

В.Н. Ивановский, д.т.н., профессор, зав. кафедрой; **А.А. Сабиров**, к.т.н., доцент, зав. лабораторией скважинных насосных установок, e-mail: sabirov@gubkin.ru; **С.А. Карелина**, ассистент РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, e-mail: karelina2007@yandex.ru

ЭНЕРГЕТИКА ДОБЫЧИ НЕФТИ В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ (часть 1)

Рассматриваются проблема мониторинга энергопотребления и пути повышения энергоэффективности добычи нефти. Проанализированы различные способы определения интегральных показателей энергоэффективности, пути повышения энергоэффективности УЭЦН с учетом осложненных условий эксплуатации. Показано, что одним из наиболее выгодных способов снижения энергопотребления является правильный подбор оборудования и режимов работы системы «скважина – насосная установка».

Ключевые слова: интегральные показатели энергоэффективности, энергопотребление, нефтедобывающее оборудование, способы добычи нефти.

Вопросы энергоэффективности добычи нефти наряду с вопросами повышения надежности оборудования являются наиболее важными и требующими постоянного внимания, особенно в условиях эксплуатации нефтяных месторождений в осложненных условиях. Распределение затрат энергии на различные технологические процессы – подъем жидкости, поддержание пластового давления (ППД), промышленный транспорт нефти, воды и газа, их подготовку, реализацию и утилизацию – существенно различается в зависимости от региона и свойств разрабатываемых пластов.

В подавляющем большинстве случаев самым главным потребителем электроэнергии в нефтяной промышленности оказываются скважинные насосные

установки. На рисунке 1 показано типичное распределение потребления энергии нефтедобывающей компании. Именно поэтому в первую очередь нефтяники для улучшения энергетических показателей производства занимаются мониторингом энергопотребления механизированного фонда скважин и внедрением энергоэффективных технологий и оборудования по подъему пластовой жидкости.

Однако мониторинг энергоэффективности и выбор объектов для внедрения оптимальных энергоэффективных технологий затрудняется тем, что скважины механизированного фонда имеют огромный разброс рабочих показателей. Например, обводненность продукции скважин меняется от 0 до 99%; их дебит – от 1 до 10 000 м³/сут.;

глубина расположения динамического уровня – от 200 до 2,5 тыс. м; буферное давление – от 0,1 до 60 атм.; вязкость откачиваемой пластовой жидкости – от 1 до 200 сПз.

В связи с этим прямое сравнение затрат энергии при добыче нефти для определения энергоэффективности обычно не используется, хотя, конечно, истинное потребление энергии должно использоваться для определения интегральных показателей.

СРЕДИ ЭТИХ ИНТЕГРАЛЬНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ДЛЯ МОНИТОРИНГА НАИБОЛЕЕ ЧАСТО ПРИМЕНЯЮТСЯ СЛЕДУЮЩИЕ:

- потенциал энергопотребления – $N_{пол}$;
- установленная мощность – $N_{уст}$;
- потребляемая расчетная активная энергия (час, сутки, месяц, год) – $E_{акт}$;
- фактическое потребление энергии – $E_{факт}$;
- нормативное потребление энергии – $E_{норм}$;
- коэффициент энергоэффективности – $K_{эф}$;
- коэффициент энергопотребления – $K_{эл}$;
- удельное энергопотребление – $K_{удел}$.

Для расчета многих интегральных показателей необходимо знать величину потребляемой мощности, которая при эксплуатации скважин с помощью УЭЦН определяется по формуле:



Рис. 1. Распределение потребления электроэнергии по производственным процессам в ТНК-ВР, 2010 г. [1]

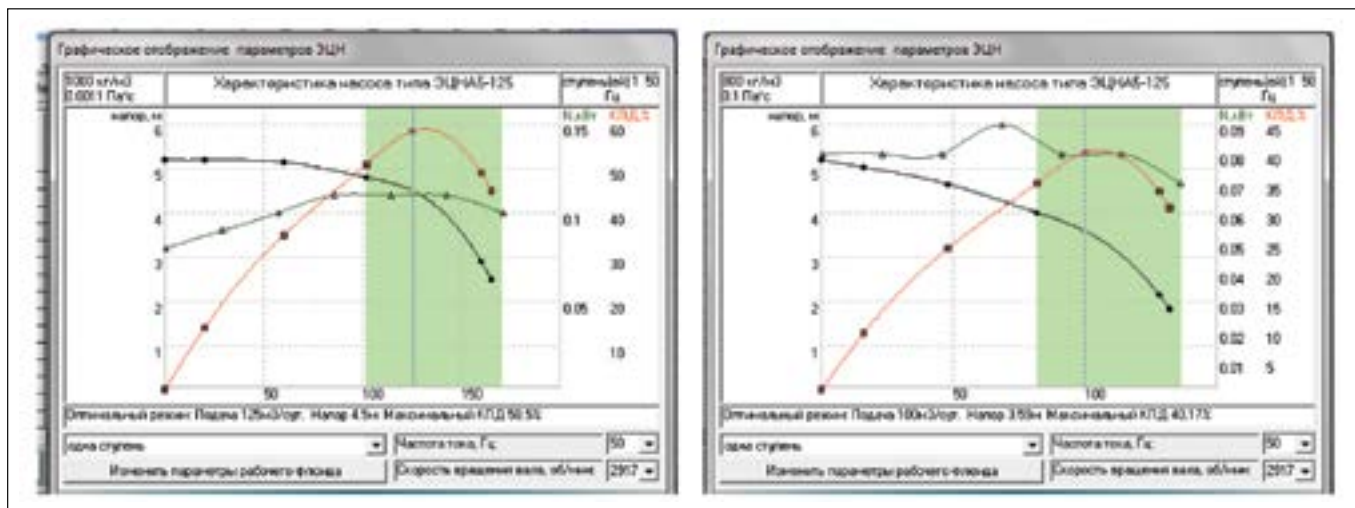


Рис. 2. Характеристики ступени ЭЦН5-125 при работе на воде (а) и на нефти (б)

$$N = (P_{буф} + P_{НКТ} + \rho_{см}gH) * Q / (\eta_{эцн} \eta_{пэд}) + 1,73 * I^2 r \cos \varphi * L_{каб} + N_{тр-р} + N_{суг}$$

где:

- $P_{буф}$, $P_{НКТ}$ – давление в буферном пространстве и НКТ;
- $\rho_{см}$ – плотность смеси; H – динамический уровень;
- Q – подача насоса;
- $\eta_{эцн}$, $\eta_{пэд}$ – КПД соответственно ЭЦН и ПЭД,
- I – рабочий ток;
- r – сопротивление 1 м кабеля; $L_{каб}$ – длина кабеля;
- $\cos \varphi$ – коэффициент загрузки электродвигателя;
- $N_{тр-р}$, $N_{суг}$ – мощность, потребляемая трансформатором и станцией управления (СУ).

Под потенциалом энергопотребления понимается полезная мощность насосной установки, т.е. та величина, к которой можно приблизиться, если КПД всех элементов насосной установки будет равным 100%:

$$N_{пол} = P * Q.$$

Установленная мощность определяется мощностью ПЭД и потерями энергии в кабельной линии и наземных элементах электропривода УЭЦН:

$$N_{уст} = N_{пэд} + N_{каб} + N_{тр-р} + N_{суг}.$$

Потребляемая расчетная активная энергия (в час, сутки, месяц, год) зависит от величин тока, напряжения и коэффициента загрузки:

$$E_{акт} = 1,73 * I * U * \cos \varphi * t.$$

Активная потребляемая мощность определяется с помощью счетчиков энергии (коммерческий учет или технический учет энергии) за учетный момент времени (часы, сутки и т.д.).

Нормативное расчетное потребление энергии определяется как сумма энергии, потребляемой нормированным оборудованием, необходимым для работы в скважинах, которые в настоящий момент времени имеют фактические параметры работы – $Q_{ж}$, $H_{дин}$, $P_{буф}$ и т.д. **Нормированное (эталонное) оборудование** – оборудование, обеспечивающее потребные рабочие показатели (дебит, напор и т.д.) при максимально возможных КПД и минимально возможных потерях в узлах УЭЦН.

Большой интерес для производителей представляет **потенциал энергоэффективности ΔE** – разность между потребляемой активной энергией (в час, сутки, месяц, год) и нормативным потреблением энергии $\Delta E = E_{акт} - E_{норм}$. Для оценки затрат электроэнергии могут использоваться **коэффициент энергоэффективности $K_{эф} = E_{норм} : E_{факт}$** и **коэффициент энергопотребления $K_{эф факт} = N_{пол} : E_{факт} * t$** – для фактических и **$K_{эф норм} = N_{пол} : E_{норм} * t$** – для нормированных затрат энергии.

В случае необходимости сравнения энергоэффективности разных объектов нефтедобычи используются показатели удельных затрат энергии, например – **коэффициент удельного энергопотребления**

$$K_{удел} = E : Q_{ж}$$

где $Q_{ж}$ – добыча пластовой жидкости ($м^3$);

$$\text{или } K_{удел} = E : (Q_{ж} * H_{дин}),$$

где $H_{дин}$ – величина динамического уровня (м).

Вместо объема пластовой жидкости может использоваться и величина дебита по нефти.

Несмотря на то что за последние годы были проведены очень большие работы по повышению энергоэффективности нефтедобывающего оборудования, не всегда применение даже самых новых видов оборудования обеспечивает снижение потребления энергии. На этот показатель очень большое влияние оказывают осложненные условия эксплуатации: повышенная вязкость пластового флюида, высокое содержание свободного газа, отложение солей, асфальтенов, смол, парафинов (АСП). Хорошо известно, что увеличение вязкости перекачиваемой жидкости значительно уменьшает эффективность работы центробежных насосов (рис. 2), особенно это сильно проявляется в насосах, рабочие колеса которых имеют импеллеры – радиальные лопатки на вращающемся диске.

При откачке высоковязкой жидкости снижается энергоэффективность применения и штанговых насосов в связи с увеличением сил гидравлического трения колонны штанг и увеличением потерь в клапанных узлах.

В то же самое время увеличение вязкости пластового флюида обеспечивает снижение утечек при работе винтового насоса, что приводит к повышению КПД этого вида оборудования.

Ухудшается работа насосных установок и при наличии свободного газа в откачиваемой жидкости: снижается напор

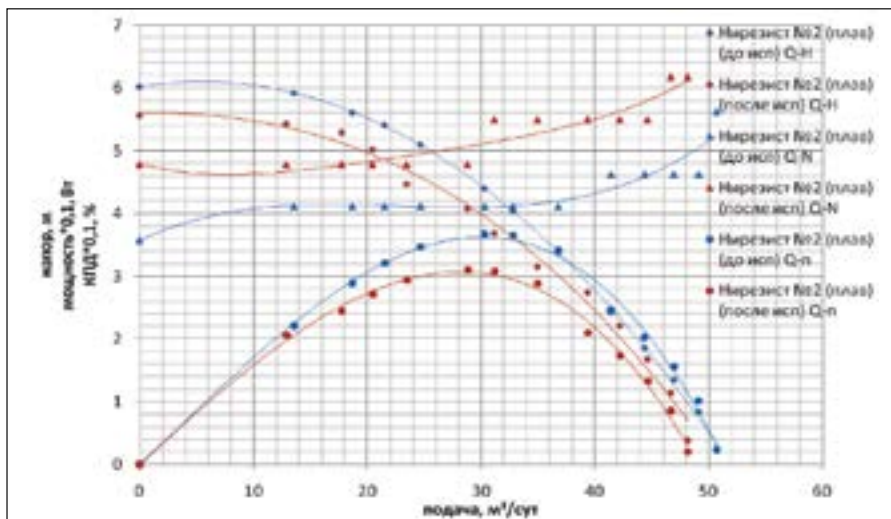


Рис. 3. Характеристики ступени ЭЦН5-30 с плавающими колесами до (синие точки и линии) и после отложения солей (красные точки и линии); толщина отложений – от 0,2 до 0,6 мм

и подача центробежного насоса, уменьшаются коэффициенты наполнения и подачи штангового насоса, увеличиваются силы трения штанг о поверхность НКТ.

Значительно снижается энергоэффективность работы скважинного насосного оборудования при отложениях солей и АСП за счет дополнительных потерь на трение всех подвижных элементов оборудования и перегрева погружного оборудования, в первую очередь – электрооборудования.

Опыт работы разных нефтяных компаний, сервисных предприятий и фирм по созданию нефтедобывающего оборудования и технологий добычи нефти

показал, что для разных условий эксплуатации должны применяться различные варианты энергосбережения. В таблице представлены некоторые виды мероприятий, а также технологические эффекты, способствующие снижению энергопотребления.

Как видно из таблицы, наиболее энергоэффективны мероприятия, практически не связанные с разработкой и применением новых технических решений и разработкой новых дорогостоящих технологий. Конечно, это ни в коей мере не говорит о том, что создание новых видов энергоэффективных технологий и техники в настоящее время не требуется для работы в осложненных условиях

эксплуатации нефтяной промышленности. Просто во многих случаях снижения энергопотребления можно добиться с помощью технологических приемов: правильного выбора оборудования и режимов работы системы «пласт – скважина – насосная установка».

Несмотря на мысль о том, что самым выгодным является просто правильный выбор всех элементов оборудования и оптимизация их использования, нельзя не согласиться, что это возможно только в том случае, когда такой выбор возможен. Это касается и стандартного оборудования, и специальных устройств, которые должны использоваться в осложненных условиях эксплуатации. Как уже было сказано выше, одним из осложнений, встречающихся при интенсификации добычи нефти, является откачка пластовой жидкости с большим содержанием свободного, нерастворенного газа.

Известно, что характеристика ЭЦН при перекачке газожидкостной смеси с высоким содержанием свободного газа резко ухудшается (снижается напор, подача, КПД, значительная часть ступеней работают только как диспергирующие, повышается температура как самого насоса, так и перекачиваемого флюида), поэтому для таких случаев применяются предвключенные устройства.

Одним из наиболее часто применяемых видов предвключенных устройств являются газосепараторы. В задачу настоящей статьи не входит анализ конструк-

Таблица. Рейтинг мероприятий по повышению энергоэффективности

Мероприятие	Снижение энергопотребления, %	Технологический эффект
Энергоэффективный дизайн ЭЦН	До 50	Снижение потерь на 2–150 кВт за счет комплекса мероприятий по дизайну УЭЦН с максимальными КПД каждого элемента установки
Циклическая эксплуатация мало- и среднедебитных скважин	До 50	Снижение потерь на 5–15 кВт за счет перехода на эксплуатацию скважины высокодебитными УЭЦН с максимальным КПД
Замена высокодебитных ЭЦН с КПД 54% на энергоэффективные с КПД 70%	10–25	Снижение потерь на 5–50 кВт за счет увеличения КПД ЭЦН
Замена асинхронного двигателя на вентильный в комплекте со станцией управления	7–10	Снижение потерь на 1–20 кВт за счет высокого КПД ПЭД и снижения потерь в кабеле
Увеличение загрузки ПЭД	2–7	Снижение потерь на 1–10 кВт за счет увеличения КПД ПЭД
Применение ПЭД с повышенным напряжением	3–5	Снижение потерь на 1–7 кВт за счет снижения потерь в кабеле на 40%
Увеличение сечения силового кабеля	1–5	Снижение потерь в кабеле на 1–7 кВт за счет увеличения его сечения
Увеличение диаметра НКТ на высокодебитных скважинах	0,5–5	Снижение потерь на 1–7 кВт за счет снижения потерь напора

ций и принципов действия применяемых газосепараторов, достаточно просто сказать, что обоснованное применение газосепараторов снижает концентрацию свободного газа в перекачиваемой ЭЦН смеси, что восстанавливает нормальную рабочую характеристику. При этом КПД самих центробежных насосов повышается, однако применение газосепараторов приводит и к возникновению неблагоприятных условий: наличие большого количества газа в затрубном пространстве, отжим динамического уровня, увеличение плотности откачиваемой жидкости в колонне НКТ и снижение «эффекта газлифта» при движении жидкости от насоса к устью скважины. Расчеты показывают, что при обводненности до 50%, давлении насыщения до 10 МПа, буферном давлении до 2 МПа и динамическом уровне в 1500 м так называемая работа газа составляет около 50 м водяного столба. При дебите скважины в 100 м³/сут. дополнительная мощность для компенсации потери «работы газа» составляет около 2 кВт, мощность, потребляемая газосепаратором, в соответствии с паспортными данными составляет еще 1,5–2 кВт. При этом экономия мощности за счет повышения КПД насоса на 15% при применении газосепаратора составляет при указанных условиях эксплуатации около 7 кВт. В эту экономию входит снижение мощности, потребляемой самим насосом, ПЭД и снижение потерь в кабельной линии за счет снижения величины тока. В некоторых случаях для утилизации газа из затрубного пространства в составе скважинного оборудования используются струйные аппараты или перепускные клапаны. Если струйный аппарат располагают ниже условного динамического уровня, то говорят о применении струйного насоса, если выше – струйного компрессора. Применение струйных аппаратов требует компромиссного решения, т.к. увеличение глубины расположения ввода газа в колонну НКТ будет увеличивать «работу газа», следовательно – уменьшать потребление энергии на подъем жидкости. Однако при этом будет увеличиваться давление, срабатываемое на струйном аппарате, и мощность, потребляемая насосной установкой в сборе. Поэтому для оптимизации использования струйных аппаратов в сочетании с установками ЭЦН необходимо проведение довольно сложных расчетов, т.е. работ по энергоэффективному дизайну. Эти расчеты показывают, что с точки зрения энергоэффективности применение системы «тандем» (УЭЦН + струйный аппарат) зачастую не имеет эффекта и может использоваться только как система, обеспечивающая отбор газа из затрубного пространства.

Применение в составе УЭЦН вместо газосепараторов диспергаторов или диспергирующих ступеней (секций) не приводит к указанным выше недостаткам, при этом нет необходимости в компенсации потерь «работы газа». Затраты мощности на работу диспергатора и снижение затрат мощности за счет повышения КПД насоса можно считать практически равными, в связи с чем применение диспергаторов практически не изменяет энергоэффективность УЭЦН. Естественно, что условия необходимости применения газосепараторов и диспергаторов разные, поэтому сравнивать энергоэффективность УЭЦН с газосепаратором и диспергатором можно только по интегральным показателям, например по коэффициенту энергопотребления или по коэффициенту удельного энергопотребления.

Разработанные на основе осевых или гибридных (центробежно-осевых) рабочих колес диспергирующие ступени и



Выявляя дефекты. Избегая потерь.

Тепловизор **testo 875i** надежно выявляет причины неполадок на нефтеперерабатывающих предприятиях.

- Термограммы с разрешением 320x240 пикселей с технологией SuperResolution (детектор 160x120 пк)
- Автоматическое распознавание горячих точек
- Сменный объектив для измерений на разных расстояниях

секции имеют практически те же области применения, что и диспергаторы, т.е. при концентрации свободного газа на приеме насоса до 40–50%. Применение диспергирующих ступеней требует затрат дополнительной мощности, но при этом имеется экономия мощности за счет «работы газа», поднимающегося по колонне НКТ. Сравнение этих затрат мощности должно проводиться для каждого конкретного случая, при этом расчеты показывают, что применение диспергирующих ступеней для дебитов до 60–80 м³/сут. не дают энергетического эффекта, а при дебитах скважин свыше 200 м³/сут. технический эффект (повышение наработки до отказа) обычно сопровождается энергетическим эффектом (снижение удельного расхода энергии).

В последнее время все чаще применяются скважинные системы, в которых УЭЦН располагается под пакером, при этом в подпакерной зоне всегда собирается свободный газ, отсепарированный с приема погружного насоса. Для использования таких систем приходится использовать струйные аппараты, мультифазные насосы или клапаны, обеспечивающие перепуск газа в надпакерную зону или в колонну НКТ. При этом сравнение энергоэффективности возможных вариантов должно проводиться с учетом потерь, возникающих в элементах указанных видов оборудования.

Современные условия добычи нефти практически всегда связаны с сопутствующими осложнениями – отложениями солей, асфальтенов, смол, парафина (АСП), выносом механических примесей. Известно, что в общем объ-

еме отказов скважинного оборудования забивание проходных каналов рабочих колес и направляющих аппаратов ЭЦН отложениями солей и АСП, а также механическими примесями занимает до 50–60%. В первую очередь это относится к мало- и среднедебитным насосным установкам, т.к. гидравлические каналы именно этих установок имеют малые геометрические размеры, которые наиболее быстро забиваются отложениями. Понятно, что перед физическим отказом оборудования происходит параметрический отказ, связанный со значительным снижением рабочих параметров – подачей, напором, КПД. Все это приводит к значительному увеличению потребляемой мощности, а следовательно, к снижению энергоэффективности добычи нефти.

Для устранения этой проблемы эффективно применение циклической эксплуатации скважин, специальных конструкций рабочих колес и направляющих аппаратов, покрытий и материалов, имеющих малую адгезию к отложениям солей и АСП. При циклической эксплуатации используются вместо малodeбитных высокодебитные насосные установки, которые имеют достаточно большие проходные каналы и более высокие КПД. Высокие КПД обеспечивают снижение температуры оборудования и жидкости, что уменьшает выпадение солей. Теоретические и экспериментальные работы российских и зарубежных исследователей позволили создать конструкции, в которых уменьшены застойные зоны, являющиеся основными местами отложения солей и АСП. Некоторые конструкции рабочих органов имеют покрытия, об-

ладающие минимальной адгезией к тем или иным солям, выпадающим из пластовой жидкости [2, 3]. Многократно специалисты обращались к неметаллическим материалам, из которых изготавливались рабочие колеса (РК) и лопаточные системы направляющих аппаратов (НА) [4]. Например, РК и НА производства фирмы «Ижнефтепласт» имеют минимальные отложения солей и АСП, а также малые высоты неровностей (шероховатость), которая повышает КПД при перекачке пластовой жидкости. Анализ промысловых данных показывает, что применение неметаллических или металлических РК и НА со специальными покрытиями позволяет снизить энергопотребление на 5–15% по сравнению со стандартным исполнением оборудования в скважинах с интенсивным солеотложением. Кроме этого, применение низкоадгезионных рабочих колес и направляющих аппаратов увеличивает наработку до отказа скважинного оборудования.

Литература:

1. Каверин М.Н. Результаты пилотного проекта по энергосберегающему дизайну // Вестник механизированной добычи нефти. – М.: ТНК-ВР, 2012.
2. Ивановский В.Н. Энергетика добычи нефти: основные направления оптимизации энергопотребления // Инженерная практика. – 2011. – № 6. – С. 9–18.
3. Ивановский В.Н., Сазонов Ю.А., Соколов Н.Н., Сабиров А.А., Донской Ю.А. Теоретические и экспериментальные исследования УЭЦН с открытыми рабочими колесами: Тезисы 2-й научно-практической конференции «Механизированная добыча нефти» // Нефтегазовая вертикаль. – 2006. – Июнь.
4. Меркушев Ю.М. Новый подход к оценке энергоэффективности при подборе ЭЦН к скважине. Новая линейка низкоадгезионных ЭЦН производства «Ижнефтепласт» // Нефтегазовая вертикаль. – 2013. – Июнь.

Energy sector

V.N. Ivanovskiy, head of department, professor; A.A. Sabirov, doctor Pf, chief of scientific laboratory; S.A. Karelina, assistant, Gubkin Russian State University of Oil and Gas

Oil production power in the complicated conditions

The problem of monitoring of power consumption and way of increase of energy efficiency of oil production is considered. Various ways of definition of integrated indicators of energy efficiency, way of increase of energy efficiency of ESP taking into account the complicated service conditions are analysed. It is shown that one of the most favorable ways of decrease in power consumption is the correct selection of the equipment and working hours of system «a well – pump installation».

Keywords: integrated indicators of energy efficiency, power consumption, oil-extracting equipment, ways of oil production.

References:

1. Kaverin M.N. Rezul'taty pilotnogo proekta po energosberegayutshemu dizainu (Results of pilot project on energy saving design) // Bulletin of mechanized oil production. – Moscow: TNK-BP, 2012.
2. Ivanovskiy V.N. Energetika dobychi nefiti: osnovnye napravleniya optimizatsii energopotrebleniya (Oil production power engineering: main directions of power consumption optimization) // Engineering practice. – 2011. – No. 6. – P. 9–18.
3. Ivanovskiy V.N., Sazonov Yu.A., Sokolov N.N., Sabirov A.A., Donskoy Yu.A. Teoreticheskie i eksperimental'nye issledovaniya UENTs s otkrytymi rabochimi kolesami (Theoretical and experimental research of electrically driven centrifugal pumps with open working impellers): Theses of the 2nd research and practice conference «Mechanized Oil Production» // Oil and gas vertical. – 2006. – June.
4. Merkushev Yu.M. Novyi podkhod k otsenke energoeffektivnosti pri podbore ENTs k skvazhine. Novaya lineika nizkoadgезionnykh ENTs proizvodstva Inzhnefteplast (New approach to efficiency assessment when selecting an electrically driven centrifugal pump for the well. New range of low adhesion electrically driven centrifugal pumps by Inzhnefteplast) // Oil and gas vertical. – 2013. – June.