

УДК 622.276

**ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ВНУТРИСКВАЖИННОЙ ДЕЭМУЛЬСАЦИИ  
ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ УЭЦН  
НА АРЛАНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**

**EXPERIENCE IN THE USE OF DOWNHOLE DEMULSIFICATION TO  
IMPROVE OPERATIONAL EFFICIENCY OF THE ESP ARLAN FIELD**

**Гумеров О.А., Гумеров К.О., Изосимов В.А.**

**ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной технический  
университет», г. Уфа, Российская федерация**

**ФГБОУ ВПО Национальный минерально-сырьевой университет  
«Горный», г. Санкт-Петербург, Российская федерация**

**ОАО АНК «Башнефть», Российская федерация**

**O.A. Gumerov, C.O. Gumerov, V.A. Izosimov**

**FSBEI HPE “Ufa State Petroleum Technological University”,  
Ufa, the Russian Federation**

**FSBEI HPE “National Mineral Resources University “Mining”,  
Saint-Petersburg, the Russian Federation**

**“Bashneft”, Ufa, the Russian Federation**

**Аннотация.** В настоящее время нефтегазодобывающие компании проводят политику значительной экономии средств и ресурсов. В АНК «Башнефть» реализуется целый комплекс программ по энергосбережению и повышению энергоэффективности производства. Программа энергосбережения и применения энергосберегающих технологий в значительной степени связаны с сокращением потерь электроэнергии и сокращением межремонтного периода работы применяемого оборудования. Осуществление этих программ возможно только благодаря

постоянному исследованию процессов происходящих при работе энергоемкого оборудования и своевременного принятия решения.

Проблема повышения эффективности работы скважинного оборудования связана с увеличением рентабельности добычи нефти за счет использования прогрессивных технологий и увеличения межремонтного периода работы. В данной статье рассматривается метод внутрискважинной деэмульсации, применяемый для повышения эффективности эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН (установка электроцентробежного насоса). Метод используется в условиях образования в подъемном оборудовании высоковязких устойчивых водонефтяных эмульсий. Их образование приводит к частому выходу из строя насосного оборудования, увеличению количества ремонтных работ и, соответственно, увеличению затрат на добычу нефти.

Как показали проведенные исследования, воздействие на продукцию скважин в момент формирования эмульсионной системы позволяет значительно снизить вязкостные свойства движущейся смеси. В статье приводятся результаты промысловых испытаний технологии закачки деэмульгатора с помощью СПКУ (специальное погружное кабельное устройство) и вывод скважины на режим с помощью частотного регулирования привода. Применение данных технологий позволило сократить затраты на подъем продукции скважин и увеличить добычу нефти.

**Abstract.** Currently, oil and gas companies have policies significant savings in costs and resources. In Bashneft implemented a range of programs on energy saving and increasing energy efficiency of production. The program of energy saving and energy-saving technologies to be significantly associated with the reduction of energy losses and reduce the turnaround time of operation of the equipment. The implementation of these programs is only possible through constant research processes occur when the energy-consuming equipment and timely decision making.

The problem of increasing the efficiency of downhole equipment associated with an increase in the profitability of oil production through the use of advanced technologies and increase the turnaround time. This article discusses a method of downhole demulsification used to increase the efficiency of operation of the wells equipped with ESP. The method used in the conditions of education in lifting equipment high-viscosity stable oil-water emulsions. Their formation leads to frequent failure of pumping equipment, the increase in the number of repairs and, consequently, higher costs of oil production. As studies have shown, the impact on production wells at the time of formation of emulsion systems can significantly reduce frictional properties of the moving mixture. The article presents the results of field tests of the technology of injection of the demulsifier with SPCU and withdrawal wells in the mode with frequency control of the drive. The application of these technologies has allowed to reduce costs on the rise of production wells to increase oil production.

**Ключевые слова:** месторождение, эффективность, скважина, добыча нефти, эмульсия, деэмульгатор, межремонтный период, вывод на режим, частотное регулирование.

**Key words:** field, the effectiveness, well, crude oil, emulsion, demulsifier, overhaul period, the output mode, frequency regulation.

Арланское месторождение является уникальным месторождением по запасам и истории разработки. Большое количество проведенных исследований и применяемых технологий обуславливает высокую эффективность разработки основных объектов этого месторождения. Несмотря на высокие технологические показатели, ряд проблем при эксплуатации скважин до сих пор не решен. Поэтому повышение эффективности эксплуатации скважин является актуальной задачей стоящей перед нефтегазодобывающим предприятием «Арланнефть».

Динамика показателей разработки Арланского месторождения показывает (рисунок 1) рост добычи жидкости и нефти за последние 4 года, при снижении количества добывающих скважин. Это свидетельствует об увеличении дебитов скважин при незначительном росте обводненности продукции. Рост добычи нефти на Арланском месторождении связан с широким применением высокопроизводительного погружного насосного оборудования.

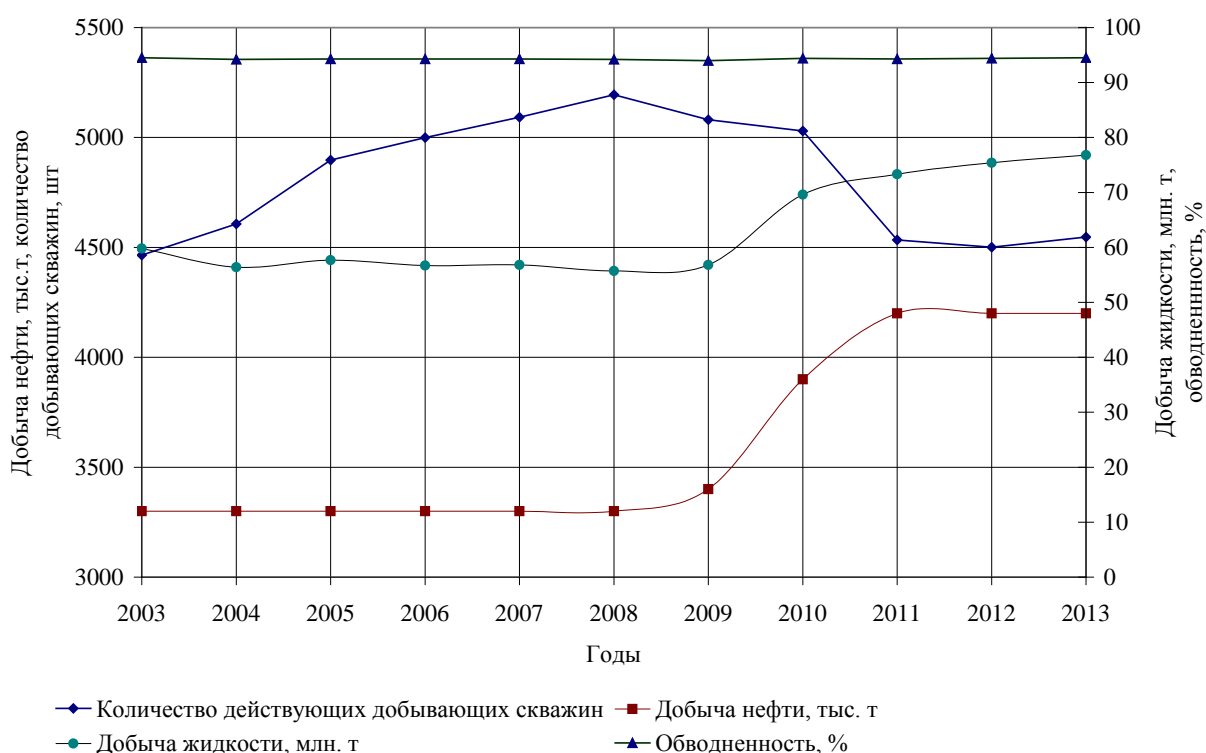


Рисунок 1. Динамика показателей разработки НГДУ «Арланнефть»

Эксплуатация скважин, оборудованных УЭЦН, связана со значительным изменением термобарических условий движения нефти, воды и газа. Процессами, значительно влияющими на эффективность работы УЭЦН в скважинах, являются выделяющийся из нефти газ, выпадение и образование солеотложений и АСПО (асфальтосмолопарафиновые отложения), образование высоковязких эмульсий, наличие механических примесей в составе жидкостей, выносимых из пласта.

При добыче обводненной нефти происходят процессы диспергирования одной жидкости в другой. Образование стойких эмульсий в скважине при эксплуатации УЭЦН происходит интенсивно, так как УЭЦН является одним из лучших диспергаторов. В процессе прохождения жидкости через рабочие колеса образуется эмульсия, вязкость которой может повышаться в десятки раз по сравнению с вязкостью нефти [1], при этом, оказывая прямое влияние на рабочие характеристики УЭЦН и межремонтный период работы скважины.

На Арланском нефтяном месторождении нефтеносными являются песчаники терригенной толщи нижнего карбона, а также карбонатные отложения нижнего (турнейский ярус) и среднего (московский ярус) каменноугольного возраста. Коллекторами нефти терригенной толщи нижнего карбона Арланского месторождения являются мелкозернистые песчаники и крупнозернистые алевриты, которые чередуются в вертикальном разрезе с прослоями глинистых и углисто-глинистых пород. Толщина песчаных пластов и их количество крайне непостоянны даже в пределах отдельных площадей. Терригенная толща нижнего карбона имеет исключительно сложное геологическое строение. В таблице 1 приведены основные характеристики пород коллекторов Арланского месторождения.

Таблица 2. Компонентный состав попутных газов терригенной толщи нижнего карбона

| Компоненты                           | Площади   |                    |               |         |
|--------------------------------------|-----------|--------------------|---------------|---------|
|                                      | Арланская | Никола-Березовская | Новоказинская | Вятская |
| H <sub>2</sub> S, %                  | -         | -                  | -             | -       |
| CO <sub>2</sub> , %                  | 0,86      | 2,04               | 0,76          | 1,7     |
| N <sub>2</sub> , %                   | 42,01     | 41,97              | 38,02         | 46,2    |
| CH <sub>4</sub> , %                  | 12,29     | 6,29               | 17,15         | 8,2     |
| C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> , %    | 8,91      | 11,21              | 10,39         | 12,6    |
| C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> , %    | 19,6      | 20,3               | 17,7          | 17,8    |
| C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> , %   | 10,8      | 11,2               | 10,4          | 9,9     |
| C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> , %   | 6,75      | 6,75               | 5,81          | 4,0     |
| Плотность газа,<br>кг/м <sup>3</sup> | 1,261     | -                  | 1,286         | -       |

Поверхностные нефти терригенной толщи нижнего карбона достаточно хорошо изучены. По данным исследованных проб плотность нефти составляет 881...915 кг/м<sup>3</sup>, содержание серы до 3, смол до 16 и асфальтенов до 7,5%. В целом нефти тяжелые, смолистые, высокосернистые.

Попутные газы жирные, с высоким содержанием азота (до 42% объемных), в углеводородной части преобладают метан и пропан (таблица 2). Содержание редких газов – некондиционное (0,005 – 0,01).

В процессе разработки при низких забойных давлениях происходит разгазирование нефти в пласте. В первую очередь выделяется азот, обладающий наибольшим парциальным давлением. После выделения азота газовый фактор сильно снижается (до 1 м<sup>3</sup>/т), состав нефтяного газа изменяется. Последующее движение газожидкостной смеси сопровождается снижением давления и, как следствие, дальнейшим выделением свободного газа.

Воды основного продуктивного горизонта терригенной толщи нижнего карбона имеют следующую характеристику: плотность 1170...1180 кг/м<sup>3</sup>, минерализация 750...800 мг-экв/100 г; хлоридно-кальциевый тип, хлоридная группа, натриевая подгруппа S<sub>1</sub>, S<sub>2</sub>, A<sub>2</sub>. Преобладают хлориды натрия и калия.

Пластовые воды терригенной толщи нижнего карбона – высокоминерализованные растворы. Из 99% общего содержания солей в основном хлориды натрия, кальция и магния. Вязкость воды в пластовых условиях 1,6 мПа·с, коэффициенты сжимаемости  $2,6 \cdot 10^{-4}$  МПа<sup>-1</sup>, термического расширения  $4 \cdot 10^{-4}$  °С<sup>-1</sup>.

Разработка Арланского месторождения ведется скважинами, в основном оборудованными ШСНУ (штанговая скважинная насосная установка) и УЭЦН. Это два основных способа эксплуатации. На рисунке 2 представлена динамика соотношения фонда скважин по способам эксплуатации и добычи нефти.

Таблица 1. Геолого-физическая характеристика объектов разработки Арланского месторождения НГДУ «Арланнефть»

| Объект | Характеристика объектов |                             |   |                               |   | Характеристика нефти               |  |                    |                        |                                  |
|--------|-------------------------|-----------------------------|---|-------------------------------|---|------------------------------------|--|--------------------|------------------------|----------------------------------|
|        | Литология               | Глубина залегания пласта, м | Эффективная нефте-насыщенная толщина, м | Открытая пористость, доли ед. | Коэффициент проницаемости, мкм <sup>2</sup> | Плотность нефти, кг/м <sup>3</sup> | Коэффициент динамической вязкости, мПа·с | Содержание серы, % | Содержание парафина, % | Содержание смол и асфальтенов, % |
| КТСК   | карбонаты               | 710...1040                  | 0,8...4,5                               | 0,11...0,209                  | 0,002...0,182                               | 852...911                          | 5,5...23,6                               | 1,2...3,3          | 1,7...6,5              | 1,7...20,4                       |
| ТТНК   | песчаники               | 1130...1390                 | 0,6...8,5                               | 0,17...0,25                   | 0,015...3,925                               | 872...950                          | 10,7...84                                | 1,4...3,6          | 1,1...8,3              | 2,3...25,1                       |
| КТНК   | карбонаты               | 1170...1500                 | 0,6...8,4                               | 0,08...0,19                   | 0,003...0,169                               | 885...936                          | 6,5...48,2                               | 2,3...3,4          | 1,8...6,8              | 2,8...19,1                       |
| КТВД   | карбонаты               | 1325...1750                 | 1,2...12,4                              | 0,06...0,17                   | 0,02...0,142                                | 894...949                          | 4,2...80,2                               | 2,2...5,7          | 1,7...4,0              | 7,7...27,5                       |
| ТТД    | песчаники               | 1810...2000                 | 0,3...3,3                               | 0,07...0,21                   | 0,037...0,588                               | 854...907                          | 3,5...41,3                               | 1,8...3,1          | 1,95...6,4             | 2,0...38,6                       |

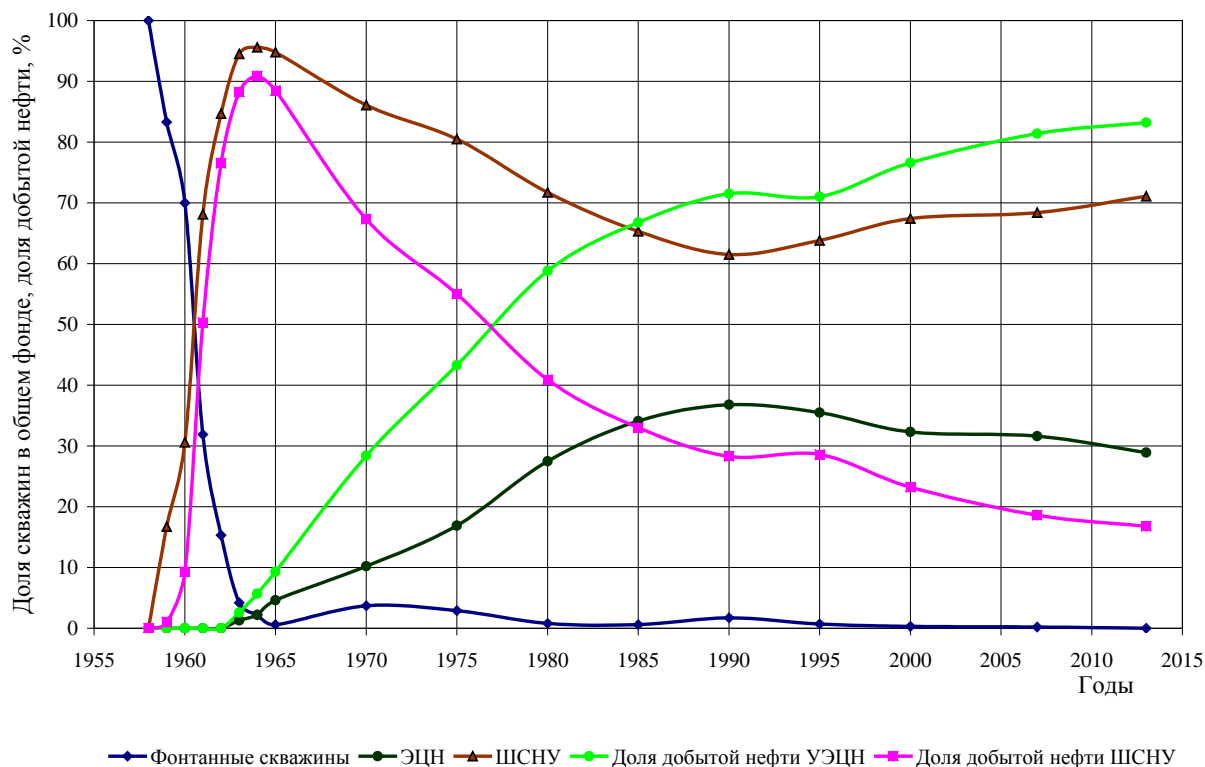


Рисунок 2. Динамика соотношения фонда скважин по способам эксплуатации и добычи нефти

В настоящий момент на Арланском месторождении отсутствуют в действующем фонде фонтанные скважины. По количеству скважин наибольшее количество имеют ШСНУ. Однако доля добычи нефти из них значительно меньше, чем для УЭЦН, примерно в 5 раз.

Диапазон применения типоразмеров насосов широк. По производительности от 15 до 125 м<sup>3</sup>/сут. Соотношение представлено на диаграмме (рисунок 3). Наибольшее количество на Арланском месторождении применяются ПЭЦН производительностью 50 м<sup>3</sup>/сут – 61%.

Распределение фонда скважин по обводненности представлено на рисунке 4. Основное количество скважин, которые дают продукцию, относится к высокообводненному фонду (обводненность более 50%). При обводненности в диапазоне 30...70% скважины осложнены повышенными значениями вязкости поднимающейся по стволу скважины водонефтегазовой смеси.



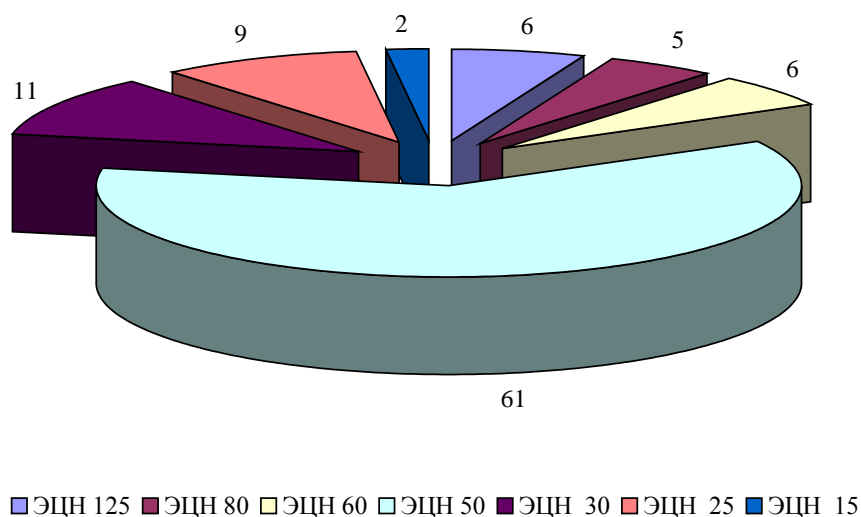


Рисунок 3. Распределение ЭЦН по типам в %

Средний дебит нефти – 2,9 т/сут. Средний дебит жидкости – 34,9 м<sup>3</sup>/сут. Действующий фонд нефтяных скважин по НГДУ – 7 107 скважин, в т.ч. по Арланскому месторождению – 4 547 скважин.

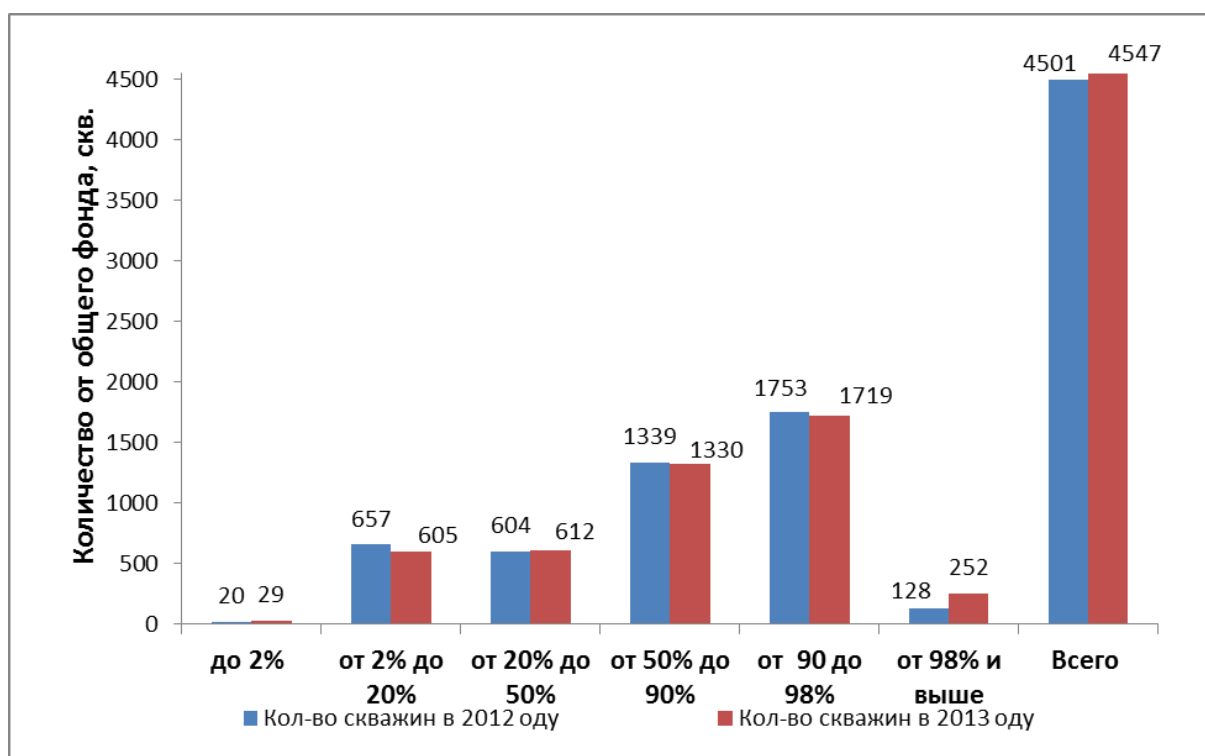


Рисунок 4. Распределение фонда добывающих скважин Арланского месторождения по обводненности

Эффективность работы УЭЦН определяется двумя основными параметрами – МРП (межремонтный период) и наработкой на отказ. Анализ этих характеристик показал, что за последние 2 года имеется

тенденция снижения МРП и роста числа ремонтируемых скважин (рисунок 5). Это прежде всего связано с увеличением дебитов скважин и использованием форсированных режимов работы УЭЦН.

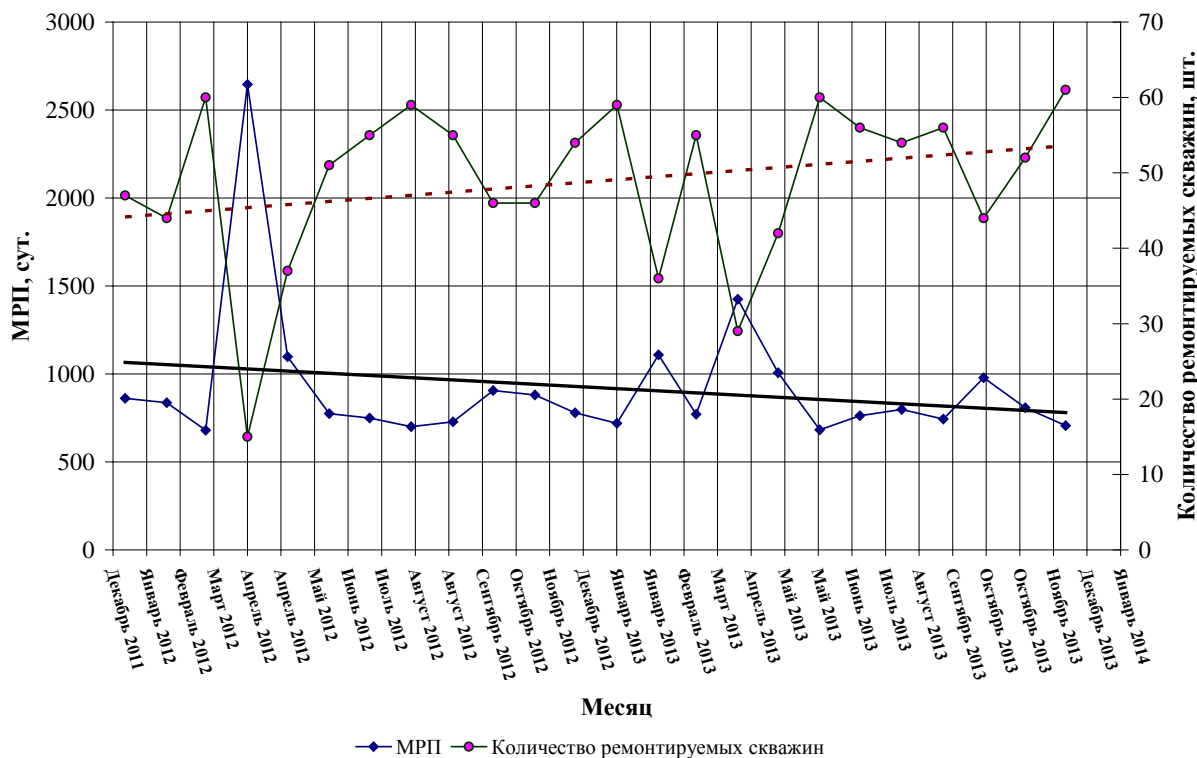


Рисунок 5. Динамика МРП скважин, оборудованных УЭЦН

По своему химическому составу нефть склонна к образованию эмульсий, так как в ее состав входят активные природные эмульгаторы – асфальтены и смолы. Процессу образования эмульсий также способствуют глина и песок, поступившие с поверхности или из пласта. Так как вязкость и устойчивость эмульсии зависит от дисперсности водонефтяных смесей, то процессы интенсивного диспергирования наиболее характерны для движения водонефтегазовых смесей в скважинах, оборудованных УЭЦН.

Повысить МРП скважин можно за счет снижения количества пробоев электрической части УЭЦН, вследствие перегрузок ПЭД (погружной электродвигатель), приводящих к снижению суточной производительности установок. Снижение МРП вызвано остановками из-за срабатывания защитных устройств на станциях управления скважин (по «недогрузу» или «перегрузу»), а также повышенных гидравлических сопротивлений в

рабочих органах УЭЦН (увеличенная вязкость). В целом МРП скважин осложненных высоковязкими эмульсиями по проведенному анализу отказов УЭЦН снижается в 2 раза и более. Кроме того, снижение МРП связано с остановками скважин для проведения ГТМ при проведении профилактических мероприятий, ремонтных работ и обработок ПЗП (призабойная зона пласта), а также по причине остановок подачи электроэнергии, связанных с аварийными ситуациями или в случае осложнения метеорологической обстановки. Все это приводит к необходимости повторного запуска установки в работу, вывод скважины на плановый режим работы.

Для повышения эффективности эксплуатации УЭЦН, осложненных образованием водонефтяных эмульсий, необходимо проведение мероприятий, направленных на увеличение межремонтного периода работы скважин.

В работе Мальцева Н.В. [2] приводится физико-математическая модель освоения скважин, оборудованных УЭЦН, после проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ). На рисунке 6 представлен график вызова притока пластовых флюидов в скважину после остановки, проведения ремонтных работ или ввода в эксплуатацию. На графике рассматривается один цикл вывода на режим после остановки.

На самом деле проблема вывода на режим заключается в том, что вывести на рабочий режим установку даже в два или три цикла невозможно. Особенно если в ПЗП или в скважине происходит образование водонефтяных эмульсий. Оценка эффективности работы скважин оборудованных УЭЦН проведена по Самотлорскому месторождению [3].

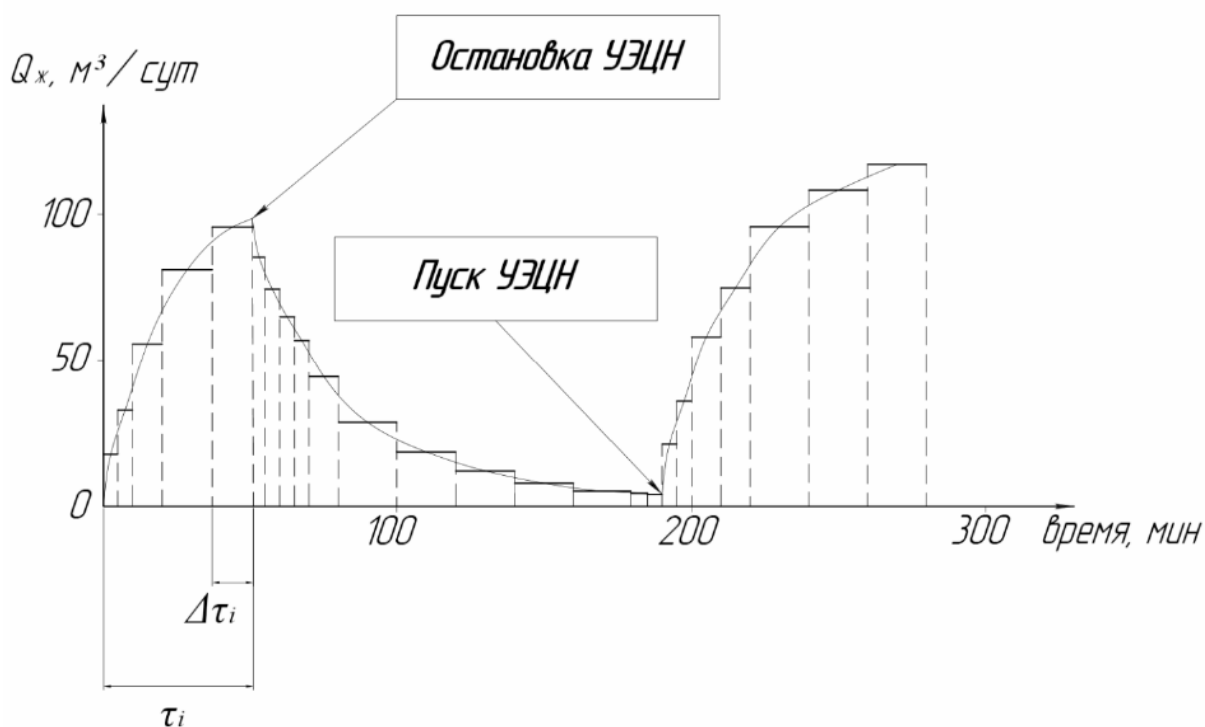


Рисунок 6. График изменения расчетной величины притока жидкости из пласта во времени

Результаты вывода на режим скважин после глушения для условий Самотлорского месторождения показали, что вывести на рабочий режим УЭЦН можно только в несколько циклов освоения скважины. Количество этих циклов будет зависеть не только от состояния ПЗП после глушения, но и от состава и свойств их смеси при движении.

В процессе прохождения жидкости через рабочие колеса образуется эмульсия, вязкость которой может повышаться в десятки раз по сравнению с вязкостью нефти. В случае остановки скважины, образовавшаяся эмульсия стабилизируется за счет процессов утолщения бронирующего слоя на глобулах дисперсной фазы. Это приводит к эффекту старения эмульсии. Повышается вязкость и устойчивость эмульсии к разрушению. Увеличение вязкости негативно отражается на рабочих характеристиках УЭЦН [4].

Для создания форсированного отбора жидкости из скважины необходимо увеличить перепад давления, снизить забойное давление. Это достигается спуском насосного агрегата на большую глубину. Для того,

чтобы продукция скважины могла преодолевать более высокое давление, создаваемое столбом жидкости, находящейся в НКТ (насосно-компрессорная труба), насосу придется повысить напорную характеристику путем увеличения количества ступеней. Но повышение напора приведет к изменению рабочей характеристики насоса.

При работе насоса в интервале обводненности 40...60% коэффициент относительной подачи насоса в среднем уменьшается, примерно в 1,6 раза, а продолжительность безотказной работы насоса сокращается в 1,5 раза.

Для повышения эффективности эксплуатации УЭЦН скважин применяются различные методы внутрискважинной деэмульсации. Каждый метод имеет свои условия применения. Для условий основного объекта разработки Арланского месторождения проведен промышленный эксперимент предотвращения образования эмульсии с помощью подачи деэмульгатора на прием погружного насоса.

Для промысловых испытаний технологии внутрискважинной деэмульсации выбрана скважина, которая сложно выводится на режим эксплуатации. Предполагается, что проблема связана с образованием стойкой водонефтяной эмульсии при прохождении жидкости через насос.

Технологическая схема подачи деэмульгатора на прием погружного насоса приведена на рисунке 7. Для испытания технологии выбрана скважина после проведенных ГТМ по смене способа эксплуатации скважины (смена ШСНУ на УЭЦН), осложненная образованием эмульсии в стволе НКТ. Кабельная линия оборудована капиллярной трубкой для подачи химреагента на прием насоса.

Параметры скважины после проведенного ГТМ:

- тип погружного оборудования ЭЦН-80-1550;
- дебит по жидкости (по режиму) – 81,7 м<sup>3</sup>/сут.;
- дебит по нефти (по режиму) – 22,1 т/сут;
- Обводненность (по режиму) – 66%.

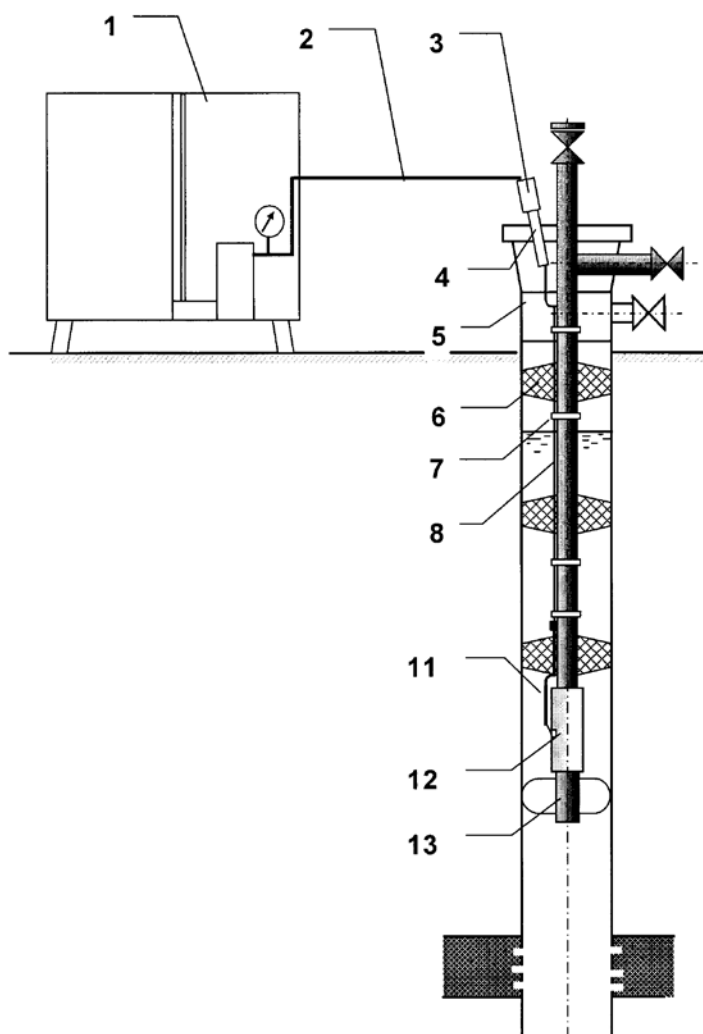


Рисунок 7. Технология непрерывного дозирования деэмульгатора на прием погружного насоса с применением СПКУ при эксплуатации УЭЦН: 1 – установка дозирования химреагентов; 2 – металлическая трубка; 3 – обратный клапан; 4 – сальниковый ввод; 5 – устьева арматура; 6 – центратор НКТ; 7 – хомут для крепления капиллярного устройства; 8 – капиллярное устройство (СПКУ, КР); 11 – металлическая трубка; 12 – насос с погружным электроприводом; 13 – центратор насоса

Исследования по подаче деэмульгатора на прием насоса с помощью СПКУ (специальное погружное кабельное устройство) и дозирующего блока типа УДЭ по предотвращению эмульсии проводились в три этапа.

**1 Этап** – работа УЭЦН без подачи деэмульгатора на прием насоса (в данный момент времени отсутствовал УДЭ), проводились разовые заливки в затрубное пространство скважины деэмульгатора с удельным расходом 45 г/т (около 1 кг на одну обработку). Удельный расход и наиболее эффективный деэмульгатор был подобран в лабораторных

условиях со скважинной эмульсией. Результаты лабораторного подбора деэмульгатора представлены в таблицах 3, 4, а также на рисунках 8 и 9.

Таблица 3. Результаты лабораторного подбора деэмульгатора по определению разрушения эмульсии

| Наименование реагента      | Удельный расход реагента, г/т |      |      |      |      |      |
|----------------------------|-------------------------------|------|------|------|------|------|
|                            | Без реагента                  | 40   | 50   | 60   | 70   | 150  |
| Разрушенность эмульсии, %. |                               |      |      |      |      |      |
| ЛМЛ-4312                   | 35,2                          | 67,8 | 74,2 | 85,6 | 92,8 | 87,3 |
| СТХ-9                      | 32,4                          | 94,5 | 96,8 | 97,6 | 98,1 | 93,1 |

Таблица 4. Результаты лабораторного подбора деэмульгатора по изменению кинематической вязкости эмульсии

| Наименование реагента                                 | Удельный расход реагента, г/т |       |       |      |      |       |       |
|---|-------------------------------|-------|-------|------|------|-------|-------|
|   | Без реагента                  | 40    | 50    | 60   | 70   | 150   | 200   |
| Кинематическая вязкость эмульсии, мм <sup>2</sup> /с. |                               |       |       |      |      |       |       |
| ЛМЛ-4312  | 278                           | 117,7 | 111,2 | 98,1 | 85   | 143,9 | 258,3 |
| СТХ-9   | 278                           | 85    | 81,8  | 88,3 | 75,2 | 157   | 200   |

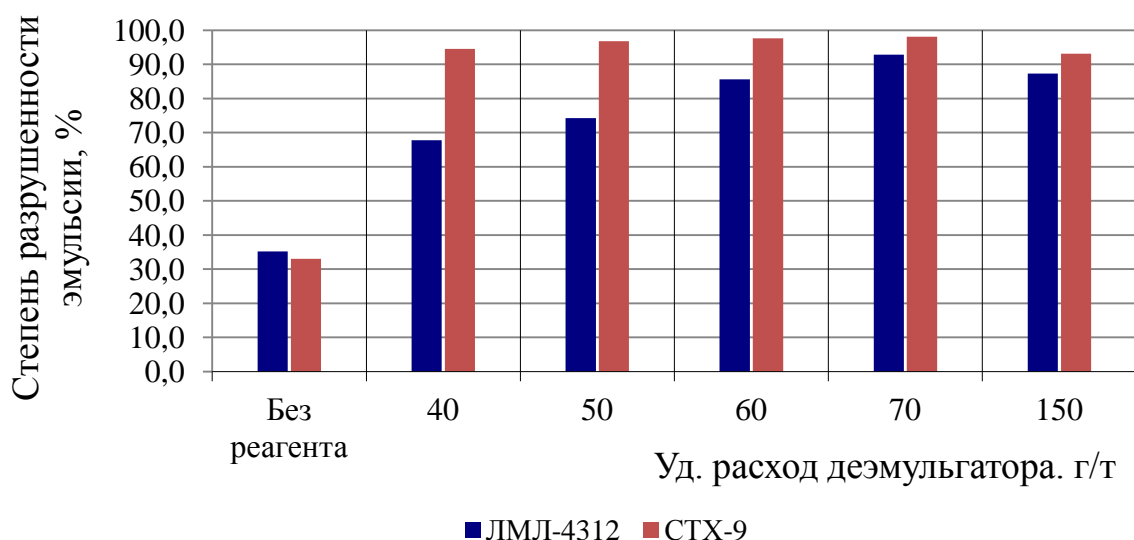


Рисунок 8. Сравнение эффективности деэмульгатора по степени разрушенности эмульсии и определение оптимального удельного расхода

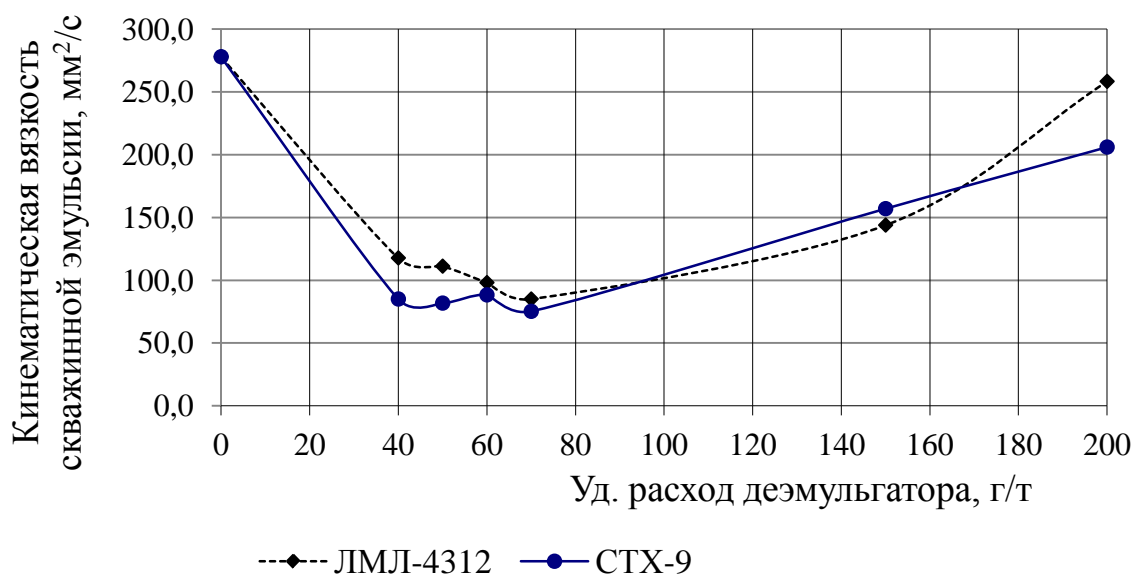


Рисунок 9. Изменение кинематической вязкости скважинной эмульсии при изменении удельных расходов деэмульгаторов СТХ-9 и ЛМЛ-4312

Если сравнить действие реагентов ЛМЛ-4312 и СТХ-9, то наиболее эффективным для данных условий является деэмульгатор СТХ-9. Производит данный реагент ЗАО «Среднетоннажная химия». Это вязкая жидкость от светло-желтого до коричневого цвета, растворима в воде, ацетоне, спирте и др. органических растворителях. Массовая доля активного вещества 49,6% масс., кинематическая вязкость при 20 °С 49 мм<sup>2</sup>/с, температура застывания -66 °С. Деэмульгатор соответствует ТУ 2226-004-34751835-2010.

Степень разрушения эмульсии составляет при концентрации 50...70 г/т – 97...98%. Кинематическая вязкость при этой концентрации снижается с 278,0 до 75 мм<sup>2</sup>/с. При выходе из диапазона оптимальности эффективность действия деэмульгатора снижается.

Доставка деэмульгатора подливом раствора реагента в затрубное пространство не дала эффекта. Проведение 3-х циклов вызова притока приводили к срабатыванию защиты установки по нагрузке.

**2 Этап** – в работу пущен УДЭ с постоянным дозированием деэмульгатора на прием насоса с удельным расходом 45 г/т.



Было принято решение осуществить подачу деэмульгатора на прием насоса через СПКУ с помощью УДЭ.

**3 Этап** – установка станции управления с частотным преобразователем.

Дальнейший вывод на режим проведен с частотным регулированием. Результаты вывода УЭЦН на режим приведены на рисунке 9.

На рисунке 10 приведен график зависимости параметров работы ПЭД при выводе на рабочий режим.

По результатам исследований применения дозированной подачи деэмульгатора на прием погружного насоса с помощью СПКУ и УДЭ с целью предотвращения образования высокостойкой эмульсии технологическая эффективность от применения данного способа выглядит следующим образом.

1. На первом этапе предотвращения образования эмульсии и влияния на технологическую эффективность не наблюдается. При разовых обработках деэмульгатором эффективность обработок составляет 2...3 дня. В дальнейшем скважина останавливается после срабатывания защитного устройства (по «недогрузу» или «перегрузу») или проводится повторная обработка деэмульгатором, также с потерей дебита (частичная циркуляция через перепускной клапан с целью доведения деэмульгатора на прием насоса). При данном способе предотвращения образования эмульсий происходят потери по жидкости, а соответственно и потери по нефти. Это вызвано остановками два раза в неделю УЭЦН по причине срабатывания защитных устройств или закачкой деэмульгатора в затрубное пространство скважины. Более того частые остановки УЭЦН, а именно пусковые нагрузки при запуске определяют дальнейшую судьбу эксплуатации ЭЦН которая может быть снижена как показывает опыт в два раза [5].

2. На втором этапе исследований – постоянная подача деэмульгатора на прием насоса через СПКУ с помощью дозирующего устройства с удельным расходом 40 г/т дала положительный эффект в части прекращения остановок ЭЦН по причине срабатывания защитных устройств (и произошло увеличение дебита жидкости на 5,3 м<sup>3</sup>/сут (по нефти 4,4 т/сут) от режимных значений).

3. На третьем этапе исследований – увеличение частоты ПЭД ЭЦН до 54 Гц в связи с имеющимся потенциалом скважины по притоку жидкости (по забойному давлению) мы получили дополнительную добычу жидкости на 8,6 м<sup>3</sup>/сут (по нефти 5,9 т/сут) от режимных значений.

В результате промысловых испытаний технологии внутрискважинной деэмульсации динамический уровень снизился на 64 м (с 793 до 857 м), МРП скважин увеличился на 155 сут (с 550 до 705 сут), среднегодовое количество ремонтов уменьшилось с 1,4 до 0,9. Основные технико-экономические выводы приведены в таблице 5.

Таблица 5. Оценка эффективности применения способов предупреждения образования водонефтяных эмульсий в насосном оборудовании

| Способы предотвращения образования водонефтяных эмульсий   | Технологическая эффективность  | Экономическая эффективность  |
|--|--|--|
| Заливка реагента в затрубное пространство скважины   | Малоэффективна, поскольку действие реагента хватает на определенное время (2...3 дня) по истечению времени необходимо проводить повторные обработки, связанные с переводом работы скважины «на себя».                          | Малоэффективна, поскольку по отношению к расчетной добычи происходит снижение дебитов при проведении обработок   |
| Подача реагента на прием УЭЦН через СПКУ дозировочными установками типа УДЭ или БР   | Высокоэффективна, поскольку происходит предотвращение образования стойких высоковязких водонефтяных эмульсий и УЭЦН работает в постоянном режиме без остановок   | Высокоэффективна, поскольку по отношению к расчетной добычи происходит увеличение дебитов за счет постоянной работы УЭЦН и пониженной вязкости эмульсии. Планируемая дополнительная добыча нефти от применения данного способа составит 4,4 т/сут., 1477 т/год.                            |
| Подача реагента на прием УЭЦН через СПКУ дозировочными установками типа УДЭ или БР после увеличения частоты ПЭД ЭЦН до 54 Гц | Высокоэффективна, поскольку полностью происходит предотвращение образования стойких высоковязких эмульсий и УЭЦН работает в постоянном режиме без остановок. Кроме этого увеличение частоты позволяет увеличить дебит скважины | Высокоэффективна, поскольку по отношению к расчетной добыче происходит увеличение дебитов за счет постоянной работы УЭЦН, пониженной вязкости эмульсии и увеличенной частоты ПЭД. Планируемая дополнительная добыча нефти от применения данного способа составит 5,9 т/сут., 1981,2 т/год. |

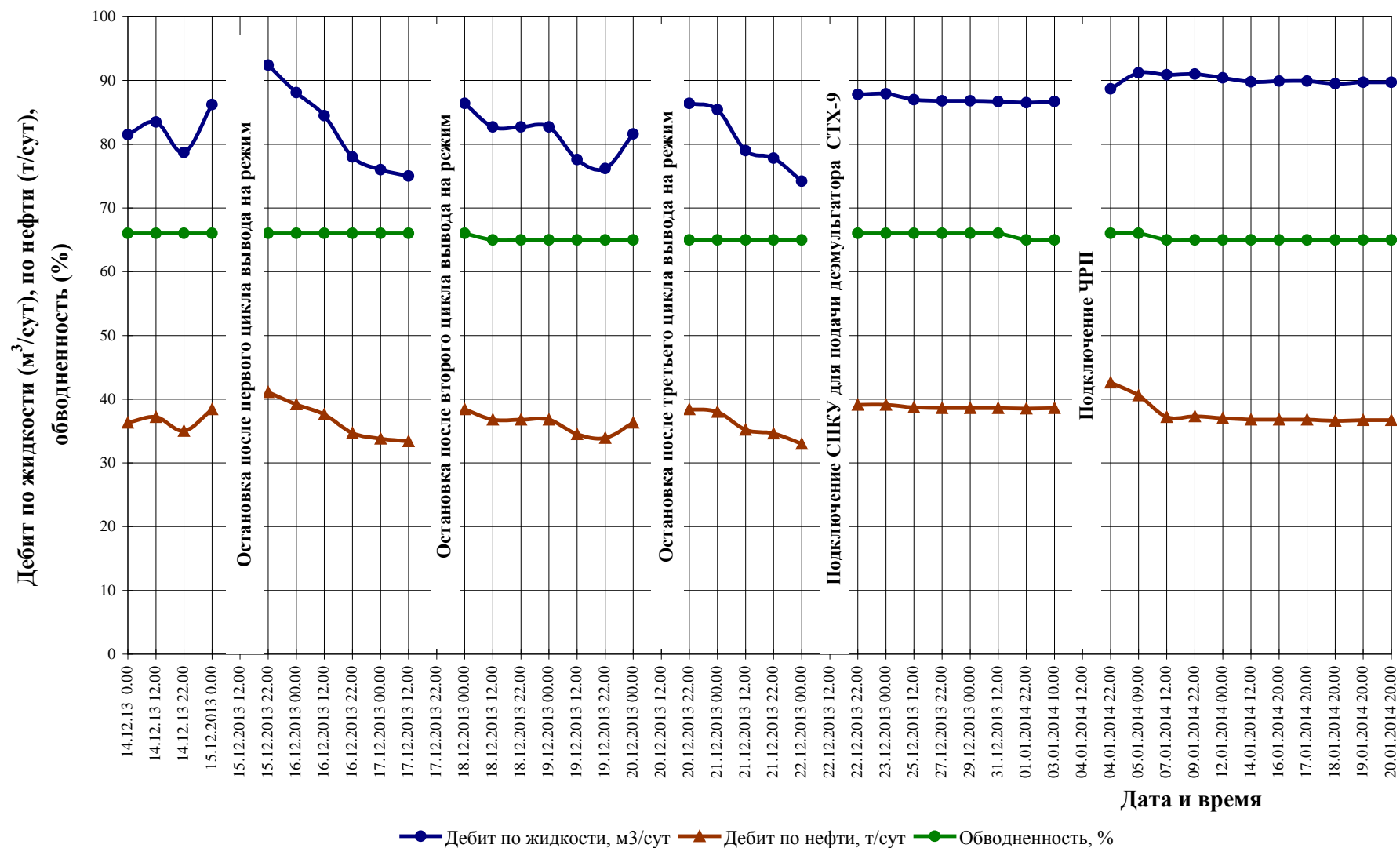


Рисунок 10. Вывод на режим скважины с ЭЦН-80-1550 с обработкой приема насоса деэмульгатором через СПКУ и применением частотного регулирования

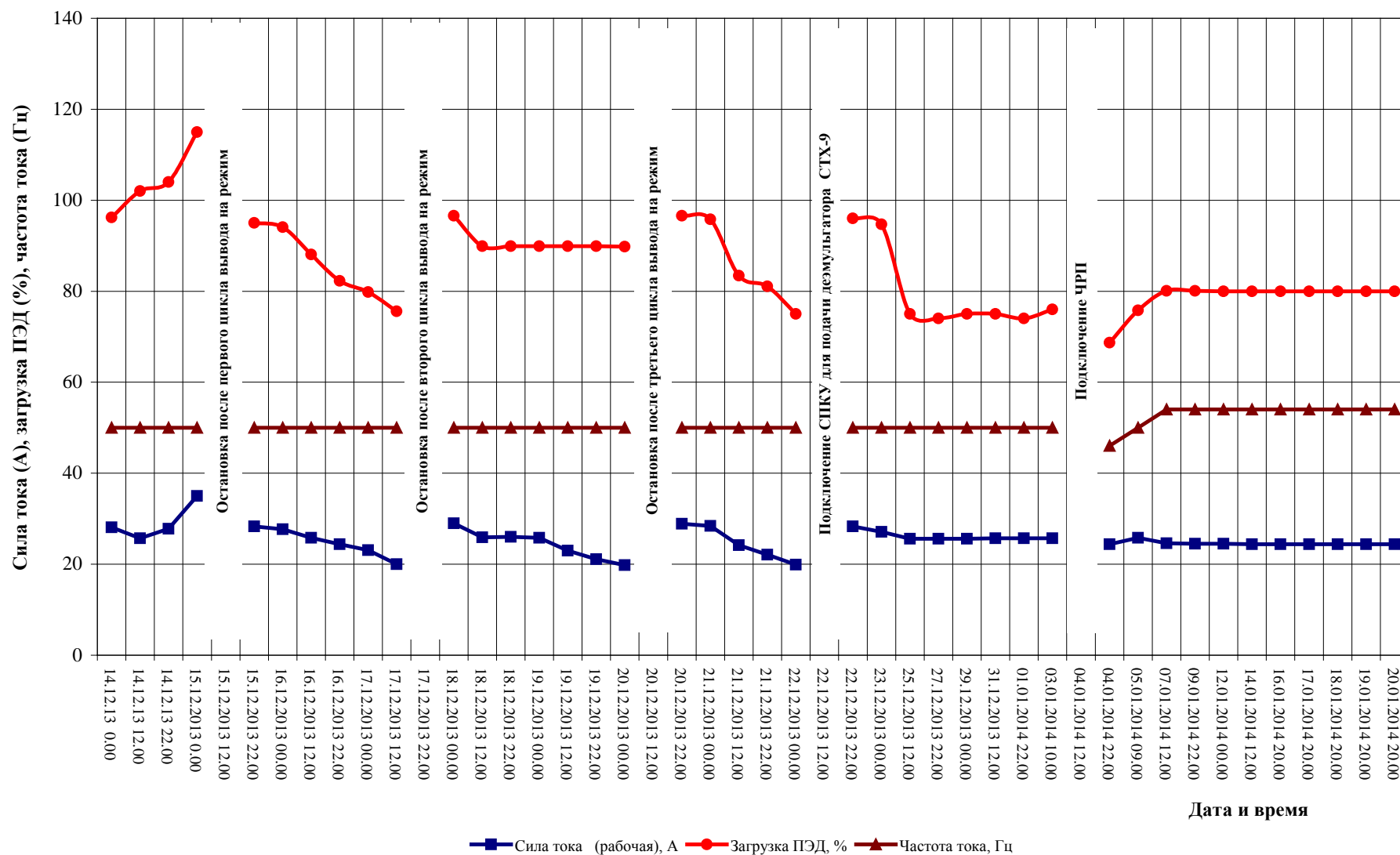


Рисунок 11. Динамика характеристик ПЭД при выводе скважины на режим

## **Выводы**

1. Как показали проведенные исследования, воздействие на продукцию скважин в момент формирования эмульсионной системы позволяет значительно снизить вязкостные свойства движущейся смеси. Воздействие ПАВ на глобулы воды, распределенные в объеме нефти, при диспергировании в ступенях центробежного насоса, позволяет не допустить образования стойких водонефтяных эмульсий. Это позволяет вывести на режим насосную установку с меньшими затратами электроэнергии.

2. Вывод на режим и дальнейшая эксплуатация установки ЭЦН с частотным регулированием привода позволила сократить время вывода и увеличить добычу нефти.

## **Список используемых источников**

1 Гумеров К.О., Зейгман Ю.В., Гумеров О.А. Исследование физических свойств водонефтяных дисперсных систем в процессе их движения через погружные центробежные насосы // Нефтегазовое дело. Т.11, №4. 2013. С. 73-76.

2 Мальцев Н.В. Разработка физико-математической модели процесса освоения скважин с помощью УЭЦН: Автореф. канд. дис. М.: РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, 2013. 21с.

3 Зейгман Ю.В., Гумеров О.А., Генералов И.В. Выбор оборудования и режима работы скважин с установками штанговых и электроцентробежных насосов: учеб. пособие. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2001. 120 с.

4 Зейгман Ю.В., Гумеров О.А. Эффективность эксплуатации установок электроцентробежных насосов в скважинах: учеб. пособие. Уфа: ООО «Монография», 2006. 88 с.

5 Зейгман Ю.В., Гумеров О.А. Вызов притока жидкости из пласта и освоение скважин установками ЭЦН: учеб. пособие. Уфа: ООО «Монография», 2006. С.92.

## References

1 Gumerov K.O., Zejgman YU.V., Gumerov O.A. Issledovanie fizicheskikh svoystv vodoneftyanykh dispersnykh sistem v processe ih dvizheniya cherez pogruzhnye centrobezhnnye nasosy // Neftegazovoe delo №4 . t.11, №4. 2013. S. 73-76. [in Russian].

2 Mal'cev N.V. Razrabotka fiziko-matematicheskoy modeli processa osvoeniya skvazhin s pomoshch'yu UEHCN. Avtoreferat kand. dissertacii. M.: RGU nefti i gaza im. I.M.Gubkina, 2013. 21s. [in Russian].

3 Zejgman YU.V., Gumerov O.A., Generalov I.V. Vybor oborudovaniya i rezhima raboty skvazhin s ustanovkami shtangovykh i ehlektrocentrobezhnykh nasosov: Ucheb. posobie. Ufa: Izd-vo UGNTU, 2001. 120 s. [in Russian].

4 Zejgman YU.V., Gumerov O.A. EHffektivnost' ehkspluatacii ustanovok ehlektrocentrobezhnykh nasosov v skvazhinah: Ucheb. Posobie. Ufa: ООО «Monografiya», 2006. 88 s. [in Russian].

5 Zejgman YU.V., Gumerov O.A. Vyzov pritoka zhidkosti iz plasta i osvoenie skvazhin ustanovkami EHCN: Ucheb. posobie. Ufa: ООО «Monografiya», 2006. s.92. [in Russian].

**Сведения об авторах****About the authors**

Гумеров О.А., канд. техн. наук, доцент, ФГБОУ ВПО УГНТУ, г. Уфа,  
Российская Федерация

O.A. Gumerov, Candidate of Engineering Sciences, Associate Professor,  
FSBEI HPE "Ufa State Petroleum Technological University", Ufa, the Russian  
Federation

e-mail: gumerovoa@rambler.ru

Гумеров К.О., аспирант ФГБОУ ВПО «Национальный минерально-  
сырьевой университет «Горный» г. Санкт-Петербург, Российская  
Федерация

S.O. Gumerov, Postgraduate Student, FSBEI HPE "National Mineral  
Resources University "Mining", Saint-Petersburg, the Russian Federation

Изосимов В.А., ОАО АНК «Башнефть» г. Уфа, Российская Федерация  
V.A. Izosimov, "Bashneft", Ufa, the Russian Federation