


Аппаратура  
индукционного нагрева  
ИТВ-520

The background is a solid blue color. A white curved line starts from the top left and curves towards the bottom right. A white triangle is positioned on the right side, pointing towards the center.

# ITV-520 Induction Heating System

# Восстановление производительности эксплуатационных нефтегазовых скважин индукционным высокочастотным нагревателем

- Одной из основных проблем нефтегазодобывающей отрасли во всем мире является борьба с асфальто-смоло-парафиновыми и гидратно-парафиновыми отложениями в насосно-компрессорных трубах и затрубном пространстве нефтяных и газовых скважин, трубопроводах.
- Для борьбы с отложениями парафина в настоящее время применяются технологии, основанные на использовании различных видов энергии (термическая, химическая, механическая и т.д.), а также использовании композитных материалов новых технологий, стекла и стеклоэмалей. Данные технологии не всегда достаточно надежно обеспечивают эффективность в борьбе с асфальто-смоло-парафиновыми и гидратно-парафиновыми отложениями в насосно-компрессорных трубах и затрубном пространстве скважин. В зависимости от типа оборудования, способа эксплуатации скважин, стадии разработки месторождения, физико-химических свойств нефти и парафиновых отложений, на нефтегазодобывающих предприятиях применяются различные методы борьбы с АСПО.

# Recovery of the rate (discharge) of Operating Oil and Gas Production Wells by Means of High-frequency Induction Heating

- One of the major problems facing oil and gas production industry worldwide is fighting asphaltene-resin-paraffin deposits (*ASPO*) as well as hydrate-paraffin deposits in tubing strings and hole clearances of oil and gas production wells and pipelines.
- At present there exist various techniques to fight the paraffin deposits. These are based on the use of different kinds of energy (thermal, chemical, mechanical, etc.), or the use of composite materials, glass and glass enamels. However, these techniques are not always effective enough to solve the problem. Depending on the equipment type, oil production method, stage of the oil field exploitation, physical and chemical properties of oil and paraffin, different deposit removing techniques can be used at oil and gas production facilities.

# Технологический комплекс аппаратуры индукционного нагрева скважины

- Предлагаемый технологический комплекс аппаратуры индукционного нагрева ИТВ-520 предназначен для удаления АСПО в НКТ и межтрубном пространстве добывающих нефтяных скважин, работающих в фонтанном режиме или с использованием УЭЦН.
- Для добывающих нефтяных скважин, имеющих температуру зоны перфорации, близкую к температуре кристаллизации парафина, комплекс ИТВ-520 может быть использован с целью извлечения АСПО из призабойной зоны.

# ITV-520 well induction heating system

- The ITV-520 induction heating system is designed to remove asphaltene-resin-paraffin deposits (*ASPO*) from tubing strings and hole clearances of operating oil production wells producing under pressure (naturally flowing) or by pumping (equipped with *UECN* pumps).
- In operating oil production wells, where the temperature in the perforation zone is close to paraffin crystallization temperature, the ITV-520 system can be used to remove the deposits from the face zone.



# Удаление АСПО

- Процесс удаления АСПО из НКТ добывающих скважин основан на принципе индукционного нагрева НКТ токами высокой частоты и выносе отслоившихся отложений потоком добываемого продукта. Скважина во время обработки не останавливается. Для предотвращения перегрева обрабатываемой зоны в процессе работы обеспечен контроль температуры зоны в автоматическом режиме.
- Процесс удаления АСПО из призабойной зоны «низкотемпературных» скважин основан на разогреве обсадной колонны в зоне перфорации, что приводит к разогреву прискважинного пространства, и последующей откачке продукта известными методами.

# ASPO Removing

- The process of removing asphaltene-resin-paraffin deposits (*ASPO*) from the tubing strings of operating oil producing wells is based upon high-frequency induction heating of the tubing string and the subsequent removal of the detached deposits by the oil flow. It should be noted that such a treatment does not interrupt the process of oil production, so the well production rate is preserved. To prevent the overheating of the area being treated, an automatic temperature control system is used.
- The process of ASPO removing from the face zone of “low-temperature” wells is based on the heating of the casing string in the perforation zone. This results in the heating of the face zone, followed by pumping of the product by means of traditional pumping techniques.



# Комплект технологического оборудования

- Высокочастотный источник питания (ВИП) с блоком индикации температуры 1 шт.
- Скважинный прибор с датчиком температуры 2 шт.
- Кабельная головка\* 1 шт.
- Утяжелитель скважинного прибора 1 шт.



\* - конструктивное исполнение кабельной головки зависит от используемого геофизического кабеля.

# ITV-520 set

- High-frequency power unit with a temperature indicator 1
- Well induction heater with a temperature sensor 2
- Cable head\* 1
- Instrument weighting material 1



\* - the design of the cable head depends on the type of the geophysical cable being used.

# Силовой блок

- Напряжение питания наземного блока 380 В, 50 Гц
- Мощность потребляемая из сети 9 кВт
- Вес наземного блока питания 26 кг
- КПД аппаратуры ИТВ-520 96%
- Рабочая температура от +5 до +40



# Power Unit

- Supply voltage (land-based unit) 380 V, 50 Hz
- Watt consumption 9 kW
- Weight (land-based unit) 26 kg
- ITV-520 efficiency factor 96%
- Working temperature +5 .... +40 °C



# Скважинный индукционный прибор

- Длина скважинного прибора 1,1 м
- Диаметр прибора 42 мм
- Вес прибора 6 кг
- Рабочая температура 90 град. С
- Рабочее давление 44 МПа



# Well induction heater

- Length 1,1 m
- Diameter 42 mm
- Weight 6 kg
- Working temperature 90 °C
- Working pressure 44 MPa





# Геофизический кабель

- Для проведения работ с аппаратурой ИТВ-520 рекомендуется применение геофизического коаксиального кабеля типа КГК-1-4-75-130.
- Допускается использование семижильного геофизического кабеля, но при этом потери полезной мощности составят порядка 40%.

# Geophysical cable

- The ITV-520 is recommended to be used with the geophysical coaxial cable of the КГК (KGK)-1-4-75-130 type.
- It is possible to use a seven-core geophysical cable, but in this case the useful (net) power losses will amount to about 40%.

# КГК-1-4-75-130.

## НАЗНАЧЕНИЕ

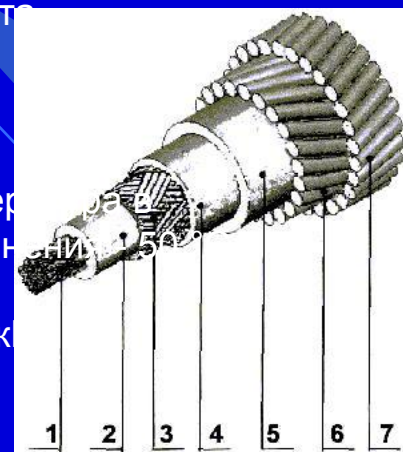
Кабель предназначен для индукционного нагрева скважин (аппаратура ИТВ-520) при проведении геофизических работ в действующих скважинах с целью ликвидации парафино-гидратных образований, а так же для акустического воздействия в скважине на призабойную зону пласта.

## МЕХАНИЧЕСКИЕ И ДРУГИЕ ПАРАМЕТРЫ

Разрывное усилие, не менее 120кН; Масса кабеля 881,41 кг/км.;  
Строительная длина до 5000 м; Рабочая температура скважине до 130°C; Минимальная температура хранения - 40°C;  
Минимальная температура эксплуатации - 40 °C;  
Эксплуатация при переменном напряжении до 660 В частотой 50кГц.

## ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ

Электрическое сопротивление токопроводящей жилы и экрана, не более 4,95 Ом/км; Сопротивление изоляции, не менее 20000 МОм,км;  
Волновое сопротивление (для цепи "жила-экран") 24,8Ом;  
Коэффициент затухания (для цепи "жила-экран") 0,1 дБ/км.



# KGK-1-4-75-130 cable

- **Application**

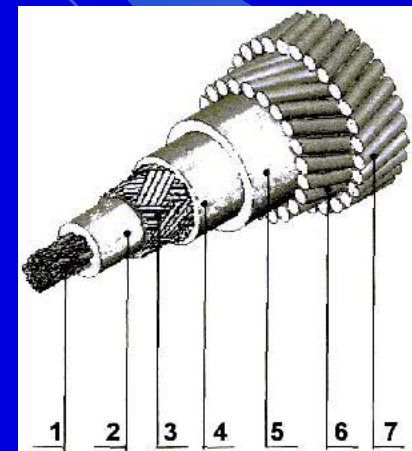
- The cable is used for the induction heating of oil production wells (ITV-520 induction heater) in the process of geophysical works aimed to remove paraffin and hydrate deposits from operating wells, and also to produce an acoustic effect (in the well) on the face zone of the oil pool.

- **Mechanical and other characteristics**

- Breaking load not less than 120kN
- Cable weight 881,41 kg/km
- Face-to-face length up to 5000 m
- Operating temperature in the well up to 130°C
- Minimum storage temperature - 50 °C
- Minimum operation temperature - 40 °C;
- Operation at a.c. voltage up to 660 with 50kHz frequency

- **Electrical parameters**

- Electric resistance of the current-conducting core and screen not more than 4,95 Ohm/km
- Insulation resistance not less than 20000 MOhm/km
- Wave resistance (in the core-screen circuit) 24,8 Ohm
- Damping factor (in the core-screen circuit) 0,1 dB/km



**Нефтяная компания «ЮКОС»  
ЗАО «Инжиниринговый центр ЮКОС»  
ООО «ЮганскНИПИнефть»**

Утверждаю  
Главный инженер  
ООО «ЮганскНИПИнефть»  
Була В.С.  
«\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2002г

## Анализ

эффективности некоторых методов ликвидации  
отложений в глубинном оборудовании добывающих  
скважин

**UKOS oil company  
«UKOS Engineering Centre»  
«UganskNIPIneft», Ltd**

Утверждаю  
Главный инженер  
ООО «ЮганскНИПИнефть»  
Була В.С.  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2002г

Cost-effectiveness analysis  
of some deposit removal methods  
for the deep-well equipment of oil production wells



## Оценка эффективности некоторых методов ликвидации отложений в глубинном оборудовании добывающих скважин

В глубинном оборудовании добывающих скважин Асомкинских месторождений, оборудованных УЭЦН, отложения асфальто-смоло-парфинов (АСПО) наблюдаются на внутренней поверхности НКТ, начиная с глубины 800 метров и выше. Зафиксированы случаи образования АСПО на глубине 1000 метров. Кроме того, в некоторых случаях было обнаружено наличие отложений на наружной поверхности НКТ, т.е. в затрубном пространстве скважин. В процессе эксплуатации добывающей скважины без применения превентивных мероприятий по борьбе с отложениями парафина происходит образование «глухих» пробок АСПО на глубине 200-500 метров от устья скважины.

# Performance evaluation of some deposit removal methods for the deep-well equipment of oil-production wells

In the deep-well equipment of the UECN-equipped oil production wells at the Asomkinsky oil fields ASPO deposits are observed on the inner surface of the tubing string, beginning from the depth of 800 meters and further up. There have been cases of ASPO deposit formation at the depth of 1000 meters. Besides, in some cases the deposits have been found on the outer surface of the tubing string, that is in the hole clearance. The use of oil production wells without taking any preventive measures to fight the deposits can eventually lead to the tubing blockage at the depth of 200 – 500 meters from the well head.

## Оценка эффективности некоторых методов ликвидации отложений в глубинном оборудовании добывающих скважин

Для борьбы с АСПО в ЦДНГ применяются несколько методов защиты и удаления, но наиболее распространенные методы – это применение скребков и промывка горячей жидкостью.

Основное достоинство этих методов – малая себестоимость работ. При этом существенные недостатки – влияние температуры на кабель подачи энергии к УЭЦН, недостаточный контроль парафинообразования, малая степень очистки труб и, как следствие, наибольший риск образования «глухой» пробки. Для прохождения скребка необходим свободный диаметр в месте образования отложений не менее диаметра скребка, а также достаточно небольшой интервал отложений по глубине. Кроме того, после прохождения скребка остается некоторое количество АСПО, которое продолжает быть центром начала кристаллизации парафина, что ведет к ускорению образования новых кристаллов и быстрому наращиванию толщины отложений.

# Performance evaluation of some deposit removal methods for the deep-well equipment of oil-production wells

- To fight ASPO deposits CDNG uses several tubing protection and deposit removal techniques, of which the most popular are use of scrapers and hot liquid washing.
- The main advantage of these methods is their low cost. However, they have some serious weak points, such as the effect of temperature on the pump-feeding cable, low control of paraffin formation and insufficient cleaning of the tubing string. All these increase the risk of paraffin blockage. The use of the scraper requires some free space at the sight of deposit formation (not less than the scraper diameter) as well as a rather short interval of the deposits down the tubing. Besides, after the passage of the scraper there is still some deposit left, which continues to be the center of paraffin crystallization that, in its turn, accelerates the process of secondary formation of paraffin crystals and leads to the rapid increase of the deposit thickness.



## Оценка эффективности некоторых методов ликвидации отложений в глубинном оборудовании добывающих скважин

По результатам анализа, проведенного ООО «ЮганскНИПИнефть» в 1997 году на Асомкинской группе месторождений было определено, что наиболее эффективным средством по ликвидации АСПО в скважинах, оборудованных УЭЦН, является нагревательный прибор типа 1-М, поддерживающий температуру при прохождении тока через электролит. Недостатком этого прибора является то, что температура создается только на корпусе прибора и при прохождении большого интервала парафина возможна повторная кристаллизация в верхней части, что может привести к прихвату геофизического кабеля.

# Performance evaluation of some deposit removal methods for the deep-well equipment of oil-production wells

- According to the results of the analysis carried out in 1997 by «UganskNIPIneft» Ltd for the Asomkinsky oil fields, the most effective means to remove paraffin deposits from UECN-equipped wells was the 1-M induction heater, which maintained temperature when current was passing through the electrolyte. The drawback of this instrument was that the temperature was created only on its case, and after treating a long interval of paraffin contaminated tubing there was a risk of paraffin recrystallization in the upper part of the tubing string, that could even lead to the geophysical cable being “entrapped”.



## Оценка эффективности применения комплекса аппаратуры индукционного нагрева

В 2001 году на Приразломном месторождении применялась аппаратура индукционного нагрева скважин марки ИТВ-210. За полгода было сделано более 400 скважино-операций по удалению отложений. Это устройство в настоящее время представляет собой наиболее современный метод по ликвидации АСПО. Принцип работы этого метода основан на нагреве металла токами высокой частоты, в результате чего в месте прохождения шестикилограммового прибора диаметром 42 мм нагреваются стенки НКТ и обсадной колонны.

## Performance evaluation of the induction heating system

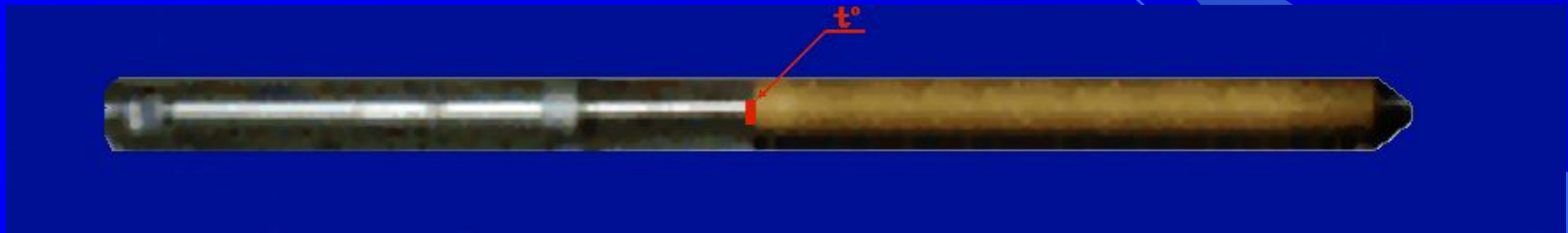
- The ITV-210 induction heater was used in 2001 at the Prirazlomnoye oil field. For half a year it removed hydrocarbon deposit from over 400 oil wells. At present this instrument is considered to be the latest ASPO-removing technique. The method is based on high-frequency heating of metal, so the passage of the instrument (weighing 6 kg and having 42 mm in diameter) down the tubing string causes heating of the tubing and casing walls.

Встроенный в корпус прибора термометр обеспечивает индикацию температуры в месте текущего расположения прибора и позволяет оперативно оценить длительность воздействия на АСПО в каждой точке заданного интервала.



Отличительной особенностью и преимуществом данного метода от наиболее близких технических решений – нагревательных приборов – является более широкое температурное воздействие за счет нагрева высокочастотным излучением стенок колонн, отсутствие прямого контакта высокотемпературной части прибора с АСПО, воздействие на АСПО, образовавшееся в затрубном пространстве скважин.

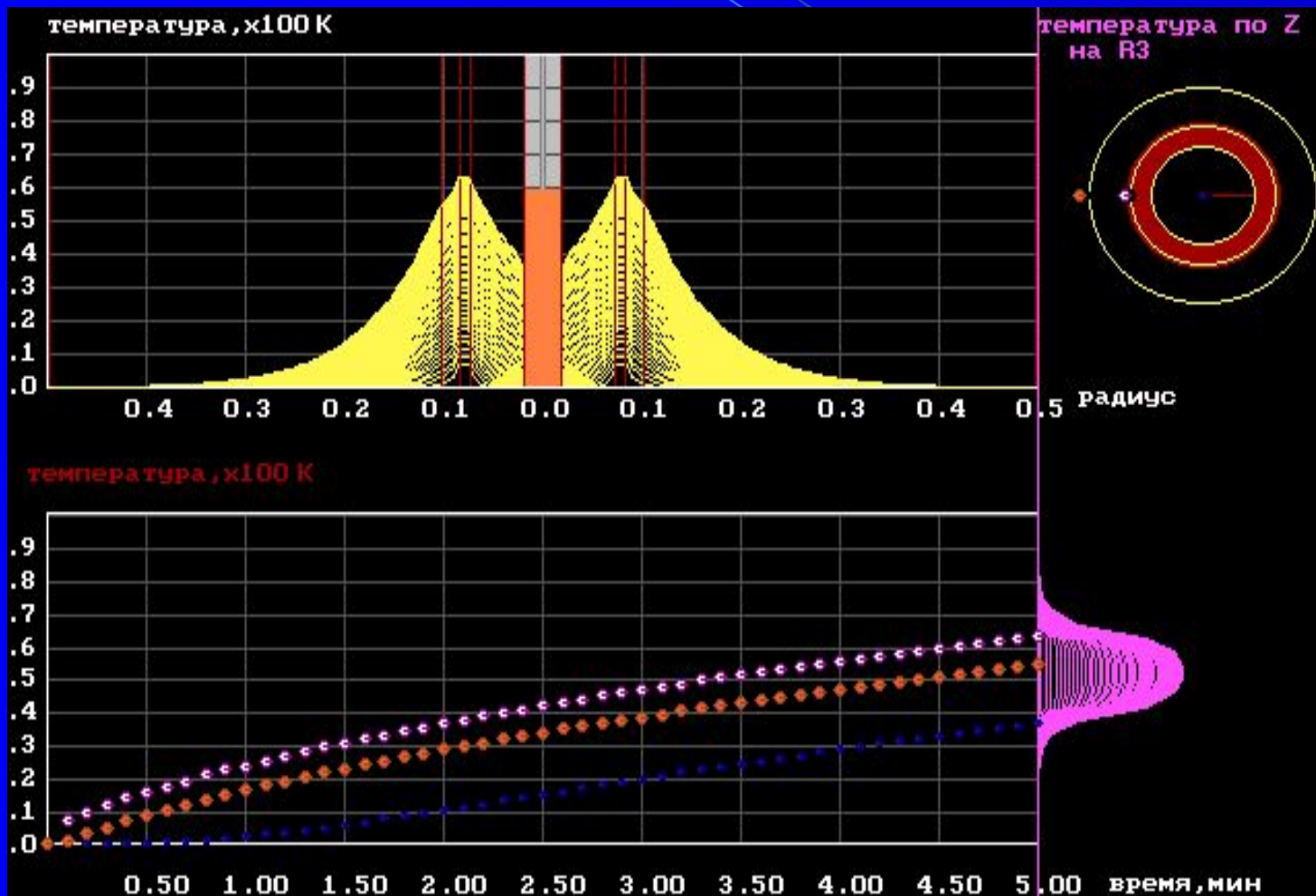
A built-in thermometer provides in-situ temperature indication and quickly determines the duration of the instrument action on the asphaltene-resin-paraffin deposits at every point of the interval.



The advantage of this instrument over similar heating designs is its wider temperature action due to the high-frequency heating of the tubing walls, indirect contact of the high-temperature part of the instrument with asphaltene-resin-paraffin deposits, and its action on the deposits that have been formed in the hole clearance.

# Нагрев призабойной зоны индукционным нагревателем

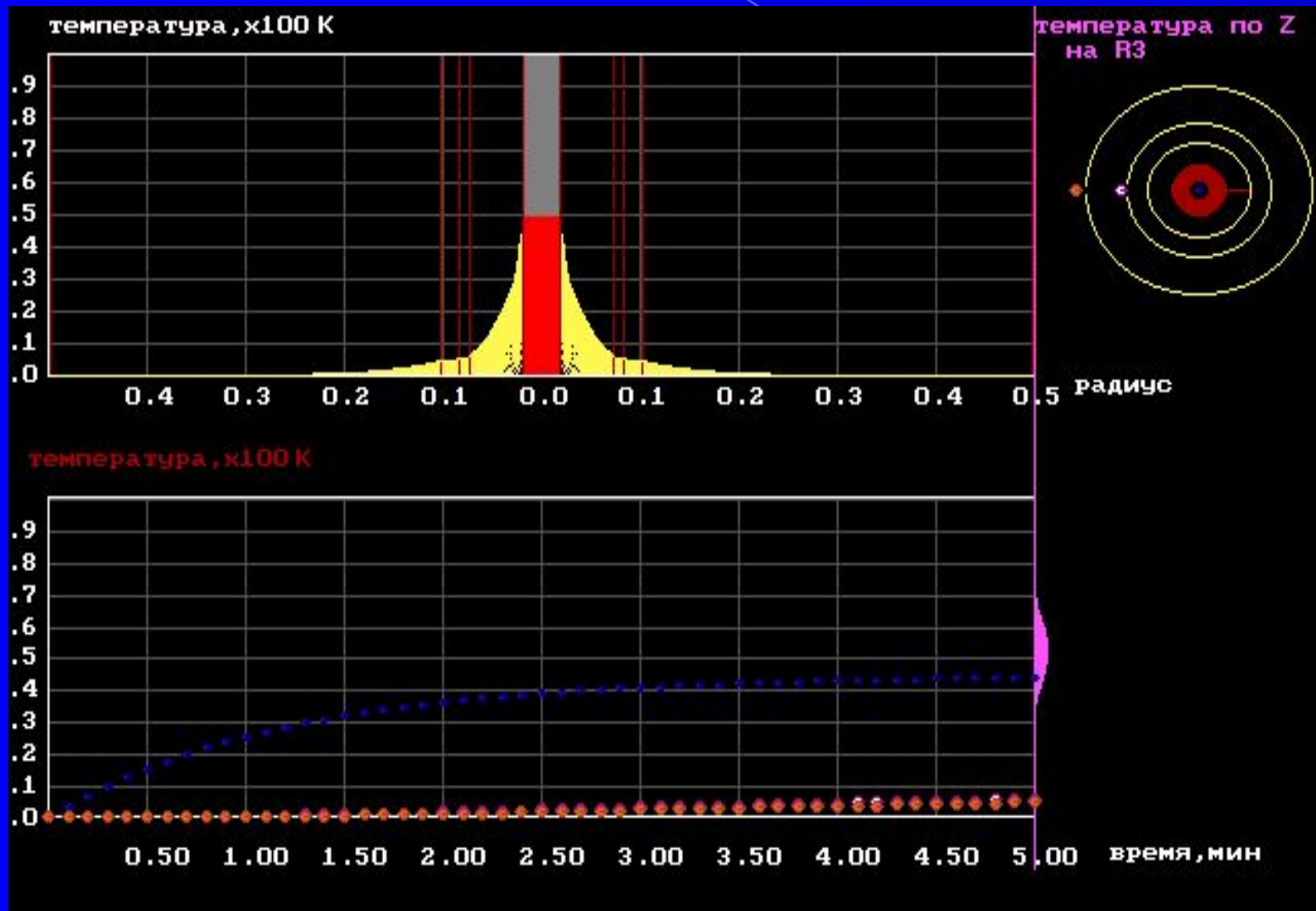
## Face zone heating by means of induction heater





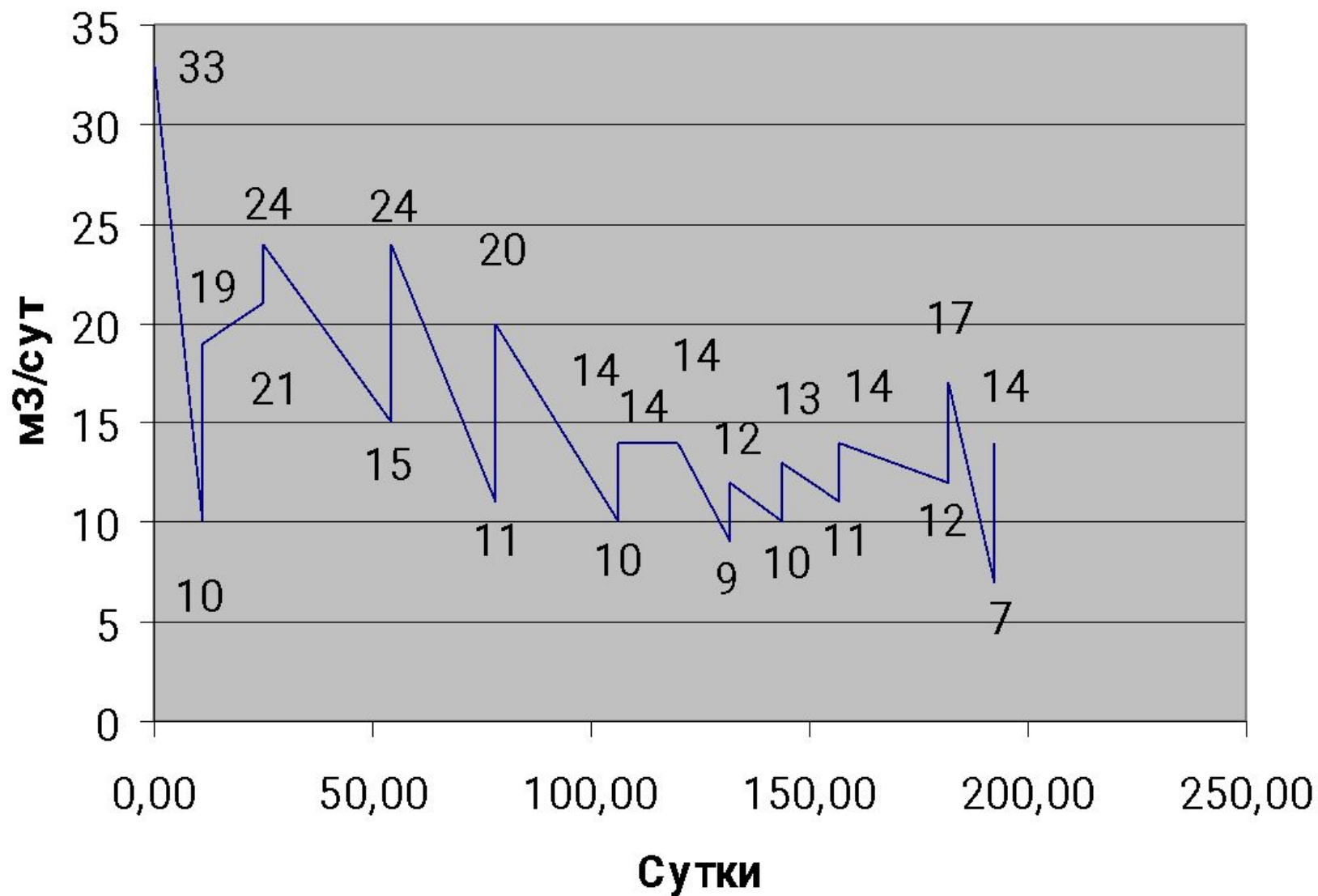
# Нагрев призабойной зоны ТЭНом

Face zone heating by means of electric heater (fire-bar element)

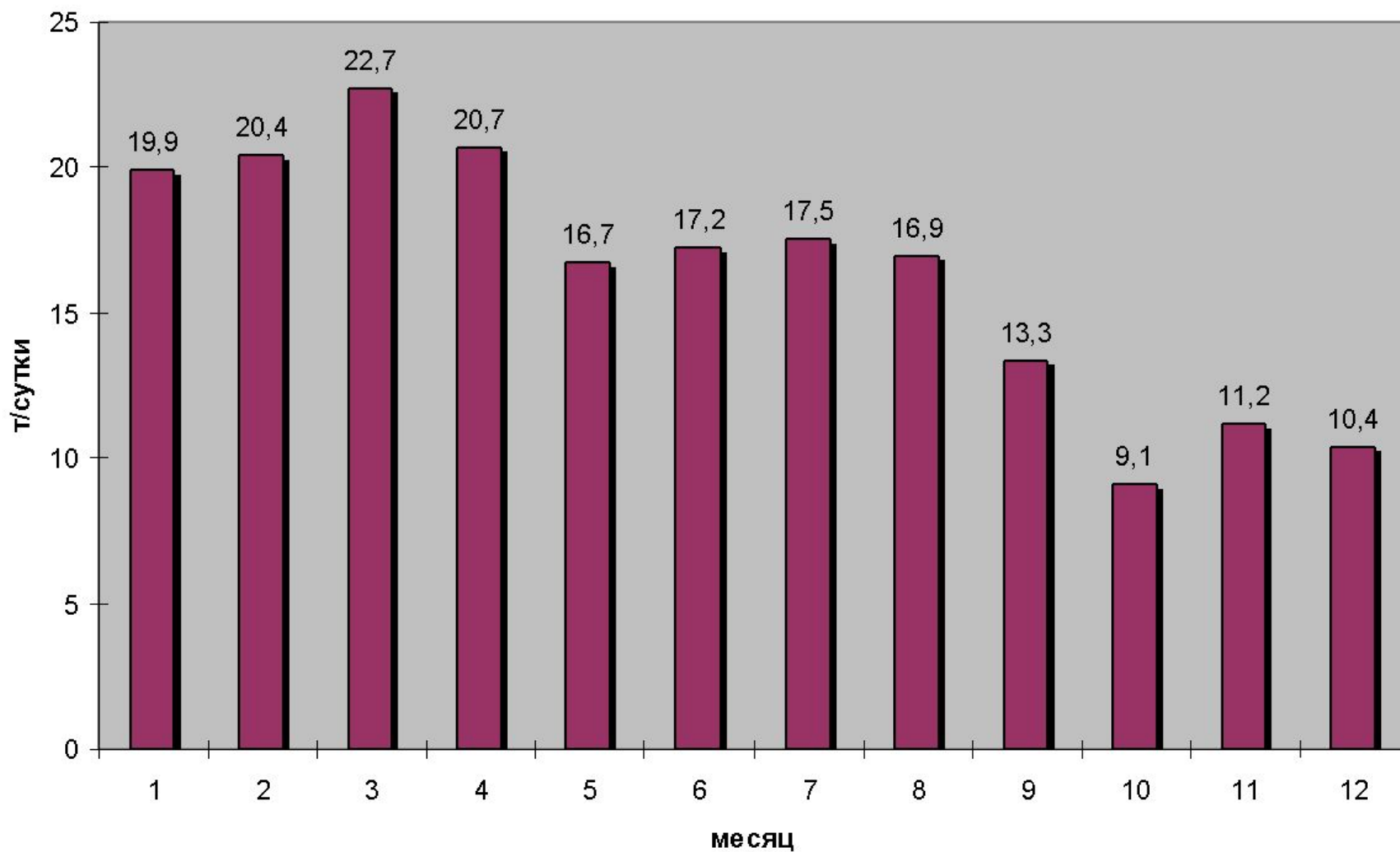




### Изменение суточного дебита жидкости и межочистного периода



## Динамика среднесуточного дебита жидкости



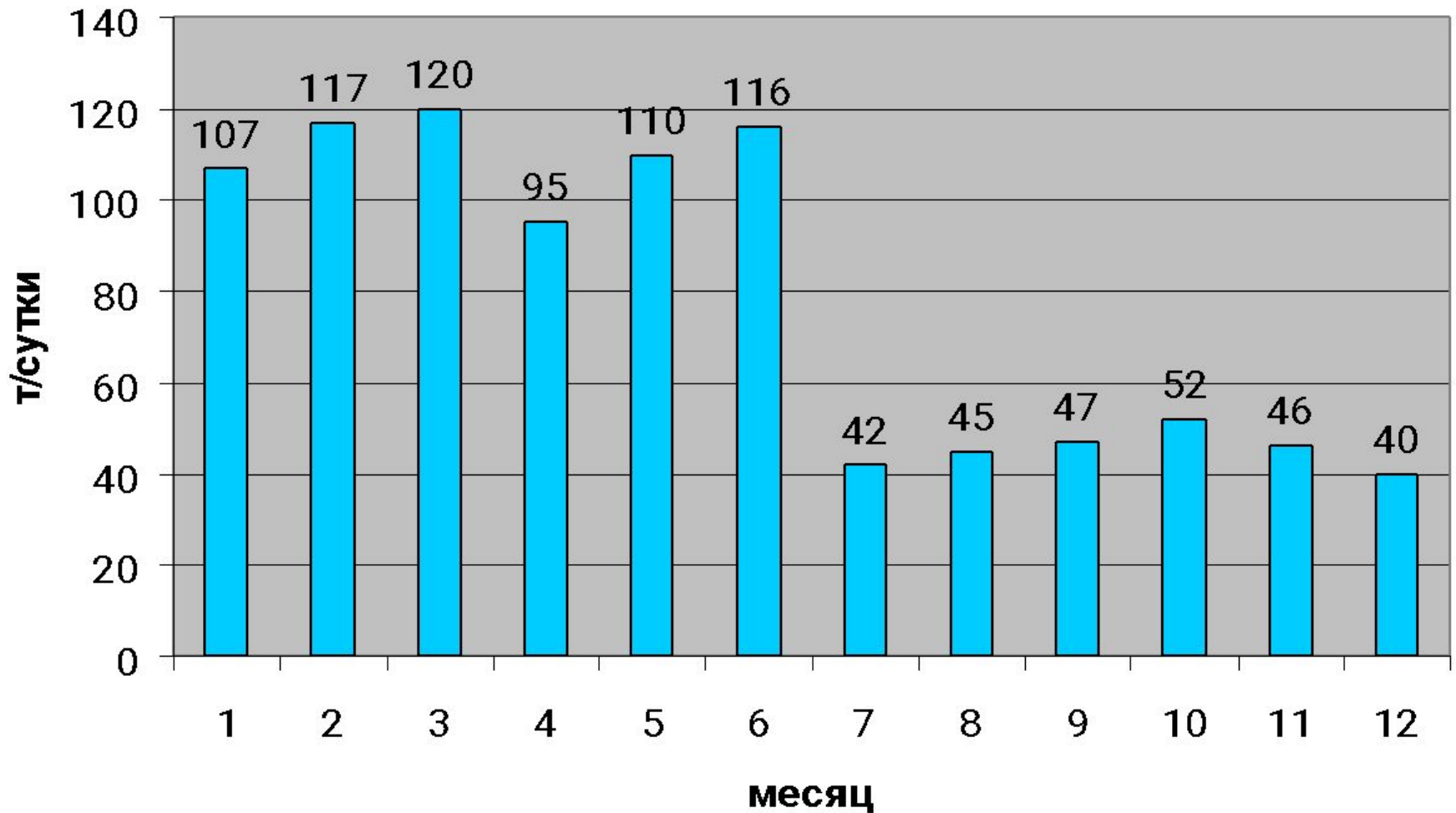
## Анализ использования комплекса аппаратуры индукционного нагрева

Анализ показал, что дебит скважины, когда ее НКТ очищены от отложений, изменяется в интервале значений от **33** до **14** м<sup>3</sup> в сутки с обводненностью продукции 3,5%. Среднестатистическое значение дебита **20 м<sup>3</sup>** в сутки в режиме работы без отложений и **12,5 м<sup>3</sup>** в сутки с отложениями в НКТ. Эффективная разница – **7,5 м<sup>3</sup>** в сутки. За кварталный период работы скважины с отложениями парафина потеря добычи скважинной продукции может составить **600-700 м<sup>3</sup>**, или **2400-2800 м<sup>3</sup>** в год. Общее падение дебита скважины за период работы на ней аппаратуры индукционного нагрева по графику 2 объясняется тем, что нагнетательная скважина 3152, влияющая на рассматриваемую добывающую снизила приемистость воды с **117 м<sup>3</sup>/сутки** до **42 м<sup>3</sup>/сутки** с июня месяца, а нагнетательная скважина 3151 в июле вообще была остановлена.

## Performance analysis of the induction heating system

- The analysis has shown that the rate of the well, after it has been cleared of deposits, varies over the interval from 33 to 14 m<sup>3</sup> per day, the water content being equal to 3,5 %. The average rate value of the well free of deposits is 20 m<sup>3</sup>, while the average rate of the deposit contaminated well is 12,5 m<sup>3</sup>, the effective difference being equal to 7,5 m<sup>3</sup> per day. Thus, over the period of three months the loss of the product can amount to 600-700 m<sup>3</sup> which equals 2400 – 2800 m<sup>3</sup> per year. The overall decrease of the well rate (yield) over the period of the well treatment by the high-frequency induction heater, as seen in Chart 2, is explained by the fact that injection well 3152 affecting the well in question has (since June) decreased water pick-up from 117 to 42 m<sup>3</sup> per day, and injection well 3151 was stopped in July.

## Динамика приемистости нагнетательной скважины



На графике показана динамика приемистости нагнетательной скважины 3152.

# Предварительная оценка экономической эффективности использования аппаратуры индукционного нагрева на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

Оценка экономической эффективности использования аппаратуры индукционного нагрева на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» проведена с учетом следующих предпосылок:

- действующий фонд добывающих скважин ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», оборудованных УЭЦН – 1222 скв.;
- средний дебит действующих скважин ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», оборудованных УЭЦН, по жидкости – 48,8 т/сутки;
- средний дебит действующих скважин ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», оборудованных УЭЦН, по нефти – 9,4 т/сутки;
- полная себестоимость добычи нефти ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» в 2005 году – 1402 руб./тонна;
- сценарные условия используемые в НК ЛУКОЙЛ для расчета эффективности инвестиционных проектов;
- дифференцированный вероятностный подход, основанный на данных промысловых испытаний на Приразломном месторождении (увеличение дебита на 10%, 20% и 30%).



# Preliminary cost-effectiveness analysis of the induction heating system used at “LUKOIL-PERM” owned oil fields

- Preliminary cost-effectiveness analysis of the induction heating system used at “LUKOIL-PERM” oil fields has been performed with the following taken into account:
- The total number of operating oil production wells (equipped with *UECN* pumps) owned by “LUKOIL-PERM” is 1222 wells
- The average rate (yield) of the *UECN* -equipped operating wells is 48,8 tons per day (total liquid)
- The average oil production rate of the *UECN*-equipped operating wells is 9,4 tons per day
- The total cost of oil production by “LUKOIL-PERM” Ltd in 2005 equals 1402 roubles per ton
- The scenarios used by *LUKOIL* to calculate the investment projects efficiency
- A differentiated probabilistic approach based on the data of the field tests conducted at the *Prirazlomnoye* oil field (rate increase by 10%, 20% and 30%).

# Сценарные условия и результаты предварительной оценки экономической эффективности использования аппаратуры индукционного нагрева на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

Сценарные условия		2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Курс валют</b>											
Курс доллара	руб	28,0	28,5	28,5	29,3	30,2	31,1	32,0	32,9	33,9	34,9
Курс евро	руб.	28,0	28,5	28,5	29,3	30,2	31,1	32,0	32,9	33,9	34,9
<b>Инфляция</b>											
Индекс цен промышленности в России к предыдущему году, %	%	0,0%	6,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%
<b>Цены</b>											
Биржевая цена на нефть (brent)	\$/бар	28,0	23,3	23,8	22,1	22,5	23,0	23,4	23,9	24,4	24,9
Контрактная Скидка на биржевую цену нефти сорта (brent)	\$/бар	2,0	1,4	1,5	1,5	1,5	1,6	1,6	1,8	1,9	2,0
Контрактная цена на нефть (дальнее зарубежье) с экспортной пошлиной	\$/т	189,3	159,4	162,3	150,0	152,9	155,8	158,7	160,9	163,8	166,7
Цена на нефть на внутреннем рынке (с налогами)	руб/т	2 610	2 489	2 522	2 593	2 780	2 973	3 134	3 300	3 520	3 748
Цена на нефть на внутреннем рынке (без налогов)	руб/т	2 212	2 109	2 138	2 198	2 356	2 519	2 656	2 797	2 983	3 176
<b>Акциз, пошлина, затраты</b>											
Ставка таможенной пошлины	\$/т	33,9	19,0	20,3	14,8	16,1	17,3	18,6	19,8	21,2	22,5
<b>Ставка дисконта</b>											
Ставка дисконта \$	%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%

## Результаты расчетов:

Вариант:		2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Итого
Базовый вариант	тыс. \$	127837,4	97887,21	86711,17	66677,48	55387,05	45877,23	37384,7	30233,55	24776,77	20219,86	<b>592 992,5</b>
Увеличение на 10%	тыс. \$	143863,9	110612,4	98063,44	75726,39	63035,08	52335,12	42782,69	34730,67	28560,36	23400,04	<b>673 110,1</b>
Увеличение на 20%	тыс. \$	159890,4	123337,6	109415,7	84775,3	70683,1	58793	48180,68	39227,79	32343,96	26580,22	<b>753 227,8</b>
Увеличение на 30%	тыс. \$	175916,8	136062,9	120768	93824,22	78331,12	65250,89	53578,67	43724,9	36127,55	29760,39	<b>833 345,4</b>

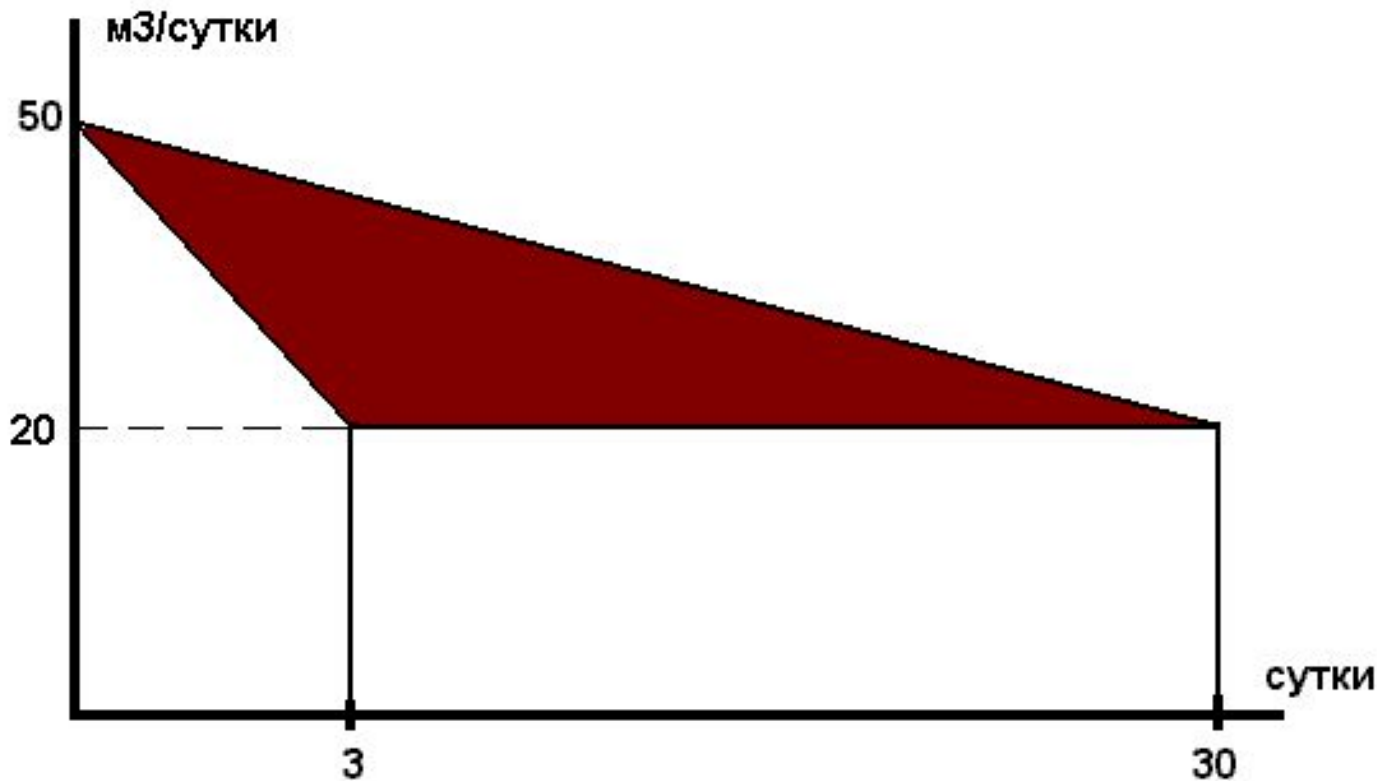
Результаты расчетов являются предварительными и основываются на вышеперечисленных предположениях. Для детальной оценки экономической эффективности необходимы более точные данные, основанные на проведенных промысловых испытаниях. Кроме того, регулярное использование аппаратуры индукционного нагрева позволит сократить количество подземных ремонтов скважин, связанных с чисткой лифта и отказаться от ряда промывок горячей нефтью, при этом не останавливая работу скважин.

# Предварительная оценка стоимости работ с использованием аппаратуры индукционного нагрева на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

Показатель	Ед. изм.	Значение
Стоимость работы каротажной партии	тыс.руб.	5,49
Сметная рентабельность	%%	10,145
Стоимость приобретения комплекта аппаратуры индукционного нагрева	тыс.руб.	750
Минимальное количество обработанных скважин за 1 год (при ежемесячной обработке)	ед.	113
Прибыль инвестора - приобретателя аппаратуры	тыс. руб.	5,2
Средний дебит скважины по нефти	т/сутки	9,4
Количество суток работы скважины в году (при коэффициенте эксплуатации 0,95)	сут.	347
Прирост нефти с одной скважины (за период), 10%	тонн	326,18
Прирост нефти с одной скважины (за период), 20%	тонн	652,36
Прирост нефти с одной скважины (за период), 30%	тонн	978,54
Прирост нефти валовый (за период), 10%	тонн	36 858,3
Прирост нефти валовый (за период), 20%	тонн	73 716,7
Прирост нефти валовый (за период), 30%	тонн	110 575,0
Средняя цена тонны нефти на внутреннем рынке	тыс. руб.	2 212,0
Выручка от продажи дополнительной нефти (за период), 10%	тыс. руб.	81 530,6
Выручка от продажи дополнительной нефти (за период), 20%	тыс. руб.	163 061,3
Выручка от продажи дополнительной нефти (за период), 30%	тыс. руб.	244 591,9
Полная себестоимость товарной продукции	тыс. руб.	1,402
Полная себестоимость добычи дополнительной нефти (включая доп. затраты на обработки - 7 444,44 тыс. руб.), 10 %	тыс. руб.	59 119,8
Полная себестоимость добычи дополнительной нефти (включая доп. затраты на обработки - 7444,44 тыс. руб.), 20 %	тыс. руб.	110 795,2
Полная себестоимость добычи дополнительной нефти (включая доп. затраты на обработки - 7 444,44 тыс. руб.), 30 %	тыс. руб.	162 470,6
Валовая прибыль, 10%	тыс. руб.	22 410,8
Валовая прибыль, 20%	тыс. руб.	52 266,1
Валовая прибыль, 30%	тыс. руб.	82 121,3
Чистая прибыль, 10%	тыс. руб.	17 032,2
Чистая прибыль, 20%	тыс. руб.	39 722,2
Чистая прибыль, 30%	тыс. руб.	62 412,2

**Изменение суточной добычи продукции от нарастания  
толщины АСПО на внутренних стенках НКТ**

**Changing well production rate with the increase of ASPO  
thickness on the inner walls of the tubing**



# Выводы и рекомендации

- Наиболее эффективными для ликвидации АСПО в скважинах, оборудованных УЭЦН, являются метод индукционного нагрева, использующий токи высокой частоты и нагревательные приборы с нагреванием электролита под действием тока.
- Отличительной особенностью индукционного метода является возможность ликвидации АСПО из затрубного пространства скважин и прогрев не только стенок НКТ но и стенок эксплуатационной колонны.
- В целях снижения экологических рисков и «прихватов» оборудования при проведении подземных ремонтов скважин рекомендуется перед подъемом колонны НКТ проводить обработку аппаратурой индукционного нагрева.
- Использование нагревательных приборов типа ТЭН не рекомендуется из-за возможности образования при воздействии высокой температуры на АСПО нерастворимых веществ.



# Conclusions and recommendations

- At present the most effective techniques to remove asphaltene-resin-paraffin deposits (ASPO) from oil production wells are high-frequency induction heating systems and heating devices using the principle of electrolyte heating by electric current.
- The advantage of the induction heating technique is its ability to remove ASPO from hole clearances and to heat not only the walls of the tubing but also of the casing string.
- In order to minimize ecological harm and avoid equipment “entrapping ” during underground well repairs it is advisable to treat the tubing string by induction heating prior to its lifting.
- The use of electric heaters is not advisable because of the risk of the formation of insoluble compounds as a result of the effect of high temperature on ASPO.



НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ « ЮКОС » ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ  
ОБЩЕСТВО «ЮГАНСКНЕФТЕГАЗ»

НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕЕ УПРАВЛЕНИЕ  
« П Р А В Д И Н С К Н Е Ф Т Ъ »

625331 пос.Пойковский  
Тюменской области,  
НГДУ «Правдинскнефть»

тел. 1-01-03; 1-02-97  
факс 1-42-96; 1-02-96

---

Отзыв о работе **ООО ПКФ «УПНС».**

ООО ПКФ «УПНС» оказывает услуги по ликвидации гидрато-парафиновых отложений (ГПО) для НГДУ «Правдинскнефть» (ОАО «Юганскнефтегаз») с апреля 2001 по июнь 2002 года. Ликвидация ГПО производится аппаратурой индукционного нагрева скважин марки ИТВ-210. За период работы сделано 969 ремонтов на Приразломном и Приобском месторождениях, претензий к работе не имеется. Данный метод является одним из самых современных и экономически эффективных.

И.о. начальника ТОПиКРС  
НГДУ «Правдинскнефть»



В. Н. Козенко

Report by “Pravdinskneft” (UGANSKNEFTEGAS  
oil and gas production department) on the works carried out  
by PKF “UPNS”, Ltd

- PKF “UPNS”, Ltd provided GPO (hydrate-paraffin deposits) removing services to “Pravdinskneft” from April, 2001 to June, 2002. The deposits were removed by means of the ITV-210 well induction heater. During this period as many as 969 oil production wells at the Prirazlomnoye and Priobskoye oil fields were treated. “Pravdinskneft” is fully satisfied with the contractor’s work. The method used appears to be one of the latest and cost effective ASPO-removing techniques.