансная релаксометрия

METHODS AND MECHATRONIC COMPLEXES OF OIL-MINING**Kashaev R.S., Kozelkov O.V., Kubango B.E.***Kazan State Power Engineering University,**Kazan, e-mail: kashaev2007@yandex.ru*

An analysis is performed of existing automated systems of oil-mining using installations of rotary pumps (UECN) and technology processes optimization, which show that described methods have several shortages: switching off of UECN bad affect on installation equipment and oil deposit; low reliability because great number of switching off/on lead to isolation spark-over due to 4–5 time greater starting current compare to nominal; complicated construction and existence of great number of immersed in bore-hole probe heads which block up the perforation region; measurement blocks have temperature region < 90 °C and at the same time liquid in some bore-holes reach 150 °C and higher; UECN by its vibration introduce an error in probe-heads data; scorn of gas saturation of liquid; absence of reverse signal of drive moment changing at liquid parameters changing. Conclusion is made about the advantages of on-line proton magnetic resonance relaxometry (PPMRR) in mechatronic complexes for control of oil-mining.

Keywords: oil-mining, UECN, optimization, on-line proton magnetic resonance relaxometry

В РФ около 70 000 скважин оснащены установками электроцентробежных центробежных насосов (УЭЦН), которые обеспечивают 70 % нефтедобычи. Исследования показывают, что во многих скважинах с использованием насосов с погружным электродвигателем (ПЭД) имеется потенциал улучшения работы за счет частотно-регулируемой (ЧР) подачи насоса и контроля параметров добываемой жидкости. То есть путем формирования мехатронных комплексов (МК) нефтедобычи, способных в реальном времени автоматически настраиваться на режим оптимального функционирования [2].

Но в нефтяной промышленности, равно как и в энергетике, ощущается отставание по внедрению МК. Это связано с тем, что технологические процессы в нефтедобыче сложны, потоки жидкости отличаются сложностью структур и, как правило, труд-

но поддаются компьютерному моделированию и, соответственно, управлению УЭЦН. Они требуют многопараметрического анализа структур многофазных потоков.

Выход может быть найден путем использования приборов на основе ядерного (протонного) магнитного резонанса (ПМР), позволяющего без пробоподготовки в автоматическом режиме и на потоке осуществлять экспресс-контроль параметров сырья и нефтепродуктов на устье скважины. Метод ПМР обладает способностью контролировать разные физико-химические и технологические показатели, является взрыво- и пожаробезопасным вследствие своей неконтактности и возможности расположения датчика на безопасном расстоянии от электронного блока и оператора. Это позволяет создавать высокоэффективные мехатронные комплексы для нефтяной промышленности и энергетики.

Способы оптимизации добычи нефти с помощью УЭЦН с частотно-регулируемым ПЭД

За последние десятилетия появился ряд патентов, посвященных интенсификации добычи нефти за счет оптимизации работы УЭЦН с ЧР ЭД в разных режимах работы.

Например, проблемой малодебитных скважин является снижение динамического уровня в скважине при превышении производительности УЭЦН. Это вынуждает использовать электроцентробежные насосы (ЭЦН) малой производительности, которые имеют небольшой КПД. Известен способ регулирования производительности скважины путем периодического включения и отключения УЭЦН [2]. Недостатком такого способа является то, что при отключении ЭЦН прерывается подача скважинной жидкости (СКЖ) к наземному оборудованию. Время отключения ЭЦН может достигать 15 и более часов, что отрицательно сказывается на работе оборудования, особенно в зимнее время. Отсутствие отбора СКЖ из скважины приводит к повышению динамического уровня, что отрицательно сказывается на нефтяном пласте. Задача заключается в том, чтобы регулировать производительность УЭЦН для поддержания заданного динамического уровня, при котором обеспечивается непрерывная подача СКЖ без снижения КПД УЭЦН.

Данная задача в патенте РФ № 2287670 [3] для повышения КПД УЭЦН, долговечности наземного оборудования, увеличения межремонтного периода для ЭЦН и ПЭД и увеличения нефтеотдачи решается путем периодического включения/отключения ЭЦН, но при этом часть пластовой жидкости подают к наземному оборудованию, а оставшуюся часть накапливают в гидравлическом аккумуляторе. Для вывода скважин, оборудованных УЭЦН, на стационарный режим работы после проведения подземного ремонта используется способ, основанный на периодическом отключении ПЭД при заданном значении давления на приеме ЭЦН и последующем его запуске по истечении установленной для данной скважины технологической паузы [3]. Недостатками данного способа являются: сложность определения времени, в течение которого происходит накопление СКЖ из пласта, что не обеспечивает эффективного режима освоения и эксплуатации скважины; малая надежность, т.к. большое количество циклов отключения/запуска приводит к старению изоляции обмотки статора.

Известен способ [4] эксплуатации скважины с УЭЦН и ЧР ЭП, основанный на регулировании скорости притока СКЖ из пласта путем периодического повторения циклов, каждый из которых состоит из последовательно осуществляемых запусков ЭЦН при увеличивающейся частоте питающего напряжения, подачи СКЖ в НКТ при повышенной по сравнению с номинальным значением частоты после достижения заданной величины давления в НКТ с последующим отключением ЭЦН и сливом СКЖ из НКТ через ЭЦН в скважину [4]. Недостатками способа в дополнение к предыдущим являются: малая надежность из-за многократных запусков ЭЦН, т.к. пусковой ток ПЭД в 4–5 раз превышает номинальный; сложная конструкция из-за наличия термоманометрической системы, устанавливаемой под ПЭД, что увеличивает стоимость способа эксплуатации скважины.

Известен способ эксплуатации скважины [5], в целом повторяющий способ [4], но регулирование идет по замеру динамического уровня в скважине, его сравнению с требуемым значением, полученным по результатам предыдущего освоения данной скважины, и расчета частоты питающего напряжения для следующего цикла, причем расчет повторяют до полного совмещения гидравлических характеристик ЭЦН и пласта. Дополнительными недостатками являются: сложности замера динамического уровня в работающей скважине, измерительные погружные блоки с микросхемами имеют температурный диапазон $< 90^\circ\text{C}$, в то время как СКЖ некоторых скважин достигает 150°C .

В [6] для интенсификации нефтедобычи предложен способ управления добычей контролем геолого-технических параметров с погружных датчиков при воздействии на пласт для увеличения притока флюида. В качестве таких параметров выбирают наиболее значимые для увеличения притока: давление, температуру, влажность и плотность СКЖ. Их фиксируют в динамике в зависимости от частоты ПЭД и настраивают на поддержание оптимальных значений. Недостатком способа является то, что ЭЦН своими колебаниями вносит погрешность в показания датчиков, загромождающих к тому же участок перфорации; настраивание скважины на максимальный приток из пласта, не совпадающий с оптимальным притоком по геологическим условиям пласта приведет к всасыванию СКЖ из динамического уровня и к его аварийной

остановке. Способ сложен из-за большого числа контролируемых параметров и недостаточно надежен на высокотемпературных пластах из-за микросхем датчиков. Систематическую, но не постоянную и потому трудно учитываемую ошибку контроля параметров вносит отсутствие дегазации СКЖ.

Данные недостатки частично устраняются в патенте РФ [7]. Решаемая задача и ожидаемый результат заключаются в повышении эффективности скважины за счет регулирования подачи Q насоса начиная с минимальной подачи, в зависимости от величины текущей обводненности, контролируемой на поверхности; при упрощении и повышении достоверности способа за счет контроля единственного параметра – дегазированной добываемой жидкости на поверхности. Способ исключает всасывание СКЖ из динамического уровня насоса и, соответственно, его аварийную остановку, надежен на высокотемпературных пластах. Запуск спущенного на НКТ ЭЦН производят на минимальной частоте питающего напряжения и измеряют начальную обводненность W_0 СКЖ на поверхности, увеличивают частоту и измеряют текущую обводненность W , сравнивают ее с предыдущим замером, и если $W \geq W_0$, то продолжают увеличение частоты, пока W не станет $W \leq W_0$. В этом случае начинают уменьшать частоту, пока не станет $W \geq W_0$, и эти условия Q и мощности считают оптимальными. Кроме того, в некоторых случаях определяют диапазон изменения Q ЭЦН, в котором $W = W_0$, который контролируют периодически. Эксплуатация ЭЦН на оптимальной глубине также позволяет оптимизировать Q , т.к. УЭЦН при этом функционирует в установившемся режиме и не требует частых запусков. Запуск на минимальной Q минимизирует стартовые нагрузки. В скважине выше приема ЭЦН скапливается обезвоженная нефть, поэтому уменьшение W по сравнению с W_0 свидетельствует о том, что начинается откачка из столба выше приема ЭЦН, т.е. уменьшение высоты динамического уровня. Это приводит к снижению надежности эксплуатации ЭЦН и аварийной остановке. Поэтому увеличение Q до уровня $W \leq W_0$ позволяет повысить надежность. Недостатком такого способа, на наш взгляд, является пренебрежение таким параметром, как газонасыщенность СКЖ. Кроме того, значение W_0 не обязательно свидетельствует об оптимальных W_0 , Q и мощности ЭЦН, носит случайный характер и возможно, что $W_0 \sim 0$ или наоборот, происходит прорыв

пластовой воды и СКЖ имеет $W_0 \sim 100$. В этом случае описанная технологическая процедура становится абсурдной.

В наиболее подробно описанном и охватывающем все ситуации (26 пунктов формулы изобретения) патенте РФ [8] повышение эффективности добычи обеспечивается своевременным исключением потенциальных проблем, негативно влияющих на добычу. Сущность изобретения: на поверхности и в стволе скважины отслеживают: давление, температуру, вязкость СКЖ, скорость потока, давление и температуру во всасывающем и нагнетательном отверстиях ЭЦН. Используют датчики, распределенные вдоль скважины, для потоковой передачи данных в реальном времени; оценивают данные по модели оптимизации; регулируют работу механизмов искусственного подъема на основе автоматической оценки данных и их трендов. Работа патента иллюстрируется рисунками: на рис. 1 – вертикальный разрез ЭЦН; на рис. 2 – алгоритм системы получения данных; на рис. 3 – графическое представление вычислений в насосе, на рис. 4 – схема последовательности операций, иллюстрирующая методологию диагностики потенциальных ограничений на оптимизацию добычи нефти.

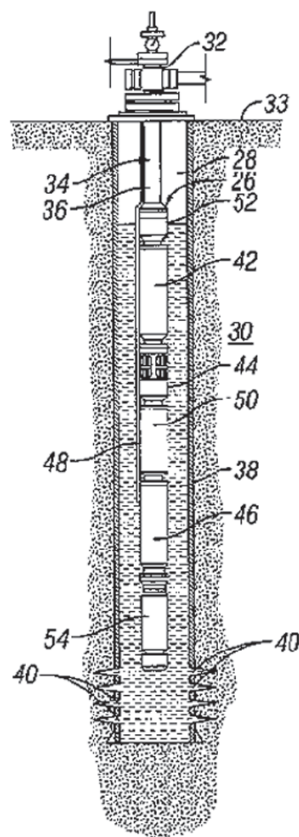


Рис. 1. Вертикальный разрез ЭЦН

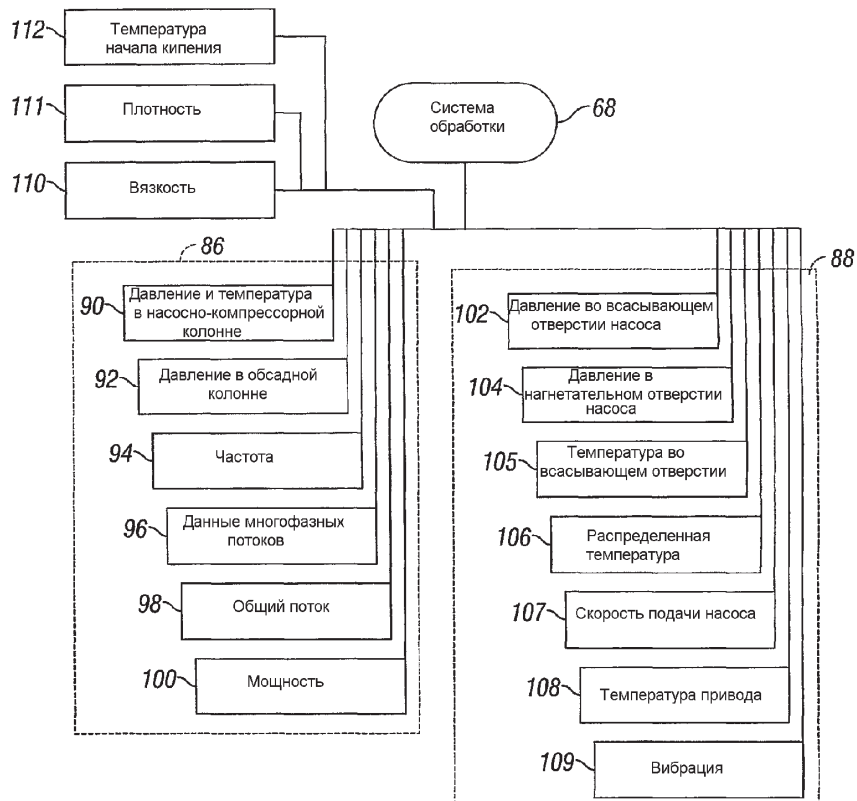


Рис. 2. Алгоритм системы получения данных

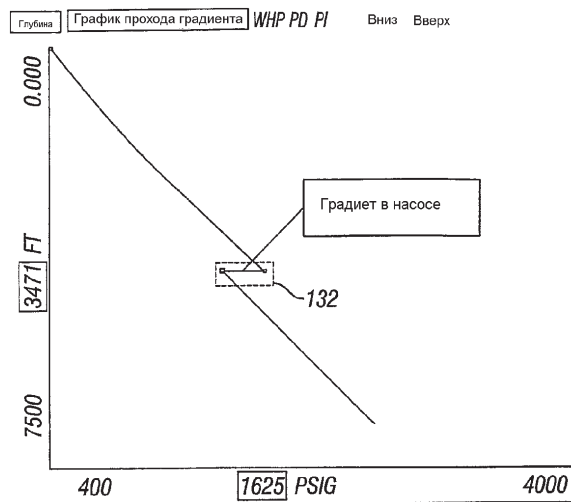


Рис. 3. Графическое представление вычислений в насосе

Недостатками данного патента являются: отсутствие контроля газонасыщенности, наличие множества датчиков контроля в стволе скважины, вынужденных работать при повышенных (до 150 °С) температурах, сложность системы и отсутствие сигналов обратной связи изменяющегося момента на валу ПЭД при изменениях параметров СКЖ.

В процессе добычи нефти УЭЦН имеет место изменение момента сопротивления M_c нагрузки ПЭД, связанное с изменения-

ми наполнения скважины, дебита Q , газонасыщенности G , плотности ρ и вязкости η , а также концентрации воды W в СКЖ. Это сказывается на нагрузке УЭЦН, на устойчивости работы и расходе электроэнергии. Чтобы отслеживать эти изменения, необходимо непрерывно регулировать режим работы УЭЦН. Процесс осложняется несоответствием характеристик УЭЦН и трубопроводной системы скважины – НКТ. Контроль Q , G , ρ и η должен быть оперативным.

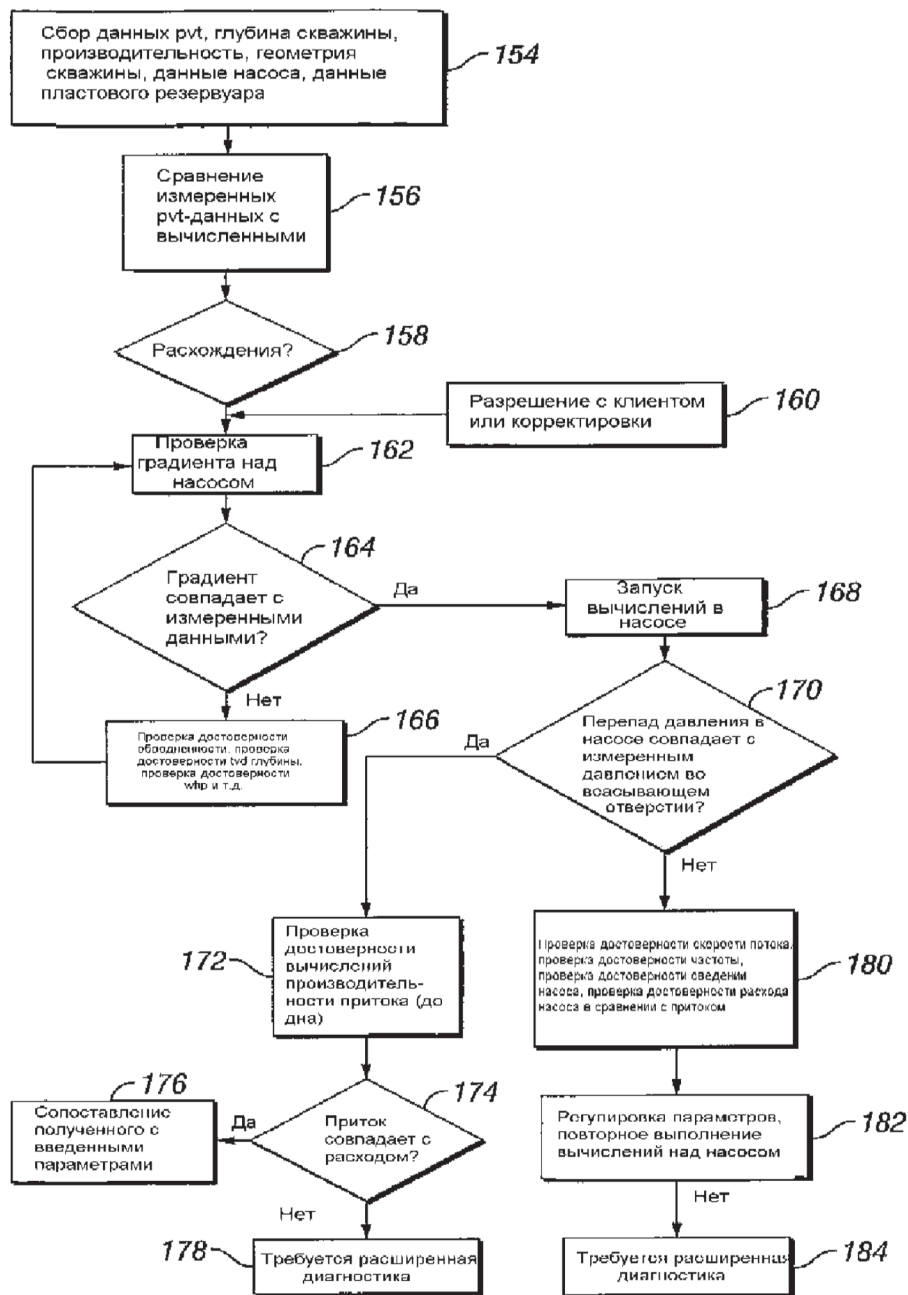


Рис. 4. Схема последовательности операций, иллюстрирующая методологию диагностики потенциальных ограничений на оптимизацию добычи нефти

Таким образом, анализ показывает, что способы описанные в патентах обладают недостатками: отключение УЭЦН плохо сказывается на работе оборудования и нефтяном пласте; низкая надежность, т.к. большое количество циклов отключения/запуска приводит к пробое изоляции обмотки статора, т.к. пусковой ток ПЭД в 4–5 раз превышает номинальный; сложность конструкции и наличие большого числа погружных датчиков в скважине, загромождающих участок перфорации; измерительные

погружные блоки с имеют температурный диапазон $< 90^{\circ}\text{C}$, в то время как температура жидкости некоторых скважин достигает 150°C и выше; УЭЦН своими колебаниями вносит погрешность; пренебрежение таким параметром, как газонасыщенность жидкости; отсутствие сигналов обратной связи изменяющегося момента на валу ПЭД при изменениях параметров жидкости.

Выход из положения может быть найден путем использования приборов и анализаторов на основе ядерного (протонного)

магнитного резонанса (ПМР), позволяющего на поверхности без пробоподготовки в автоматическом режиме на потоке в МК проводить экспресс-контроль и анализ параметров сырья и нефтепродуктов, по методикам описанным в [1]. Метод ПМР обладает многопараметричностью анализа, является взрыво- и пожаробезопасным вследствие своей неконтактности и возможности расположения датчика на безопасном расстоянии от электронного блока и оператора.

Так, с использованием [1] зависимостей плотности ρ , вязкости η , концентрации воды W , газового фактора G от времен спин-решеточной и спин-спиновой релаксации СКЖ, воды и нефти, параметров трубопровода и датчика, *начальных амплитуд спин-эхо в газонасыщенной СКЖ и без газа*, получены зависимости M_c от этих параметров ПМР для температур СКЖ 20°C и 50°C. Например, для 50°C:

$$M_c = \frac{HK_c S \left[(T_2^*)^{-1} + (t)^{-1} \right]}{wh_H} + M_{c0} \left[1 - (A_0 - A_G) / A_0 \right] \times \left[1 + (896,7 - 18,557) - 130,8 (T_{1H})^2 \right] / 65 \ln \times \left[T_{2B} (T_2^* - T_{2H}) 100 \% / T_2^* (T_{2B} - T_{2H}) \right] + 830,$$

где T_{1H} – время спин-решеточной релаксации нефти; T_2^* , T_{2B} , T_{2H} – времена спин-спиновой релаксации СКЖ, воды и нефти; K_c – коэффициент редукиции трубопровода; S – сечение трубопровода; τ – время нахождения нефти в датчике ПМР; A_G и A_0 – начальные амплитуды спин-эхо ПМР в газонасыщенной и обезгаженной СКЖ. По экспериментальным зависимостям напора от производительности $H = f(Q)$ для нефтей с $\rho = 882 \text{ кг/м}^3$ и $\rho = 888 \text{ кг/м}^3$ произведен расчет параметров скважины и показано, что при изменении плотности на $\Delta\rho = 6 \text{ кг/м}^3$ для восстановления режи-

ма работы скважины соответствующему $\rho = 882 \text{ кг/м}^3$, потребуется изменение скорости ЭД на $\Delta\omega = \Delta P / \Delta M = 15 \text{ Гц}$.

Заключение

Анализатор на основе ПМР позволяет на поверхности в автоматическом режиме на потоке в мехатронном комплексе проводить экспресс-контроль параметров СКЖ. Метод ПМР обладает многопараметричностью анализа, а анализатор является взрыво- и пожаробезопасным вследствие своей неконтактности и возможности расположения датчика на безопасном расстоянии от электронного блока и оператора.

Список литературы

1. Кашаев Р.С. Аппаратура и методики ЯМР-анализа нефтяных дисперсных систем // Lambert Academic Publishing. Saarbruchen. – 2012. – 91 с.
2. Международный транслятор «Установки погружных центробежных насосов для добычи нефти» МФ «Технонефтегаз». – М., 1999. – С. 485–490.
3. Пат. 2287670, Российская Федерация МПК E21B43/12. Способ регулирования электроцентробежного насоса и устройство для его осуществления / Сагаловский В.И., Сагаловский А.В., Говберг А.С., Гмызина О.Н., Шкаль Д.А. Заявитель и патентообладатель Центр нефтедобывающего оборудования; опубл. 20.11.2006, Бюл. № 32. – 7 с.
4. Пат. 2057907, Российская Федерация МПК E21B 43/00. Способ эксплуатации малодебитных скважин электронасосами с ЧР приводом / Ханжин В.Г. 14.04.1996.
5. Пат. 2181829, Российская Федерация МПК E21B 43/00, F04D 13/10 Способ вывода скважин с УЭЦН и ЧР приводом на стационарный режим работы / Люстрицкий В.М., Шмидт С.А. Заявитель и патентообладатель Самарский ГТУ; опубл. 27.04.2002, Бюл. № 12.
6. Пат. 2188934, Российская Федерация МПК E21B43/06. Способ интенсификации добычи нефти и газа / Пасечник М.П., Молчанов Е.П., Коряков А.С. Заявитель и патентообладатель ОАО «СибнефтьНоябрьскнефтегазгеофизика»; опубл. 11.09.2002, Бюл. № 25.
7. Пат. 2421605, Российская Федерация МПК E21B43/12. Способ эксплуатации скважины, оборудованной УЭЦН с частотно регулируемым приводом от 19.02.2010 / Латыпов А.Р., Шаякберов В.Ф., Исмагилов Р.Р., Латыпов И.А., Шаякберов Э.В. Заявитель и патентообладатель ООО «РН-УфаниПИнефть»; опубл. 20.06.2010, Бюл. № 17.
8. Пат. 2366804, Российская Федерация МПК E21B43/12 от 21.12.2004. Система и способ оптимизации добычи в скважине с искусственным подъемом / Кадмор Д.Р.(GB), Хаскелл Д.Б. (GB), Миранда Ф.К. (GB). Заявитель и патентообладатель Шлюмберже технологии Б.В. (NL); опубл. 10.09.2009, РСТ W/O № 2005/085590 20050915.