МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

ВСЕСОЮЗНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
(В Н И И)

И Н С Т Р У К Ц И Я

ПО ПРИМЕНЕНИЮ ЦИКЛИЧЕСКОЙ ЭЛЕКТРОТЕПЛОВОЙ ОБРАБОТКИ СКВАЖИН С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ УСТАНОВКИ ЦУЭС-1500

РД 39-1-466-80

1980 г.

gost.e-ecolog.ru

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

ВСЕСОЮЗНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ

(В Н И И)

"УТВЕРЖДАЮ"

Заместитель Министра

_____ Э.М.Халимов

"20" X/ 1980г.

И Н С Т Р У К Ц И Я

ПО ПРИМЕНЕНИЮ ЦИКЛИЧЕСКОЙ ЭЛЕКТРОТЕПЛОВОЙ ОБРАБОТКИ СКВАЖИН С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ УСТАНОВКИ ЦУЭС-1500

РД 39-1-466-80

1981 г.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

И Н С Т Р У К Ц И Я

ПО ПРИМЕНЕНИЮ ЦИКЛИЧЕСКОЙ ЭЛЕКТРОТЕПЛОВОЙ ОБРАБОТКИ СКВАЖИН С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ УСТАНОВКИ ЦУЭС-1500

Вводится впервые

Приказом Министерства нефтяной промышленности 065 от 10 декабря 1980

Срок введения с 28.12.80

Срок действия до 28.12.85

I. НАЗНАЧЕНИЕ, ФИЗИЧЕСКАЯ СУЩНОСТЬ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ЦИКЛИЧЕСКИХ ЭЛЕКТРОТЕПЛОВЫХ ОБРАБОТОК С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ УСТАНОВКИ ЦУЭС-1500

Под призабойной зоной пласта имеется в виду часть общей пластовой гидродинамической системы, ограниченная областью, где фильтрации нефти, газа и воды имеют особенности, обусловленные присутствием скважины. Состояние призабойной зоны определяет важнейшие эксплуатационные характеристики нефтяных скважин: величину притока нефти, темп и полноту ее отбора из пласта. Наряду с общеизвестными факторами, влияющими на величину дебита (проницаемость, толщина и насыщенность пласта), большое значение имеют состав и свойства извлекаемой нефти и термодинамические условия, сопутствующие работе фильтрующей части скважины.

Известно, что при фильтрации парафинистых или полярных нефтей при температуре ниже 60-70^{0}С происходит постепенное

снижение нефтепроницаемости призабойных зон. Причина этого явления заключается в закупоривании поровых каналов парафином, выделившемся во взвешенную твердую фазу, или асфальто-смолистыми веществами.

Размер зоны с ухудшенной нефтепроницаемостью во многих случаях достигает 10 и более метров. Для борьбы с указанным явлением рекомендуется циклическая электротепловая обработка скважины. В результате обработки на расстоянии до 1 м достигается расплавление парафина и асфальто-смолистых слоев. Последующая очистка призабойной зоны приводит к удалению этих веществ и восстановлению нефтепроницаемости вплоть до исходной.

Областью применения электротепловых обработок с использованием установки ЦУВС-1500 являются нефтяные пласты, залегающие на глубине до 1500 м. Минимальный диаметр обсадной колонны - 5 3/4 дюйма. На устье скважины должен быть источник электроэнергии мощностью не менее 50 квт, дающий ток промышленной частоты, при напряжении 380в.

Циклическая электротепловая обработка скважин в ее современном виде была технологически и технически разработана и испытана группой советских ученых-нефтяников (Шейнман А.Б., Сергеев А.И. и Симкин Э.М.). Она не имеет аналогов за рубежом.

2. УСТАНОВКА ЦУВС-1500, УСТРОЙСТВО И ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ

Серийная установка ЦУВС-1500 предназначена для циклических электротепловых обработок нефтяных скважин глубиной до 1500 м с диаметром обсадной колонны не менее 5 3/4". Установка выпускается НПО "Башнефтемашремонт" Ми-

нистерства нефтяной промышленности. Ее разработчик -ТатНИИНефтемаш Министерства химического и нефтяного машиностроения по техническому заданию ВНИИ Министерства нефтяной промышленности.

Оборудование установки размещено в фургоне переоборудованного каротажного подъемника ПК-2 и на прицепе-шасси ТАПЗ-755.

2.I. Наземное оборудование

Для спуска и подъема глубинных электронагревателей используется самоходный каротажный подъемник ПК-2, отличающийся тем, что с него снято вспомогательное оборудование для каротажных работ, и лебедка приспособлена для намотки кабеля КГТН-IO. Подъемник имеет следующие размеры, мм:

длина	7030
ширина	2540
высота	3015

Металлический кузов подъемника разделен на 2 части - кабину машиниста и лебедочное отделение. В кабине машиниста находятся приборы управления лебедкой, трансмиссией и двигателем.

Для контроля за спуско-подъемными операциями установлен пульт с указателями натяжения кабеля и глубины спуска электронагревателя, а также динамик переговорного устройства (для связи с устьем скважины).

В лебедочном отделении установлена лебедка, привод которой осуществляется от двигателя автомашины через коробку отбора мощности, и двухскоростной редуктор. Привод рабочих

органов осуществляется от двигателя автомобиля. Тяговое усилие лебедки от 1500 до 3000 кгс. Максимальная емкость барабана - 1500 м, кабеля КПТН-10. Скорость подъема кабеля по среднему диаметру барабана от 100 до 600 м/час. Максимальная глубина спуска электронагревателя - 1500 м.

Более подробное изложение устройства и работы каротажного подъемника приведено в техническом описании и инструкции по эксплуатации, прилагаемой к изделию.

Для сборки многосекционного электронагревателя на устье и ввода его в скважину служит устьевой подъемник, который состоит из основания с направляющим роликом и телескопической мачты с ручной лебедкой.. После ввода электронагревателя в устье дальнейший спуск ведется при помощи лебедки каротажного подъемника и устьевой подъемник не нужен. Необходимость в нем вновь возникает после завершения прогрева. В этот период после подъема электронагревателя к устью скважины с помощью ручного подъемника его извлекают из устья с одновременной разборкой на секции.

Максимальная грузоподъемность мачты 150 кг, максимальная высота мачты от колонного фланца до траверсы 5000 мм, допускаемая нагрузка на направляющей ролик основания 4000 кг.

Наземное электрооборудование смонтировано на одноосном прицепе-массе ТАП8-755. Оно предназначено для питания электронагревателя от промысловой сети и управления процессом прогрева скважины. Оборудование состоит из трансформатора ТМП-100/844-73У1 и блока управления. С помощью трансформатора осуществляется поддержание требуемого напряжения на электронагревателе.

Трансформатор силовой, трехфазный, масляный, мощностью 100 кВА. Присоединение кабеля КГГН-10 и питающего кабеля к трансформатору производятся через соединительные панели, которые размещаются в блоке управления.

Блок управления предназначен для управления работой глубинного электронагревателя. Его аппаратура обеспечивает: автоматический и ручной режим включения питания электронагревателя; защиту от однофазных и многофазных замыканий и перегрузок; контроль за работой электронагревателя; измерение потребляемой установкой электроэнергии; автоматическое включение и выключение напряжения питания электронагревателя по сигналам датчиков температуры, установленных в электронагревателе.

Все приборы блока управления смонтированы в металлическом шкафу, установленном на амортизаторах на платформе прицепа. Блок управления и трансформатор через соединительный кабель подсоединен к болту заземления, который приварен к платформе прицепа.

Заземление станции управления осуществляется заземлителем, который вбивают в землю на расстоянии от 2 до 3 м от станции управления. Устройство и работа блока управления и трансформатора описаны в инструкциях по эксплуатации блока управления и трансформатора. Устройство и правила эксплуатации прицепа-шасси ТАПЗ-755 изложены в инструкции по эксплуатации прицепа-шасси.

Устьевой зажим служит для фиксирования кабеля КГГН-10 и подвешенного на нем электронагревателя на заданной глубине. Он состоит из 2-х металлических щек, соединенных осью и стяжным болтом. В центре зажима на плоскостях разъема имеется

отверстие, через которое протягивается зажимаемый кабель. Во избежание разрушения брони кабеля все кромки отверстия округлены.

2.2. Глубинное оборудование

Глубинное оборудование включает кабель-трос КГТН-10 и секционный электронагреватель. Кабель КГТН-10 предназначен для питания электрическим током, спуска в скважину и удержания на заданной глубине электронагревателя. Кабель состоит из трех медных жил сечением 4 $мм^2$ каждая из трех сигнальных жил от 0,5 до 0,6 $мм^2$. Сигнальные жилы предназначены для передачи сигналов от термосопротивлений, установленных в электронагревателе, на контрольно-измерительную аппаратуру.

Каждая токоведущая жила кабеля изолирована двумя слоями резины. Нижний слой - электроизоляционная резина типа РТИ-О с радиальной толщиной 1,2 ± 0,1 мм. Верхний слой - маслобензостойкая резина, составленная на основе нитрильных каучуков с радиальной толщиной от 0,3 до 0,4 мм. На оптимальных жилах толщина слоев оболочек, соответственно 0,2 - 0,3 мм.

Три основные жилы кабеля скручены между собой с заполнением промежутков сигнальными жилами. Наружные промежутки между жилами заполнены хлопчато-бумажной пряжей, пропитанной противогнилостным составом. Скрученные жилы обмотаны лентой из прорезиненной ткани.

Двухслойная грузонесущая броня кабеля выполнена из стальных оцинкованных проволок, наложенных во взаимно противоположных направлениях.

Наружный диаметр кабеля 17,8 мм, масса 1100 кг/км,

сопротивление изоляции при температуре 20°С составляет 100 МОм/км.

Глубинный секционный электронагреватель предназначен для нагрева призабойной зоны нефтяных скважин. Максимальная мощность электронагревателя 25 кВт, напряжение питания 380 В, пределы регулирования забойной температуры - 100-180°С.

В качестве нагревательного элемента использован блок ТЭНов типа НИСК 18/24. Для предохранения кабеля КПТН-10 от вредного воздействия высокой температуры, ввод кабеля в электронагреватель осуществляется через удлинитель.

Внутренняя часть электронагревателя и удлинителей герметизирована в плоскостях разъемов прокладками, а в головке электронагревателя - специальной конструкцией кабельного ввода, обеспечивающей герметичность при наружных давлениях до 150 кгс/см^2. Во внутренней полости электронагревателя в непосредственной близости от нагревательных элементов размещены два термореле, которые служат для автоматического поддержания забойной температуры в заданных пределах.

Электрическое соединение токоведущих и сигнальных проводников удлинителей и, собственно, нагревателя осуществляется с помощью штепсельных разъемов.

Головка электронагревателя подсоединяется к кабелю КПТН-10 методом заливки свинцом внутренней полости стакана, в которой равномерно размещаются загнутые концы проволоки наружной бронировки кабеля. Подробное описание работы и устройства электронагревателя приведены в инструкции по его эксплуатации.

2.3. Подготовка установки к обработке

Перед обработкой все оборудование, входящее в установку ІУЭС-І500 должно быть тщательно проверено. Проверка узлов подъемника производится в соответствии с "Инструкцией по эксплуатации каротажного подъемника ПК-2" и "Правилами эксплуатации автомобиля ЗИЛ-І3І". Состояние прицепа проверяется в соответствии с "Инструкцией по эксплуатации прицепа-шасси ТАПЗ-755".

При подготовке электронагревателя и кабель троса необходимо проверять сопротивление изоляции, которое является одной из основных характеристик глубинного электрооборудования. Сопротивление изоляции электронагревателя с кабель-тросом должна быть не менее І0 МОм. Использование электронагревателя и кабеля с сопротивлением изоляции менее І0 Мом воспрещается.

Перемотку кабеля-троса с транспортировочного барабана на барабан лебедки каротажного подъемника необходимо производить под натяжкой, обеспечивающей равномерную "виток к витку" укладку кабеля на барабан лебедки.

При подготовке электронагревателя необходимо установить верхний и нижний пределы температуры на терморегуляторах, проверить наличие и состояние уплотняющих элементов. При необходимости - изношенные элементы заменяются. При подготовке наземного электрооборудования необходимо проверить и подтянуть крепление всех контактов, которые могут ослабнуть в результате транспортировки. Необходимо также осмотреть всю электрическую проводку, проверить исправность измерительной и сигнальной аппаратуры. При осмотре трансформатора необходимо убедиться в исправности контактных панелей

и надежности электрических соединений. Все вспомогательное оборудование (устьевой подъемник, штропы, элеваторы и устьевой зажим) должно быть исправным и очищенным от грязи, пыли, нефтепродуктов.

Особое внимание надо обратить на исправность устьевого зажима и состояние поверхности зажимных частей. Зажимные части должны быть сухими, тщательно очищенными от нефтепродуктов.

Перед выездом на электротепловую обработку вспомогательное оборудование и элементы электронагревателя размещают в кузове подъемника на соответствующих опорах и надежно крепят.

2.4. Порядок работы на скважине

Подача установки к скважине производится после окончания работ по подъему глубиннонасосного оборудования. При этом прицеп со станцией управления устанавливают горизонтально на расстоянии не более 10–15 м от блока управления станка-качалки или погружного электронасоса и подключают с помощью питающего кабеля. На устье скважины монтируют ручной устьевой подъемник, чтобы обеспечить хорошую видимость и сигнализацию между подъемником и устьем скважины. Между подъемником и устьем скважины не должно находиться никаких предметов, препятствующих движению кабеля. Составные части электронагревателя извлекают из кузова каротажного подъемника и укладывают их у устья скважины. Каротажный подъемник устанавливают на расстоянии не менее 25 м от устья скважины так, чтобы ось желоба направляющего блока основания устьевого подъемника была перпендикулярна оси барабана лебедки и совпадала с осью автомобиля. Укладывают упоры под задние колеса автомобиля и заземляют электрооборудование. Затем, с помощью устьевого подъемника опускают в сква-

алну нижнюю секцию электронагревателя, монтируют и опускают промежуточные секции и соединяют головку с электронагревателем. На основании устьевого подъемника устанавливают направляющий ролик и заводят кабель в ручей ролика. Рычаг управления раздаточной коробки ставят в "нейтральное" положение и включают коробку скоростей автомашины (автомашина не должна трогаться с места). Затем включают коробку отбора мощности и с помощью лебедки подъемника выбирают слабину кабеля, после чего снимают элеватор с электронагревателя и предупреждают обслуживающий персонал о начале спуска. Плавно освобождают ручной тормоз лебедки,включают передачу и подачу газа. Устанавливают скорость спуска кабеля. При натяжении кабеля, достаточном для свободного спуска, затормаживают барабан лебедки и включают кулачковую муфту. Дальнейший свободный спуск можно вести с использованием, в случае необходимости, тормозной лебедки. Контроль за спуском осуществляют по приборам в автомашине и дублирующим прибором на устье скважины. При достижении заданной глубины барабан лебедки затормаживают и фиксируют "собачкой" на храповом колесе. При этом величина отклонения фактического интервала установки электронагревателя от заданного не должна превышать 0,5 м.

С помощью устьевого зажима закрепляют кабель на устье скважины, сматывают его остаток с лебедки и присоединяют силовые жилы через соединительную панель блока управления к трансформатору, сигнальные жилы – к соответствующим клеммам блока управления, а жилу заземления – к болту заземления станции управления.

На расстоянии 3–5 м от станции управления устанавливают предостерегающий плакат (стойку вбивают в землю). Включают рубильник на блоке управления станка-качалки и автомат на блоке управления. Ключ управления ставят либо на "автоматичес-

кое" либо на "ручное" положение. В последнем случае дополнительно нажимают кнопку "пуск" и начинают прогрев призабойной зоны.

В процессе электропрогрева на скважине находятся прицеп со станцией управления, глубинный электронагреватель с кабелем, устьевой зажим и предостерегающий плакат.

Установка ГУЭС-1500 обслуживается машинистом, оператором и электромонтером. В процессе прогрева постоянного присутствия обслуживающего персонала на скважине не требуется.
Работа электронагревателя в скважине контролируется дежурным электромонтером или с диспетчерского пункта, если он имеется. После спуска электронагревателя самоходный подъемник с обслуживающим персоналом переезжает на другую скважину или возвращается на базу.

По окончании электропрогрева призабойной зоны электронагреватель извлекают на поверхность и производят перечисленные операции в обратной последовательности. Затем электронагреватель очищают от грязи и нефти, укладывают, крепят оборудование и подготавливают установку к транспортировке.

Установка может обслуживать последовательно 5 скважин. Для этого, помимо каротажного подъемника, она снабжена 5 комплектами наземного и глубинного оборудования. Каротажный подъемник обслуживает последовательно каждую из 5 скважин.

3. ТЕХНОЛОГИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ОБРАБОТКИ

3.I. Выбор объектов и подготовительные мероприятия

Для циклических электротепловых обработок призабойной зоны пригодны месторождения, содержащие парафинистые, либо полярные нефти при пластовой температуре не выше 65°С и давлениях до I5 МПа. Содержание промыслового парафина* в нефти должно быть не меньше 3% (по весу).

Нефтесодержащий пласт как объект применения должен отвечать следующим требованиям: глубина залегания не более I500 м, степень снижения проницаемости призабойной зоны пласта из-за отложений промыслового парафина относительно удаленной зоны пласта не менее I,5, толщина пласта не менее 3 м, пористость пласта не менее 5% и обводненность не более 60%. При большей обводненности эффективность обработки ухудшается.

Предназначенная для обработки нефтяная скважина должна удовлетворять следующим условиям:

I. Нефтепроницаемость призабойной зоны пласта из-за отложений промыслового парафина к моменту обработки должна быть снижена не менее чем в I,5 раза по сравнению с начальной нефтепроницаемостью (на момент вступления скважины в эксплуатацию).

2. Дебит скважины к моменту обработки должен быть таким, чтобы его I,5-кратный прирост в течение 3 месяцев после обработки (минимальный прирост от электротеплового воздействия) по крайней мере компенсировал затраты на проведение обработки.

---

* Имеется в виду смесь парафино-смолистых веществ.

3. Эксплуатационная колонна должна обеспечивать безопасный спуск глубинного электронагревателя на кабель-тросе.

4. Уровень пластовой жидкости в скважине должен быть не менее чем на 5 м выше интервала прогрева пласта.

Наличие промыслового парафина в призабойной зоне, радиус зоны отложений и степень ухудшения нефтепроницаемости оценивают путем проведения термо-гидродинамических исследований в процессе пробных испытаний. С этой целью в скважине сначала осуществляют гидродинамические исследования по определению ее относительной продуктивности. Под относительной продуктивностью имеют в виду отношение коэффициента продуктивности данной скважины к эталонной скважине, совершенной по вскрытию. Затем проводят кратковременный электропрогрев в течение 6-7 часов с помощью электронагревателя, спускаемого на НКТ под насос. После отключения электронагревателя из обрабатываемой зоны удаляют вещества, которые приводили к снижению нефтепроницаемости и повторным гидродинамическим исследованием измеряют относительную продуктивность скважины.

Радиус зоны со сниженной нефтепроницаемостью и степень снижения определяют из зависимости

$$\frac{K}{K_a} = 1 + \left(\frac{1}{P_{z_1}} - \frac{1}{P_{z_2}}\right) \frac{\ell n \frac{z_K}{z_c}}{\ell n \frac{z_H}{z_c}} \qquad (1)$$

$$z_a = exp\left[\left(\frac{1}{P_{z_1}} \ell n \frac{z_K}{z_c} + \frac{K}{K_a} \ell n z_c - \ell n z_K\right) \frac{1}{\left(\frac{K}{K_a} - 1\right)}\right] \qquad (2)$$

Здесь: K_a, K - соответственно указанные нефтепроницаемость призабойной зоны и окружающего пласта;

z_K, z_a, z_c - соответственно радиусы дренажа, зоны ухудшенной нефтепроницаемости и скважины;

$r_н$ - радиус прогретой зоны*), который определяют расчетным путем;

и P_{r_1}, P_{r_2} - относительные продуктивности соответственно при первом и втором гидродинамических исследованиях.

Перед обработкой скважина должна быть подготовлена. С этой целью в эксплуатационную колонну спускают шаблон, диаметр которого соответствует размерам применяемого электронагревателя, а длина - общей длине используемых секций в сборе.

В течение месяца, предшествующего обработке производят измерения дебита и обводненности нефти не реже одного раза в неделю. В течение недели, предшествующей обработке, скважина должна быть исследована с целью определения текущей пластовой температуры, наличия и степени снижения нефтепроницаемости из-за отложений промыслового парафина. Насосно-компрессорные трубы и глубинное оборудование извлекаются из скважины непосредственно перед проведением обработки. В процессе прогрева устье скважины закрывают приспособлением, имеющимся в комплекте установки.

Обработка фонтанирующих скважин с помощью установки ЦУЭС-1500 запрещена. Если имеется вероятность перехода нефтяной скважины после обработки на режим фонтанирования, должны быть приняты соответствующие меры по обеспечению нормальной эксплуатации после обработки. С этой целью скважина должна быть оборудована устройством герметизации устья скважины и выкидной линией, соединяющейся с внутрипромысловой системой сбора. В процессе прогрева выкидная линия должна быть закрыта. После окончания прогрева и отключения электронагревателя нижний превентор и выкидная линия открываются и, если скважина перешла на режим фонтанирования, то в течение периода фонтанирования эксплуатируют скважину, не поднимая элек-

*) Имеется в виду положение изотермы, соответствующей температуре плавления отложений промыслового парафина.

тронагреватель. Цель этой операции - максимально быстрое удаление расплавленного промыслового парафина из интервала прогрева. После окончания фонтанирования производят подъем электронагревателя, соблюдая правила техники безопасности подъема и извлечения скважинных приборов из скважин.

3.2. Температура и продолжительность воздействия

Основными технологическими параметрами циклической электротепловой обработки с использованием установки ЦУЭС-1500 является забойная температура и продолжительность воздействия. Эти параметры определяются исходя из требуемого радиуса прогретой зоны вокруг стенки скважины и минимально необходимой мощности нагревателя.

Радиус прогретой зоны задается исходя из размеров зоны со сниженной нефтепроницаемостью вокруг скважины. Последняя определяется из зависимости (2).

Исходя из заданного таким образом радиуса по рис. I, либо 2 определяют безразмерную температуру в скважине и окружающем пласте в зависимости от продолжительности обработки.

3.3. Регулирование мощности электронагревателя и настройка терморегуляторов

Мощность электронагревателя должна быть достаточной для поддержания заданной постоянной температуры скважинной жидкости. Минимальная мощность, необходимая для достижения этой температуры, устанавливается (см. рис. 3) в зависимости от перепада температуры между скважинной жидкостью и начальной пластовой. Мощность электронагревателя регулируется путем переключения напряжения на вторичной обмотке трансформатора. Напряжение на вто-

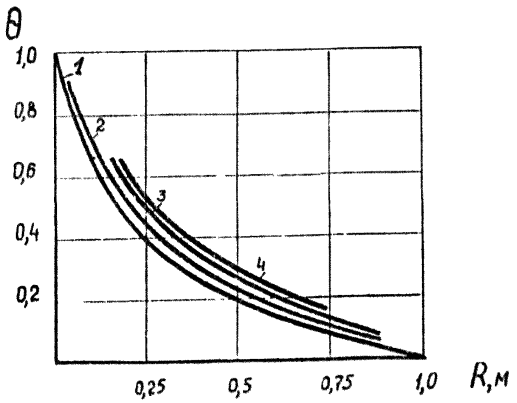


Рис. I. Зависимость безразмерной температуры от расстояния от стенки скважины во времени.
Коллектор-песчаник.
I-2 суток, 2-3 суток, 3-5 суток, 4-I6 суток

θ - безразмерная температура, $\theta = \frac{T-T_0}{T_c-T_0}$

T_0 - начальная температура пласта, °С

T_c - температура скважинной жидкости в процессе прогрева

T - текущее значение температуры в рассматриваемой точке пласта.

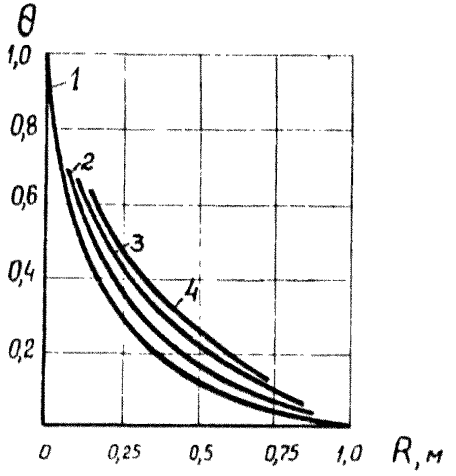


Рис. 2. Зависимость безразмерной температуры от расстояния от стенки скважины во времени.
Коллектор – известняк.
Обозначения те же, что на рис. I.

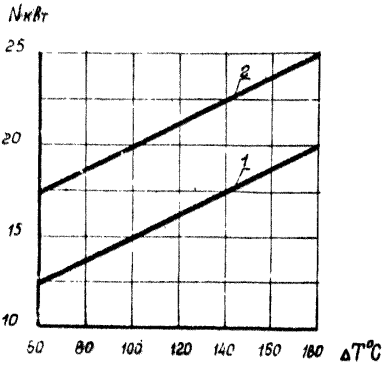


Рис. 3. Зависимость минимальной необходимой мощности электронагревателя от разности температур между скважинной жидкостью и начальной пластовой.

I. Коллектор – песчаник.

2. Коллектор – известняк.

ричной обмотке трансформатора зависит от мощности электронагревателя и длины кабеля КГТН-IO. Она определяется из зависимости, приведенной на рис.4.

Если при эксплуатации длина кабеля в силу тех или иных причин будет изменена, напряжения на зажимах вторичной обмотки трансформатора определяют расчетным путем по формуле:

$$U_K = \sqrt{N\left(\frac{3R_K^2}{R_{HФ}} + 2R_K + \frac{R_{HФ}}{3}\right)} \qquad (3)$$

Здесь: N – мощность электронагревателя, Вт;

R_K – сопротивление жилы кабеля, Ом;

$R_{HФ}$ – сопротивление фазы электронагревателя, Ом;

U_K – напряжение на зажимах вторичной обмотки трансформатора, В.

Сопротивление жилы кабеля R_K определяется непосредственным измерением после отсоединения кабеля от электронагревателя. Сопротивление фазы электронагревателя $R_{HФ}$ определяется расчетным путем по замеренному сопротивлению между его двумя любыми выходными концами. Для этого замеренную величину умножают на 0,67.

Поддержание температуры скважинной жидкости на заданном уровне осуществляется путем настройки терморегуляторов, расположенных внутри корпуса электронагревателя. В связи с наличием температурного перепада между скважинной жидкостью и корпусом электронагревателя (в процессе его работы) настройку терморегуляторов производят по формуле:

$$T_{тр} = T_{сж} + \Delta T \qquad (4)$$

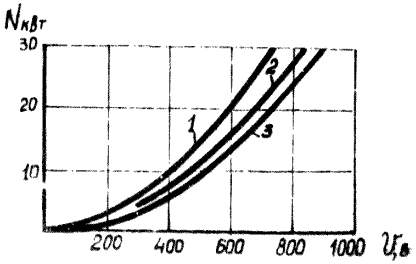


Рис. 4. Изменение мощности электронагревателя от напряжения на выходе вторичной обмотки трансформатора при различных длинах кабеля: 1–1000 м; 2 – 1300 м; 3 – 1500 м.

Здесь $T_{тр}$ - средняя температура настройки терморегуляторов;

$T_{сж}$ - температура скважинной жидкости;

ΔT - перепад температуры между скважинной жидкостью и корпусом электронагревателя, который определяется в зависимости от мощности электронагревателя (см.рис. 5).

3.4. Завершение обработки и пуск скважины в эксплуатацию

После окончания прогрева и отключения электронагревателя происходит остывание призабойной зоны и ствола скважины. Продолжительность остывания определяется из графика снижения температуры после прогрева (см. рис. 6). Эксплуатация скважины должна быть возобновлена до остывания призабойной зоны ниже, чем температура ($T_{пл.}$ +10° С). Здесь $T_{пл}$ - температура плавления отложений промыслового парафина в °С.

В первые 2-3 суток после обработки часто наблюдают высокое содержание парафино-смолистых компонентов в нефти. В связи с этим могут наблюдаться трудности в освоении скважины после обработки. Это может быть вызвано отложением в глубинно-насосном оборудовании парафино-смолистых веществ, вынесенных из пласта. В подобных случаях необходимо прочистить трубы и забойное оборудование от отложений промыслового парафина.

Особое внимание следует обратить на необходимость ввода скважины в эксплуатацию до ее остывания. В противном случае это приводит к существенному снижению эффективности обработки. В связи с этим работы по подъему электронагревателя и пуску скважины в эксплуатацию следует проводить на максимальных скоростях. Временные остановки при подъеме электронагревателя в процессе его извлечения из скважины не рекомендуются. В течение первых двух суток эксплуатации после электропрогрева остановка скважины не реко-

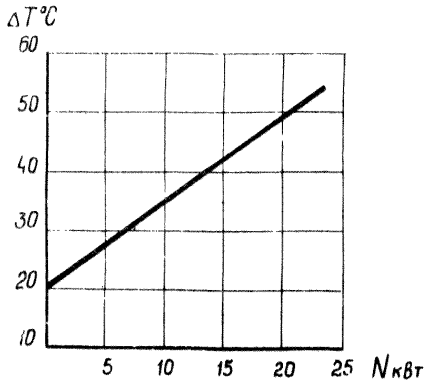


Рис. 5. Зависимость разности температур между температурой на оси корпуса электронагревателя и температурой скважинной жидкости от мощности электронагревателя.

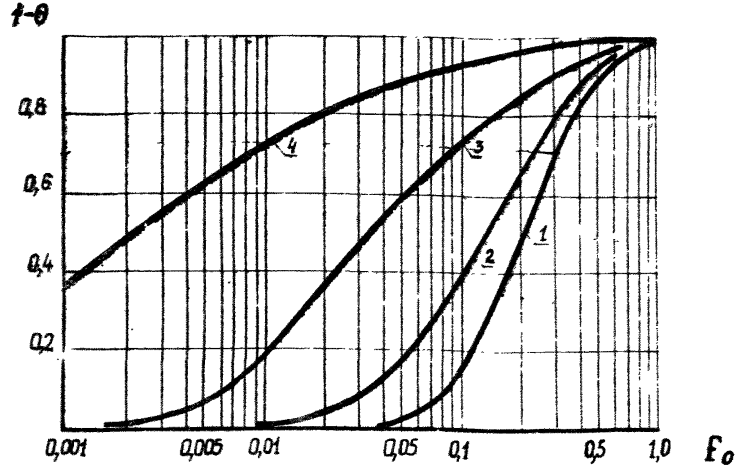


Рис. 6. Снижение безразмерной температуры для различных точек пласта во времени после обработки.

I-ζ=0; 2-ζ =0,5R ; 3-ζ =0,8R ; 4-ζ =0,95R , R - расчетное положение изотермы ($T_{пл.}$+I0°C) на момент отключения электронагревателя; F_o - безразмерное время; $F_o = \frac{\lambda \tau}{C R^2}$; λ - коэффициент теплопроводности, $\frac{Вт}{м \cdot град}$; C - объемная теплоемкость, $\frac{Вт\ час}{м^3\ град}$; τ - время с момента отключения электронагревателя, час; ζ - расстояние от оси скважины, м; $T_{пл}$ - температура плавления парафино-смолистых отложений, °C.

мендуется.

3.5. Прогнозирование прироста добычи нефти

Дебит эксплуатационной скважины после обработки в каждый момент времени определяется из соотношения:

$$\frac{q}{q_0} = \frac{\frac{K_н}{K_а} \ln \frac{r_а}{r_с} + \ln \frac{r_к}{r_а}}{\frac{K_н}{K_а} \ln \frac{r_а}{r_{н(\tau)}} + \ln \frac{r_к}{r_а}} \qquad (5)$$

Здесь: q – дебит скважины после обработки, q_0 – средний дебит до обработки; $K_н$–проницаемость обработанной зоны; $K_а$ – ухудшенная проницаемость коллектора до обработки; $r_{н(\tau)}$ –радиус зоны с повышенной проницаемостью после обработки.

Начальный размер зоны со сниженной проницаемостью $r_а$ и ее проницаемость $K_а$ определяют в соответствии с зависимостями (I)-(2).

Проницаемость обработанной зоны $K_н$ считается равной начальной проницаемости пласта.

Радиус зоны с повышенной проницаемостью после обработки изменяется в процессе эксплуатации в соответствии со следующей приближенной зависимостью:

$$r_{н(\tau)} = r_0 - m\left(\frac{\tau}{365}\right)^n \qquad (6)$$

Здесь m, n – эмпирические константы, которые определяются по данным результатов опробования метода; r_0 – радиус прогретой зоны к моменту ввода скважины в эксплуатацию, который определяется из рис. 6.

Для определения прогнозируемого объема добытой нефти ΔQ необходимо построить зависимость $q(\tau)$ в течение всего времени прироста добычи от обработки и затем осуществить ее графическое интегрирование. Однако, прирост добычи в результате обработки будет несколько меньше и составит $\Delta Q = \Delta Q - q_0 \Delta\tau$. Здесь $\Delta\tau$ – продолжительность простоя скважины во время обработки, сутки.

4. ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ

Персонал, обслуживающий установку ЦУЭС-1500 должен пройти инструктаж по действующим "Правилам безопасности в нефтедобывающей промышленности", утвержденным Госгортехнадзором СССР 31 января 1974г., а также "Правилам устройства электроустановок" и сдать экзамен соответствующей комиссии. До начала работ администрация промысла назначает лицо, ответственное за безопасность работ по электротепловой обработке нефтяных скважин, а также за безопасность использования всего оборудования, предназначенного для этих работ. В процессе эксплуатации установка имеет следующие виды опасности: электрический ток, подвижные и вращающиеся элементы. Источником опасности являются: электрооборудование установки, телескопическая мачта устьевого подъемника, канат устьевого подъемника.

Подъемник в процессе эксплуатации должен устанавливаться на расстоянии не менее 25 м от устья скважины. Все поверхностное электрооборудование установки (автотрансформатор, блок управления) в процессе прогрева должно быть надежно заземлено. Исправность заземления проверяется при каждой очередной обработке скважины.

Перед пуском установки необходимо замерить сопротивление заземления: сопротивление, замеренное между любой точкой установки и заземлителем, не должно быть более 1 ом.

Все работы по регулировке наземного электрооборудования производятся только при отключенной электровышке. При этом на дверку блока управления необходимо вывесить табличку "Не включать, работают люди!". При возникновении неисправностей в электрооборудовании необходимо немедленно отключить рубильник

на распределительном щите. Устранение неисправностей производится только электромонтерами, допущенными к обслуживанию установки ПУЭС-1500.

В процессе прогрева категорически запрещается пользоваться некалиброванными плавкими вставками. После окончания обработки необходимо отключить главный сетевой рубильник и вынуть плавкие вставки на станции управления.

Запрещается производить работы по спуску и подъему электронагревателя без установки упоров под колеса каротажного подъемника и поставки машины на стояночный тормоз. Запрещается располагать подъемник и прицеп с наземным электрооборудованием под линиями электропередач.

Должен быть установлен тщательный контроль за исправным состоянием каната устьевого подъемника. Перед каждым спуском электронагревателя канат должен быть осмотрен ответственным лицом. Канат должен быть заменен новым, если при осмотре окажется, что одна его прядь (стренга) оборвана или на шаге свивки число оборванных проволок составляет более 5%.

Включение глубинного электронагревателя под напряжением на воздухе более 1 мин. категорически воспрещается.

Во время спуско-подъемных операций в скважине запрещается находиться под кабелем, переходить через него, а также браться руками за движущийся кабель. На барабан подъемника кабель должен направляться специальным водильником.

Во время спуска электронагревателя в необсаженную часть ствола скважины должны осуществляться периодические контрольные остановки. При этом не допускаются остановки длительностью более 3 мин. Контрольный подъем электронагревателя должен производиться во всех случаях, когда есть подозрение на потерю герметичности

кабеля (Раздел I2 "Правил безопасности в нефтедобывающей промышленности").

При перегоне установки на большие расстояния производят периодические наблюдения за оборудованием и аппаратурой, находящимися в фургоне подъемника и прицепа. Для обеспечения безопасности при движении по магистральным и промысловым дорогам тормозная система прицепа должна быть подсоединена к тормозной системе автомобиля, а электросеть – к сети автомобиля.

Обслуживающий персонал установки должен знать основные требования противопожарной безопасности и уметь обращаться с противопожарным инвентарем.

5. ПРИМЕР РАСЧЕТА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ И ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ

Исходные данные для расчета технологических показателей сведены в табл. I.

Таблица I.

№ показателя	Наименование показателя, единица измерения	Величина показателя
I.	Расстояние между скважинами, м	I50
2.	Радиус скважины, м	0,075
3.	Дебит скважины до обработки, т/сут.	5
4.	Глубина скважины, м	I200
5.	Длина кабеля, м	I300
6.	Температура скважинной жидкости до обработки, °С	40
7.	Соотношение проницаемостей нагретой и запарафиненной зон $K_н/K_а$	6
8.	Эмпирические коэффициенты, m / n	0,48 / 0,50
9.	Радиус парафинизации, м	0,5
I0.	Температура плавления парафина, °С	50
II.	Температура скважинной жидкости, °С	I40
I2.	Коллектор	песчаник

Исходя из указанного радиуса зоны парафинизации 0,5 м принимается, что радиус зоны прогрева (положение изотермы 60°С) также равен 0,5 м. Определим безразмерную температуру соответствующую положению изотермы 60°С, она равна

$$\theta = \frac{T - T_0}{T_c - T_0} = \frac{60 - 40}{140 - 40} = 0,2$$

В соответствии с этим продолжительность обработки определяется из рис. I и равна 4 суткам.

Для поддержания постоянной температуры скважинной жидкости в процессе обработки равной I40°С необходимо определить минимальную мощность электронагревателя и путем соответствующего переключения установить требуемое напряжение на зажимах вторичной обмотки трансформатора.

Минимальная мощность электронагревателя определяется из рис.3.

Перепад температуры между скважинной жидкостью и начальной пластовой равен I40°–40°=I00°.

В соответствии с рис.3 минимальная мощность электронагревателя соответствует 15,0 кВт.

Для обеспечения этой мощности с учетом потерь в кабеле длиной I300 м, напряжение на вторичной обмотке трансформатора устанавливается 600 В (рис.4, кривая 2).

Для поддержания указанной температуры скважинной жидкости осуществляется настройка терморегуляторов. Для этого по известной мощности I5 кВт из рис.5 находим температурный перепад между скважинной жидкостью и осью корпуса электронагревателя. Он равен 42 °С. В соответствии с формулой (4) определяется средняя температура настройки терморегуляторов.

$$T_{тр} = T_{сж} + \Delta T = 140^{\circ} + 42^{\circ} = 182\ ^{\circ}C$$

После прогрева электронагреватель выключают, производят его подъем и спуск глубинно-насосного оборудования. Продолжительность развертывания бригады подземного ремонта и спуска в скважину глубинно-насосного оборудования составляет I8 час.,

а продолжительность подъема электронагревателя и его извлечение из скважины - 2 часа. В соответствии с этим общая продолжительность этих операций составляет 20 час.

Она не должна превышать периода остывания, который определяется из рис. 6, кривая I. Безразмерная температура в момент включения электронагревателя равна $\vartheta = \frac{60-40}{140-40} = 0,2$. Этой температуре соответствует безразмерное время $F_o = 0,38$. Теплопроводность песчаника принимается равной $\lambda = 1,74$ Вт/м.град, а теплоемкость пласта - $C = 925 \frac{\text{Вт.час}}{\text{м}^3.\text{град}}$.

С учетом того, что радиус первоначально прогретой зоны $R = 0,5$ м, продолжительность остывания до температуры 60° С равна

$$T_o = \frac{F_o \cdot C R^2}{\lambda} = \frac{0,38 \cdot 925 \cdot (0,5)^2}{1,74} = 50,5 \text{ (час)}$$

Определим положение изотермы 60° С на момент начала эксплуатации скважины.

Безразмерное время в этом случае равно

$$F_o = \frac{1,74 \cdot 20}{925 \cdot (0,5)^2} = 0,150$$

Таким образом по кривой 2 рис. 6 определяем положение изотермы 60° ($\vartheta = 0,20$). Оно равно $0,5R = 0,5 \cdot 0,5 = 0,25$ (м) от стенки скважины.

Прирост добычи в результате обработки определяется по формулам (5) и (6). Сразу после обработки дебит скважины, очевидно, равен:

$$q(\tau) = \frac{\frac{K_н}{K_a} \ln \frac{R_a}{R_c} + \ln \frac{R_K}{R_a}}{\frac{K_н}{K_a} \ln \frac{R_a}{R_{н(\tau)}} + \ln \frac{R_K}{R_a}} q_o \simeq \frac{6 \ln \frac{0,5}{0,075} + \ln \frac{75}{0,5}}{6 \ln \frac{0,5}{0,325} + \ln \frac{75}{0,5}} \cdot 5 = 10,8$$

Изменение радиуса зоны с восстановленной проницаемостью в процессе эксплуатации после обработки равно :

$$R_н(\tau) = r_0 - m \cdot (\frac{\tau}{365})^n = (0,25 + 0,075) - 0,48(\frac{\tau}{365})^{0,50}$$

после подстановки в формулу (5) получим зависимость дебита скважины от времени "См.рис.7"

Общий прирост добычи в результате обработки, определенный путем графического интегрирования зависимости, приведенной на рис.7 равен $Q \approx 680$ т.

Определим годовой экономический эффект от внедрения циклических электротепловых обработок. Базой для сравнения при определении годового экономического эффекта служат расчетные показатели по предприятию или объекту в условиях без проведения данного мероприятия.

Экономическая эффективность циклических электротепловых обработок призабойной зоны скважин (ПЗС) определяется в соответствии с "Методическими указаниями по определению экономической эффективности новой техники, изобретений и рационализаторских предложений в нефтяной промышленности" РД 39-3-01-79, утвержденным Миннефтепромом и ГКНТ СМ СССР в 1979 году.

Годовой экономический эффект от внедрения циклических электротепловых обработок ПЗС рассчитывается по следующей формуле:

$$Э = C_I A_I + Н \triangle A - C_2 \ A_2 - E_н \triangle K$$

где: C_I и C_2 – себестоимость добычи тонны нефти соответственно без внедрения и при внедрении мероприятия, руб;

A_I и A_2 – годовая добыча нефти соответственно без применения и с использованием новой техники, т;

$\triangle A$ – дополнительная годовая добыча нефти за счет применения новой техники;

Н – специальный норматив удельных приведенных затрат на I т прироста добычи нефти, руб. Для десятой и одиннадцатой пятилеток установлен на уровне 55 руб/т.

$E_н$ – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений, принятый 0,I5.

ΔК – дополнительные капитальные вложения.

Затраты связанные непосредственно с проведением электропрогрева определяются в соответствии с "Руководством по определению технологической и экономической эффективности мероприятий по увеличению производительности скважин.

Для расчета годового экономического эффекта от внедрения электротепловых обработок ПЗС определяем:

I) объем дополнительно добытой из объекта (скважины) нефти в результате проведения мероприятия, в т.ч. а) за полный период эксплуатации скважин на повышенном дебите в случае затухающего эффекта и б) за заданный период времени (год, оставшаяся часть года) в случае медленно затухающего эффекта (в течение нескольких лет).

2) дополнительные капитальные вложения, в которые включаются стоимость установки ЦУЭС-I500 и оборудования, необходимого для проведения обработки, включая издержки на доставку их и монтаж.

3) себестоимость добычи нефти при внедрении и без внедрения мероприятия.

Исходные данные для расчета годовой экономической эффективности приведены в табл. 2.

Таблица 2

№ № п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Базовый вариант (без мероприятия)	Вариант с применением электропрогрева
I.	Количество обработок	скв. опер.	I	I
2.	Годовой объем добычи нефти из скважины, подвергнутой обработке	тонн	I750	2430
3.	Прирост добычи нефти	-"-	-	680
4.	Стоимость установки ЦУЭС-I500	тыс.руб.	-	23,0
5.	Себестоимость добычи нефти по НГДУ в соответствии с калькуляцией 8 руб/т			
	в т.ч. условно-переменные расходы на I т нефти	руб/т	3,8	0,7I[x]
6.	Условно-постоянные расходы на I скважину по НГДУ (определенн делением суммарных условно-постоянных расходов на число действующих нефтяных скважин)	руб/скв	I5003	I5003

[x] на дополнительную добычу нефти

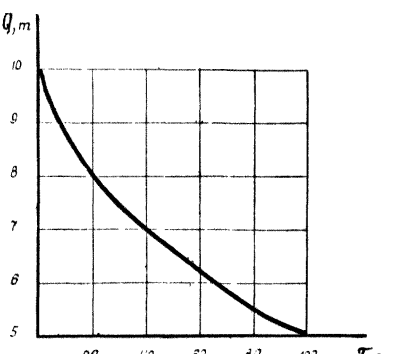


Рис. 7. Зависимость дебита скважины от времени после проведения электротепловой обработки.

Суммарные текущие эксплуатационные затраты на добычу нефти при внедрении мероприятия состоит из эксплуатационных затрат на извлечение объема нефти, получаемой без применения внедряемой новой техники (P_I), на извлечение дополнительной добычи нефти (P_2) и на проведение электропрогрева.

В состав затрат, связанных с проведением обработки, включаются расходы по подготовительно-заключительным работам по скважине (включая ее исследование) и расходы по проведению на ней соответствующих работ, связанных с обработкой.

Подготовительно-заключительные работы включают затраты на: подготовку скважины к обработке и пуск скважины в эксплуатацию после обработки, переезд подъемника к скважине (и обратно), подъем (спуск) штанг, труб, заключительные работы после подъема (спуска) труб, шаблонирование: исследование скважины до и после проведения обработки (вызов и проезд бригады, работа агрегата);

Проведение непосредственно самой обработки связано с затратами на вызов и проезд соответствующей установки для проведения обработки, электроэнергию, материалы и другие необходимые компоненты, а также с амортизацией оборудования.

Эксплуатационные затраты по проведению электропрогрева рассчитываются по следующей формуле:

$$P_3=(at_1+r_1)+(\delta t_2+r_2)+\left[\left(\beta+\frac{\Delta K H}{8760}\right)t_3+r_3+r_4 t_4\right]\cdot Д$$

где: P_3 – эксплуатационные затраты на обработку;
at_1+r_1 – затраты на подготовительно-заключительные работы по скважине;руб; a – стоимость часа работы бригады подземного ремонта, руб.; t_2 – время работы бригады, час; r_2 – транспортные расходы по переезду подъемника к скважине и обратно, руб.; δt_2+r_2 – затраты на исследование скважин, руб.; δ – стоимость

часа работы бригады по исследованию скважины, руб.; t_2 – время работы бригады, час.; $Г_2$ – транспортные расходы по вызову и переезду спецагрегата к скважине и обратно, руб.; $(б + \frac{\Delta КН}{8760})t_3 + Г_3$ затраты на монтаж и демонтаж оборудования, необходимого для проведения обработки, руб.; $б$ – стоимость часа работы бригады, обслуживающей агрегат, руб.; t_3 – время работы этой бригады, час.; $\Delta К$ – стоимость установки, руб.; $Н$ – годовая норма амортизационных отчислений на восстановление и капитальный ремонт, %; 8760 – число часов в году; $Г_3$ – транспортные расходы по переезду установки для проведения обработки к скважине и обратно, доставка реагентов и необходимых материалов, руб.; $Г_ч t_ч$ – затраты на осуществление самой обработки; $t_ч$ – время проведения обработки, час.; $Г_ч$ – стоимость часа проведения электротепловой обработки, руб.; $Д$ – доля дополнительной добычи нефти, полученной в данном году в суммарной дополнительной добыче за счет мероприятия за весь срок действия эффекта, в долях единицы.

Стоимость часа проведения обработки ($Г_ч$) определяется:

$$Г_ч = Т \cdot N_у + е$$

где: Т – тариф на потребляемую мощность, руб.;

$N_у$ – мощность установки, кВтч

$е$ – стоимость часа работы нагревателя (ТЭН'а), руб.

Мощность установки зависит от мощности нагревателя ($N_н$) и потерь мощности в кабеле ($N_п$), которые для кабеля длиной от 1000 до 1200 м составляют, примерно, 1/2 $N_н$ следовательно

$$N_у = 1{,}5\, N_н$$

Стоимость часа работы нагревателя определяется, исходя из стоимости нагревателя (ТЭН'а) и среднего срока его службы.

Расходы по проведению обработок ПЗС определяются с учетом

всех начислений, действующих коэффициентов и надбавок.

Затраты по извлечению дополнительной нефти, получаемой в результате проведения обработки, в данном году состоят из расходов на извлечение ее на поверхность, сбор и транспортировку, технологическую подготовку нефти и дополнительные затраты в случае обработки простаивающих скважин. При разработке месторождений с поддержанием пластового давления добавляются затраты по искусственному воздействию на пласт.

Эти расходы рассчитываются по формуле:

$$P_2 = (Э' + П' + Д' + У') \Delta A$$

где: $Э', П', Д', У'$ – затраты (в условно-переменных расходах), зависящие от уровня добычи нефти по объекту*). ($Э'$ – электроэнергия по извлечению нефти; $П'$ – электроэнергия, пар, топливо – в расходах по сбору и транспортировке нефти и газа, $Д'$ – реагенты – в расходах по технологической подготовки нефти; $У'$ – электроэнергия – в расходах по искусственному воздействию на пласт, руб/т.); ΔA – дополнительное количество нефти по скважине в данном году после проведения обработки, т.

По простаивающим скважинам, введенным в эксплуатацию благодаря применению обработок, наряду с затратами, указанными выше, добавляются расходы, связанные с их текущим ремонтом.

Стоимость проведения текущего ремонта таких скважин определяется умножением фактического объема ремонтных работ (часов) на стоимость I часа подземного ремонта.

При проведении обработки в простаивающих скважинах, оформленных актом консервации, добавляются расходы по амортизации скважин и прочих основных средств, которые определяются из

*) Определяются из расшифровок соответствующих статей отчетной калькуляции.

стоимости скважин и установленного на скважине оборудования, действующих норм амортизации и продолжительности эксплуатации скважин.

Себестоимость добычи нефти при внедрении мероприятия определяется:

$$C_2 = \frac{(A_2 - \Delta A)\, C_1 + P_2 + P_3}{A_2}$$

Себестоимость добычи нефти без проведения мероприятия рассчитывается по формуле:

$$C_1 = \frac{N}{A_2 - \Delta A}$$

где: N – эксплуатационные расходы по скважине в текущем году без затрат, связанных с проведением электротепловой обработки ПЗС.

Эксплуатационные расходы по скважине в текущем году определяются в соответствии со статьями отчетной или плановой калькуляции НГДУ, сгруппированными по признаку условно-постоянных затрат, приходящихся на I скважину и условно-переменных затрат, приходящихся на I т нефти, и объема годовой добычи нефти из скважины:

$$N = N_{пост.} + (Э'' + П'' + Д'' + У'') + A_1$$

где: $N_{пост.}$ – постоянные расходы на I скважину в год (зарплата с отчислениями по соцстраху, плата за установленную мощность, за содержание сетей*), амортизация скважин и оборудования, расходы на содержание и эксплуатацию оборудования, общепроизводственные расходы), руб.

$Э''$, $П''$, $Д''$ и $У''$ – переменные затраты соответственно на электроэнергию по извлечению нефти, сбор и транспортировку нефти и

*) 20% от платы за установленную мощность.

газа, технологическую подготовку нефти, искусственное воздействие на пласт, приходящиеся на I т нефти, руб.

Годовой экономический эффект определяется по скважине или группе скважин с учетом затрат по неэффективным обработкам.

В том случае, когда электротепловой обработке ПЗС подвергаются нагнетательные скважины эффект от обработки рассчитывается через прирост добычи нефти, который обеспечивается увеличением приемистости нагнетательных скважин. Годовой экономический эффект определяется аналогично как по эксплуатационным скважинам.

В нашем примере расчет дополнительных капитальных вложений для осуществления электропрогрева произведен исходя из стоимости установки ЦУЭС-I500, равной 23 тыс. руб. При этом учтено, что одной установкой может быть произведено 50 скважино-операций. Следовательно, дополнительные капитальные вложения, приходящиеся на I скважино-операцию принимаются 23000:50 = 460 руб.

Эксплуатационные затраты на проведение электропрогрева и извлечение дополнительной добычи нефти из скважины составляют:

I. Подготовительно-заключительные работы по скважине

$$(6,4 \times I6) + 9,6 = II2,0 \text{ руб.}$$

где: 6,4 – стоимость часа работы бригады ПРС, руб.;

I6 – время работы бригады, час.;

9,6 – транспортные расходы, руб.;

2. Исследование скважины $(4,06 \times 6) + I4,76 = 39,0$ руб.

где: 4,06 – стоимость работы бригады по исследованию скважины, руб.;

6 – время работы, час.;

I4,76 – вызов бригады и транспортные расходы, руб.

3. Монтаж и демонтаж оборудования для электропрогрева

$$(5,8 \times 8) + 9,6 = 56,0 \text{ руб.}$$

где: 5,8 – стоимость часа работы бригады, обслуживающей установку (включая амортизацию установки).

8 – время работы, час.;

9,6 – транспортные расходы, руб.;

4. Затраты на электропрогрев.

$$[(0,007 \times 22) + 0,093] \times 120 = 29,6 \text{ руб.}$$

где: 0,007 – стоимость I кВтч. руб.;

22 – мощность установки (мощность нагревателя 15 кВтч), кВтч;

0,093 – стоимость часа работы нагревателя (стоимость ТЭНА – 67 руб, средний срок службы ТЭНа – 30 суток), руб.

Всего затрат по электропрогреву

$$P_3 = 112+39,0 + 56,0 + 29,6 = 236,6 \text{ руб.}$$

5. Затраты на извлечение дополнительной нефти

$$P_2 = 0,71 \times 680 = 482,8 \text{ руб.}$$

где: 0,71 – в условно-переменных расходах затраты, приходящиеся на I т нефти, зависящие от объема добычи нефти из расшифровок статей калькуляции, руб., в т.ч. электроэнергия – 0,14 руб., расходы по искусственному воздействию на пласт – электроэнергия– 0,36 руб.; расходы по сбору и транспортировке нефти и газа – электроэнергия, пар, топливо, – 0,09 руб.; расходы по технологической подготовке нефти – реагенты, электроэнергия 0,12 руб.;

680 – дополнительный объем добычи нефти в данном году.

Итого эксплуатационных затрат на проведение электропрогрева и извлечение дополнительной нефти

$$236,6 + 482,8 = 719,4 \text{ руб.}$$

Себестоимость добычи нефти из скважины без электропрогрева

составит:

$$C_I = \frac{(3{,}8 \times 1750) + 15003}{1750} = 12{,}37 \text{ руб/т}$$

где: 3,8 – условно-переменные расходы на 1 т нефти по калькуляции, руб/т.

1750 – годовой объем добычи нефти из скважины без мероприятия, тонн.

15003 – условно-постоянные расходы на 1 скважину в год по НГДУ, руб/скв.

Себестоимость добычи нефти из скважины при проведении электропрогрева составит:

$$C_2 = \frac{3{,}8 \times 1750 + 15003 + 719{,}8}{2430} = 9{,}20 \text{ руб/т}$$

Годовой экономический эффект равняется следующей величине:

$$Э = (12{,}37 \times 1750) + 55 \times 680 - (9{,}20 \times 2430) = 36801 \text{ руб.}$$

Для отражения экономической эффективности циклических электротепловых обработок в плановых и отчетных показателях нефтедобывающего предприятия определяем показатели окупаемости дополнительных капитальных вложений ($T_{ок}$); изменение прибыли ($\Delta П$); изменение эксплуатационных расходов (ΔC), сводный хозрасчетный эффект ($Э_х$).

Окупаемость дополнительных капитальных вложений и дополнительная прибыль рассчитываются по формулам:

$$T_{ок} = \frac{\Delta K}{\Delta П}.$$

$$П = A_2 (Ц - C_2) - A_1 (Ц - C_1)$$

где: Ц – оптовая цена предприятия (без налога с оборота) на нефть.

Изменение эксплуатационных расходов и сводный хозрасчетный эффект определяем по формулам:

$$\Delta C = A_2(C_2 - C_I)$$

$$Э_x = \Delta П - E_н \Delta К$$

В нашем примере эти показатели имеют следующие численные значения:

$$\Delta П = 2430(I2-9,I5) - I750(I2-I2,37) = 7694,5 \text{ руб.}$$

где: I2 – оптовая цена предприятия (без налога с оборота) на нефть

$$\Delta C = (9,I5-12,37) \times 2430 = 7703,1 \text{ руб.}$$

$$Э_x = 7573 - 0,I \times 460 = 7525,5 \text{ руб.}$$

Литература : к примеру

" Методические указания по определению экономической эффективности новой техники, изобретений и рационализаторских предложений в нефтедобывающей промышленности" РД 39-3-01-79

" Руководство по определению технологической и экономической эффективности мероприятий по увеличению производительности скважин", утверждение МНП, М.1971.

Авторы инструкции

I. Симкин Э.М., к.т.н., руководитель разработки, разделы I; 2; 4; 3,I; 3,2;3,4; общее редактирование

2. Кузнецова О.Б.,к.в.н., раздел 5.

3. Максутов Р.А., д.т.н.., раздел 2,I - 2,3

4. Сергеев А.И., к.т.н., разделы 3,3; 4.

5. Соколов А.В., инж., разделы 3,5; 5, составление методики расчетов.

Исполнители:

Захарова Р.М. - расчеты, оформление

Чекалина И.А. - расчеты, оформление

О Г Л А В Л Е Н И Е

Стр.

I. НАЗНАЧЕНИЕ, ФИЗИЧЕСКАЯ СУЩНОСТЬ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ЦИКЛИЧЕСКИХ ЭЛЕКТРОТЕПЛОВЫХ ОБРАБОТОК С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ УСТАНОВКИ ГУЭС-I500. I

2. УСТАНОВКА ГУЭС-I500. УСТРОЙСТВО И ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ . . 2

2.I. Наземное оборудование 3

2.2. Глубинное оборудование. 6

2.3 Подготовка установки к обработке. 8

2.4. Порядок работы на скважине. 9

3. ТЕХНОЛОГИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ОБРАБОТКИ. I2

3.I. Выбор объектов и подготовительные мероприятия . . I2

3.2. Температура и продолжительность I5

3.3. Регулирование мощности электронагревателя и настройка терморегуляторов I5

3.4. Завершение обработки и пуск скважины в эксплуатацию. 2I

3.5. Прогнозирование прироста добычи нефти 24

4. ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ 25

5. ПРИМЕР РАСЧЕТА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ И ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ 28

gost.e-ecolog.ru

ОНТИ-ВНИИ-I98Iг. Зак. I9. Тир. 250 экз. Л-706II.