



Электромагнитная установка для безреагентного предотвращения парафиноотложений в нефтяных скважинах

Алматы (7273)495-231
Ангарск (3955)60-70-56
Архангельск (8182)63-90-72
Астрахань (8512)99-46-04
Барнаул (3852)73-04-60
Белгород (4722)40-23-64
Благовещенск (4162)22-76-07
Брянск (4832)59-03-52
Владивосток (423)249-28-31
Владикавказ (8672)28-90-48
Владимир (4922)49-43-18
Волгоград (844)278-03-48
Вологда (8172)26-41-59
Воронеж (473)204-51-73
Екатеринбург (343)384-55-89

Россия +7(495)268-04-70

Иваново (4932)77-34-06
Ижевск (3412)26-03-58
Иркутск (395)279-98-46
Казань (843)206-01-48
Калининград (4012)72-03-81
Калуга (4842)92-23-67
Кемерово (3842)65-04-62
Киров (8332)68-02-04
Коломна (4966)23-41-49
Кострома (4942)77-07-48
Краснодар (861)203-40-90
Красноярск (391)204-63-61
Курск (4712)77-13-04
Курган (3522)50-90-47
Липецк (4742)52-20-81

Магнитогорск (3519)55-03-13
Москва (495)268-04-70
Мурманск (8152)59-64-93
Набережные Челны (8552)20-53-41
Нижегород (831)429-08-12
Новокузнецк (3843)20-46-81
Ноябрьск (3496)41-32-12
Новосибирск (383)227-86-73
Омск (3812)21-46-40
Орел (4862)44-53-42
Оренбург (3532)37-68-04
Пенза (8412)22-31-16
Петрозаводск (8142)55-98-37
Псков (8112)59-10-37
Пермь (342)205-81-47

Казахстан +7(7172)727-132

Ростов-на-Дону (863)308-18-15
Рязань (4912)46-61-64
Самара (846)206-03-16
Санкт-Петербург (812)309-46-40
Саратов (845)249-38-78
Севастополь (8692)22-31-93
Саранск (8342)22-96-24
Симферополь (3652)67-13-56
Смоленск (4812)29-41-54
Сочи (862)225-72-31
Ставрополь (8652)20-65-13
Сургут (3462)77-98-35
Сыктывкар (8212)25-95-17
Тамбов (4752)50-40-97
Тверь (4822)63-31-35

Киргизия +996(312)96-26-47

Тольятти (8482)63-91-07
Томск (3822)98-41-53
Тула (4872)33-79-87
Тюмень (3452)66-21-18
Ульяновск (8422)24-23-59
Улан-Удэ (3012)59-97-51
Уфа (347)229-48-12
Хабаровск (4212)92-98-04
Чебоксары (8352)28-53-07
Челябинск (351)202-03-61
Череповец (8202)49-02-64
Чита (3022)38-34-83
Якутск (4112)23-90-97
Ярославль (4852)69-52-93

<https://pulsaroil.nt-rt.ru/> || pou@nt-rt.ru

РЕЗЮМЕ

В процессе добычи нефти и газа на нефтяных скважинах в зависимости от условий эксплуатации возникают парафиноотложения. Борьба с ними является одной из актуальных и важных проблем и требует значительных материальных и трудовых затрат.

Нами предлагается эффективный способ безреагентного предотвращения образования парафиноотложений (далее отложений) путем электромагнитного воздействия на нефть в процессе ее подъема на поверхность.



ПРОБЛЕМА

Условия формирования парафиновых отложений:

- наличие в нефти высокомолекулярных соединений углеводородов, в первую очередь метанового ряда (парафинов);
- низкие забойные давления, снижение пластового давления;
- снижение температуры потока до значений, при которых происходит выделение твердой фазы из нефти.

Образование отложений внутри ГНО приводит к значительным потерям в добыче нефти, значительным расходам, вследствие:

- уменьшения проходного сечения ГНО,
- увеличения удельного энергопотребления ГНО,
- высоких затрат по восстановлению работоспособности ГНО.



РЕШЕНИЕ

Предлагается проточная электромагнитная установка которая производит воздействие на нефть непосредственно в скважине посредством переменного электромагнитного поля - это приводит к изменению свойств нефти, приводит к снижению вязкости жидкости и понижению температуры образования парафина.



ПРЕДЛАГАЕМОЕ РЕШЕНИЕ

Установка является проточной и входит в компоновку глубинно – насосного оборудования, устанавливается в основном на глубине на 150-200 метров ниже места, где температура жидкости достигает температуры выделения парафина из нефти, питание осуществляется по погружному кабелю.

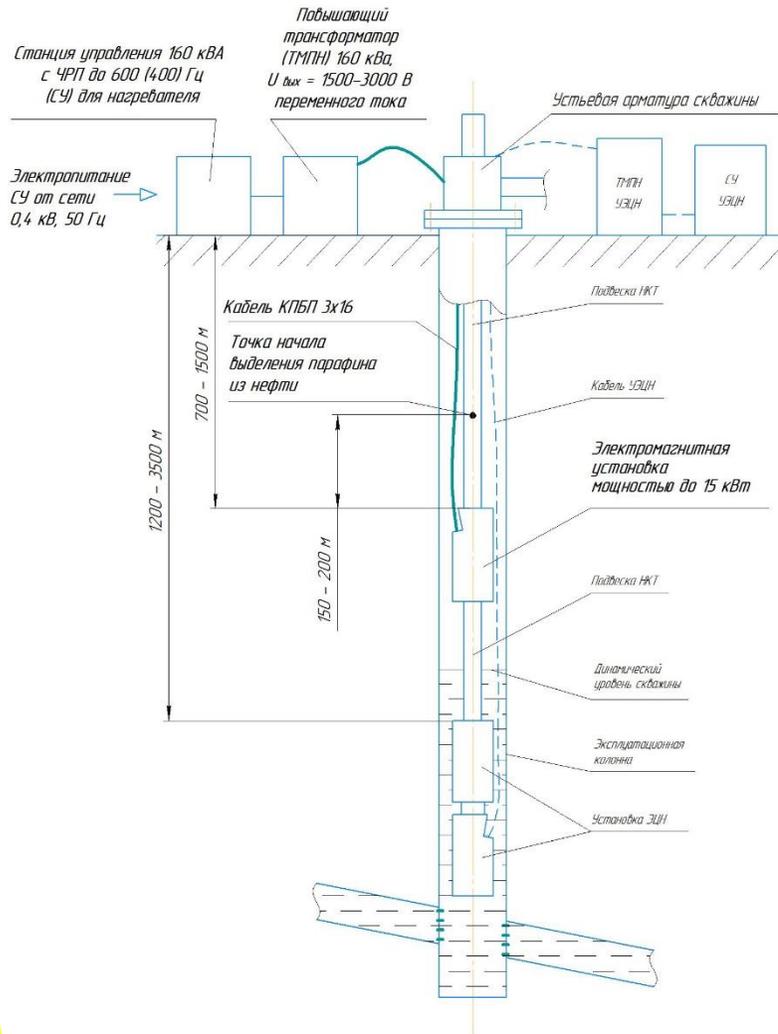
Установка управляется через наземную СУ и включается в работу только при наличии подачи жидкости на устье скважины. Возможна подача реагента в зону нагрева через капиллярную трубку.

Схемы применения установки в зависимости от способа эксплуатации представлены ниже.

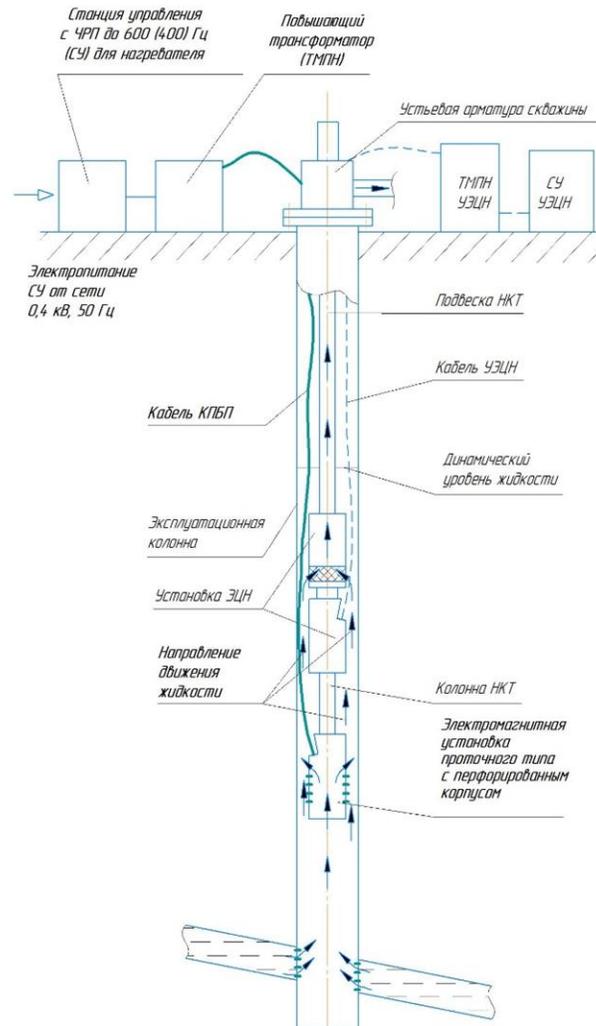
Детализированная схема работы установки приводится в Приложении 1.

ПРЕДЛАГАЕМОЕ РЕШЕНИЕ – СХЕМЫ ПРИМЕНЕНИЯ

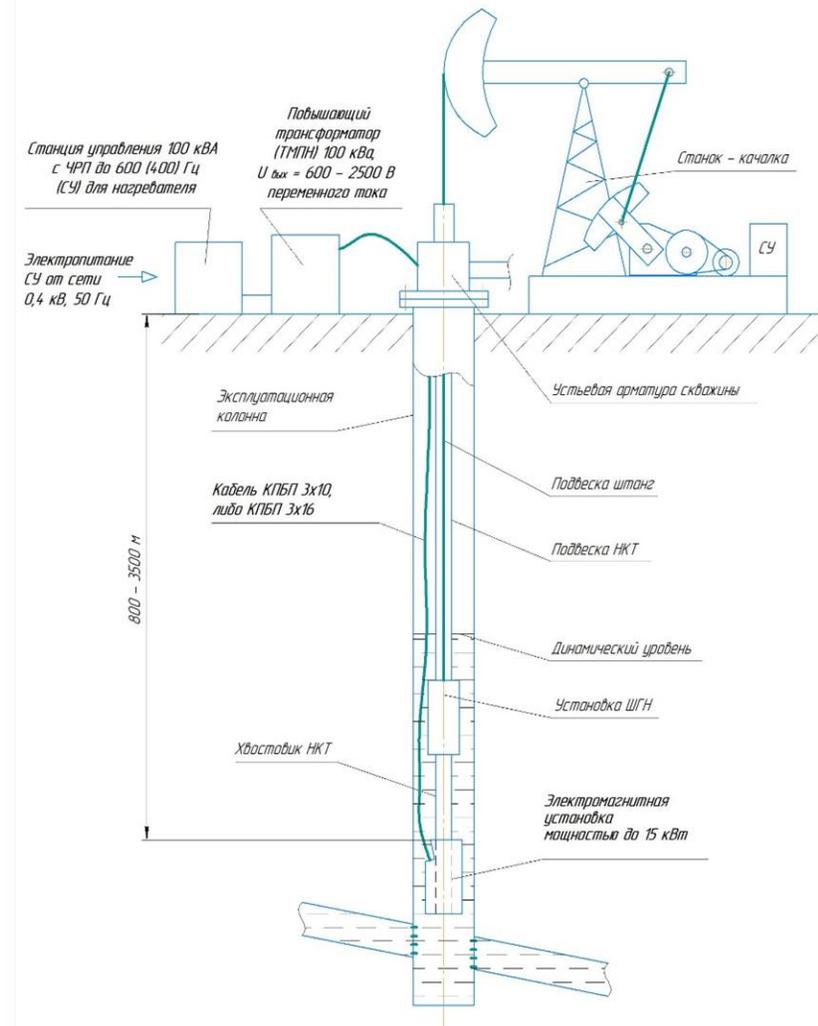
Инфраструктура скважины оборудованной УЭЦН с установленным электромагнитной установкой



Инфраструктура скважины оборудованной УЭЦН с электромагнитной установкой ниже установки ЭЦН



Инфраструктура скважины оборудованной УШГН с установленной электромагнитной установкой мощностью до 15 кВт



№№	Наименование параметра	Ед. изм.	Значение
Общие данные для всех установок (моделей)			
1	Проходное сечение установки	кв. см	41
2	Эквивалент проходного сечения в виде внутреннего диаметра	мм	72
3	Наружный диаметр	мм	114,3
4	Макс. температура поверхности корпуса установки при работе	град	99
5	Температура поверхности нагрева в рабочем режиме	град	До 300
6	Невозвратное снижение вязкости нефти (в зависимости от типа нефти)	%	20 - 70
7	Невозвратное снижение температуры выделения парафина	%	10 - 30
Установка для скважин оборудованных УЭЦН, модель 1 / модель 2			
8	Длина оборудования	мм	4560 / 6985
9	Мощность	кВт	15 / 25
10	Напряжение питания установки (перед установкой)	В	1430 / 2385
11	Температура нагрева нефти при - разница на входе и на выходе		
12	- при дебите 50 куб. м./сутки	град С	15 / 25
13	- при дебите 100 куб. м./сутки	град С	8 / 13
14	- при дебите 150 куб. м./сутки	град С	5 / 8
Установка для скважин оборудованных УШГН, модель 3			
15	Длина оборудования	мм	3500
16	Мощность	кВт	4,5
17	Напряжение питания установки (перед установкой)	В	477
18	Температура нагрева - разница на входе и на выходе в диапазоне температур - 15 – 50 гр.		
19	- при дебите 15 куб. м./сутки	град С	20
20	- при дебите 25 куб. м./сутки	град С	12
21	- при дебите 30 куб. м./сутки	град С	6

СУТЬ ИННОВАЦИИ

В установке переменное электромагнитное поле воздействует на нефть, вследствие чего ее свойства безвозвратно изменяются (Приложение 2 – отчет исследования изменения свойств нефти), снижаются: температура выделения парафина из нефти, динамика отложений парафина на поверхности ГНО, вязкость нефти, как дополнительный эффект нефть локально нагревается. Данные эффекты позволяют поднимать скважинную жидкость на поверхность земли по колонне НКТ без выделения в ней парафина в твердой фазе.

Обоснование изменения свойств нефти смеси вследствие воздействия на нее переменным электромагнитным полем приводится в Приложении 3.

Наше решение позволяет эффективно предупреждать отложения внутри колонны НКТ и другого ГНО, а также увеличивать его пропускную способность, а следовательно значительно снижать эксплуатационные затраты.

Наработка на отказ представленной установки не менее 730 суток.

АНАЛОГИ И КОНКУРЕНТЫ

На рынке существует достаточное множество решений в данной области:

1. Реагентные способы - дозирование ингибиторов парафиноотложений, периодическая очистка колонны НКТ растворителями, недостатки – высокие эксплуатационные затраты – высокая стоимость реагентов, необходимость остановки ГНО скважины, высокие энергетические затраты на подъем скважинной жидкости.

2. Безреагентные способы:

- нагрев жидкости ТЭНовыми нагревательными установками, недостатки: осаждение на поверхности нагрева тяжелых углеводородов, низкий КПД нагрева, высокое потребление электроэнергии, низкий срок службы нагрев. элементов,

- греющий кабель, недостатки: осаждение на поверхности нагрева тяжелых углеводородов, невысокий КПД нагрева, высокое потребление электроэнергии, сужение внутреннего проходного сечения колонны НКТ,

- периодическая очистка колонны НКТ механическим способом, недостатки низкая наработка на отказ, при выходе из строя необходимость подземного ремонта.

Наше решение не имеет вышеуказанных недостатков и эффективно предупреждает парафиноотложения.

ПРОВЕДЕННЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

Исследовано влияния переменного электромагнитного поля (ПЭМП) электромагнитной установки на свойства нефти: температура выделения парафина из нефти, вязкость, количество отлагаемых парафиноотложений - ПЭМП положительно влияет на свойства нефти в части парафиноотложений.

№ №	Месторожд.	Параметры воздействия	До/после возд., разница	Т нас. нефти парафином, °С	Кин. вязкость, кв. мм/сек
1	Приобское	объем пробы 1,0 л, время возд. 1 сек.	до	14,2	48,140
			после	12,0	16,975
			разница	↓ на 15,5%	↓ в 2,8 раза
2	Восточно- Мессояхское	объем пробы 1,0 л, время возд. 1 сек.	до	-	316,64
			после	-	267,58
			разница	-	↓ на 15,5 %
3	Арчинская	объем пробы 1,0 л, время возд. 1 сек.	до	-	173,5
			после	-	76,0
			разница	-	↓ в 2,3 раза
4	Тайлаковское	объем пробы 1,0 л, время возд. 1 сек.	до	-	12716,0
			после	-	6472,0
			разница	-	↓ в 2,0 раза
5	Ромашкинское	объем пробы 0,7 л, время возд. 2 сек.	до	16,0	-
			после	14,0	-
			разница	↓ на 12,5%	-



СТОИМОСТЬ, СРОКИ ПОСТАВКИ

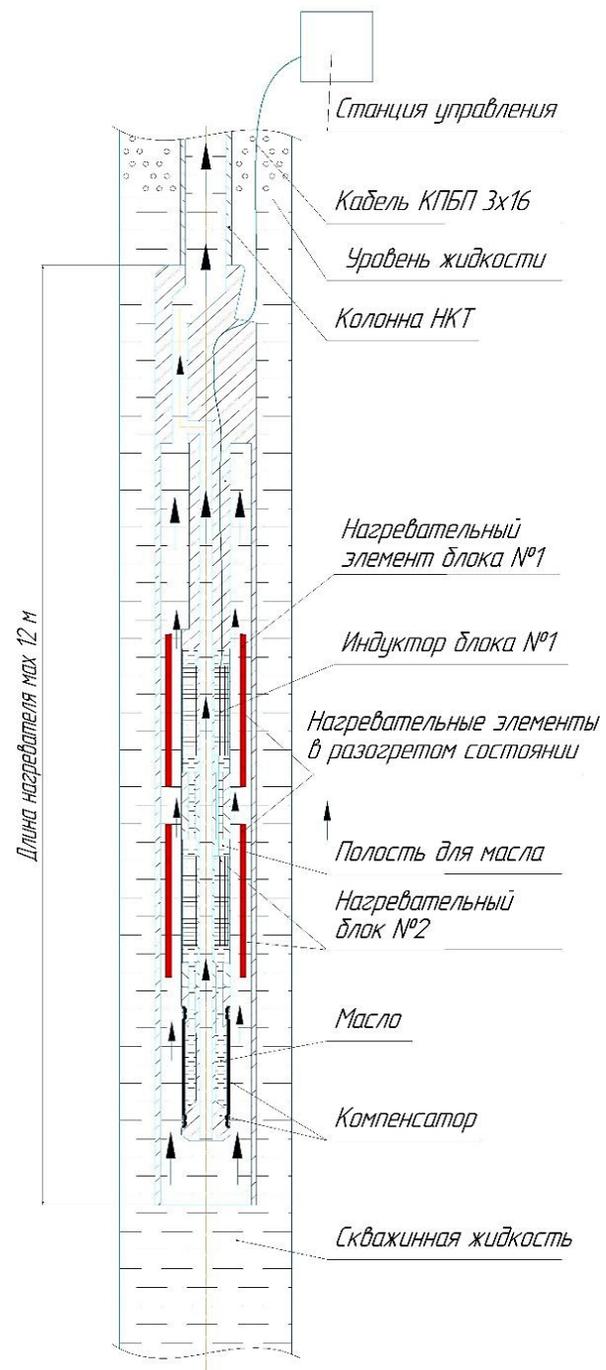
В состав установки при поставке входят сама электромагнитная установка, повышающий трансформатор, станция управления с ЧРП (в состав поставки не входят кабель, площадка обслуживания электрооборудования, и материалы для наземного обустройства).

Стоимость установки декларируется по запросу и зависит от мощности, условий эксплуатации, результатов инжиниринга.

Перед заключением договора проводится инжиниринг (расчеты) по подбору установки для конкретной скважины.

Срок поставки 4 - 5 месяцев с момента подписания договора.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1 – СХЕМА РАБОТЫ УСТАНОВКИ



ПРИЛОЖЕНИЕ 2

**Отчет исследования изменения свойств нефти Ромашкинского месторождения
после воздействия на нее электромагнитной установки производства
ООО «ИК «Пульсар Ойл»**

Заказчик: Общество с ограниченной ответственностью «ДИПЛАЙН»

Исполнитель: Общество с ограниченной ответственностью «Уфимский Научно-Технический Центр» (ООО «Уфимский НТЦ»)

Экз. № 1

Ответственный исполнитель:
Главный технолог Рагулин В.В.

ОТЧЕТ

«ПРОВЕДЕНИЕ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ОБРАЗЦОВ СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ»

к Договору № 19.643.19 от 03.06.2019

г. Уфа, 2019 г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Главный технолог	Рагулин В.В.
Руководитель Центра поддержки промышленных работ	Никонорова Н.И.
Заведующий лаборатории химических исследований	Сергеева Н.А.
Инженер	Вульфович С.Л.

ВВЕДЕНИЕ

Данный отчет выполнен в рамках исполнения работ по Договору №19.643.19 от 03.06.2019 г между ООО «ДИПЛАЙН» и ООО «Уфимский НТЦ».

Целью работ является проведение сравнительного анализа образцов жидкости скважинной продукции Ромашкинского месторождения до и после проведения воздействия на них индукционного нагревателя производства ООО «ДИПЛАЙН» в течение 1 секунды и 2 секунд по таким характеристикам, как температура насыщения нефти парафином, количество связанной воды и динамическая вязкость. Кроме того, Заказчиком поставлена задача провести сравнение количества образующихся АСПО на установке «охлажденного стержня» для проб жидкостей, подвергнутых воздействию индукционного нагревателя в течение 1 секунды и 2 секунд. Данное воздействие на пробы жидкости производилось в разное время: исследование с временем воздействия 1 секунда проводилось в 14⁰⁰ часов 11.06.2019 г, а с временем воздействия 2 секунды – в 8³⁰ часов 20.06.2019 г.

РЕЗУЛЬТАТЫ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Температуру насыщения нефти парафином определяли методом дифференциального термического анализа [1], т.е. определялся температурный эффект при кристаллизации парафина относительно углеводородной жидкости (масло, ундекан, температура плавления -26°С) в которой не происходит процесса кристаллизации, и которая используется в качестве контроля.

Температурный эффект измеряется с помощью термпар, расположенных в термоизолированной калориметрической бомбе (рисунок 1). Калориметрическая бомба представляет собой металлический блок, изготовленный из металла с высокой теплопроводностью. В блоке симметрично расположены 4 ячейки, в две из которых заливается контрольная жидкость (жидкость для контроля температуры), а в остальные нефть или эмульсия. Калориметрическая бомба предварительно нагревается до температуры, превышающей t_{max} , а затем медленно охлаждается со скоростью 20 °С/час.

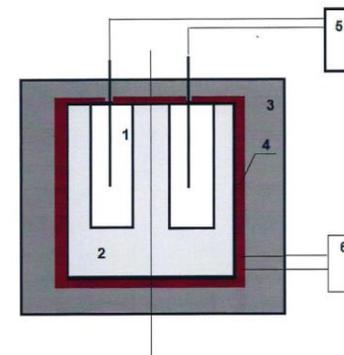


Рисунок 1 - Калориметрическая бомба для ДТА. 1. Ячейки, 2. Теплопроводная рубашка, 3. Теплоизоляция термостата, 4. Устройство нагрева – охлаждения, 5. Устройство регистрации температуры с термопарой, 6. Контроллер температуры термостата.

При охлаждении образца, содержащей парафин в момент времени t , соответствующей температуре T_1 парафин начинает кристаллизоваться. При кристаллизации парафина тепловой эффект регистрируется как разница температур:

$$dT = T_1 - T_c,$$

где T_1 температура в ячейке с нефтью, T_c – температура в ячейке с маслом (контрольной жидкостью).

При дальнейшем снижении температуры получим зависимость:

$$dT = f(T_c)$$

Типичный вид зависимости представлен на рисунке 2.

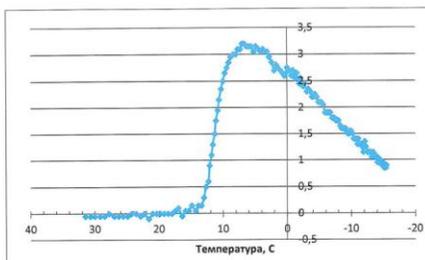


Рисунок 2 - Зависимость dT от температуры

В область температуры начала роста dT интерпретируется как температура начала кристаллизации парафина $T_{\text{нач}}$. При анализе кривой ДТА можно сделать следующие заключения:

$m_{\text{ПАХ}} = k \int_{T_{\text{нач}}}^T dT dt$ – площадь под кривой ДТА пропорциональна количеству парафина в нефти.

Содержание парафина определяется по тепловому эффекту эталона. В качестве эталона можно использовать растворы парафина в углеводородном растворителе. В данной работе эти оценки отсутствуют.

Определение температуры насыщения нефти парафином показало, что образцы жидкости Ромашкинского месторождения до проведения воздействия характеризуются следующим значением: **16,0 °C**, а после воздействия на него индукционным нагревателем производства ООО «ДИПЛАЙН» ($V_{\text{нефти}} = 1,25$ л) в течение 1 секунды (образец №1) и секунд (образец №2) температура насыщения нефти парафином снижается до 14,3 °C для образца №1 и до 14 °C для образца №2 (термограммы представлены в Приложениях 1, результаты – в таблице 1). Определение проводилось 14.06.19 г и 20.06.19 г в 13⁰⁰ для образцов №1 и №2, соответственно.

Таблица 1 - Результаты исследований

№	Наименование параметра	Ед. изм.	Данные исследований		
			Базовая проба	Образец №1	Образец №2
1	Температура насыщения нефти парафином	град.	16,0	14,3	14,0
2	Динамическая вязкость	сПа	16,5	30,1	26,4
3	Количество связанной воды в пробе	%	19,0	30,0	18,3

Определение содержания воды в испытуемых образцах проводили по ГОСТ 2477-2014, сущность данного метода заключается в том, что испытуемый продукт нагревается в колбе с обратным холодильником в присутствии растворителя, который перегоняется вместе с водой, находящейся в образце. Конденсированный растворитель и вода постоянно разделяются в ловушке, причем вода остается в градуированном отсеке ловушки, а растворитель возвращается в дистилляционный сосуд.

При испытании нефти массу или объем образца выбирали по ГОСТ ISO 3733, исходя из ожидаемого содержания воды в образце. Пробу жидких продуктов измеряли мерным цилиндром. Затем тщательно смывали продукт со стенок цилиндра одной порцией растворителя объемом 50 см³ и двумя порциями растворителя по 25 см³. Твердые или вязкие продукты взвешивали непосредственно в дистилляционном сосуде. Массу продукта в граммах при этом вычисляли по произведению его объема на плотность, г/см³. При испытании нефти в колбу добавляли растворитель до получения общего объема смеси 400 см³. Тщательно перемешивали смесь до полного растворения испытуемого продукта. Для равномерного кипения во время испытания в дистилляционный сосуд опускали несколько кусочков неглазурованного фаянса или фарфора. Собирали аппарат, обеспечивая герметичность всех соединений. Вместимость дистилляционного сосуда и приемника-ловушки выбирали в зависимости от предполагаемого содержания воды в испытуемом продукте. Верхний конец холодильника закрывали неплотным ватным тампоном или трубкой с индикаторным осушителем для предотвращения конденсации атмосферной влаги внутри трубки холодильника. Включали приток холодной воды в кожух холодильника. При испытании нефтепродуктов содержимое колбы доводили до кипения и затем нагревали так, чтобы скорость конденсации дистиллята в приемник была 2-5 капель в секунду.

Перегонку нефтепродукта завершали после прекращения увеличения объема воды в приемнике-ловушке и получения абсолютно прозрачного верхнего слоя растворителя. Время перегонки от 30 мин до 60 мин. Перегонку продолжали до тех пор, пока ни в одной части аппарата, за исключением ловушки, не было видно воды, и объем воды в ловушке

был постоянным не менее 5 мин. Если в конце перегонки нефтепродукта в трубку холодильника задерживались капли воды, их смывали растворителем, повышая на короткое время интенсивность кипения. При испытании нефти оставшиеся на стенках трубки холодильника капельки воды стаскивали в приемник-ловушку стеклянной палочкой или металлической проволокой. При устойчивом скоплении капелек воды во внутренней трубке холодильника его промывали выбранным растворителем. После промывки проводили повторную перегонку в течение не менее 5 мин. После промывки проводили медленное нагревание. Повторяли эту процедуру до тех пор, пока вода в холодильнике визуально не обнаруживалась и объем воды в ловушке оставался постоянным в течение не менее 5 мин. После охлаждения колбы, растворителя и воды в приемнике-ловушке до температур окружающей среды разбирали аппарат и перемешивали стеклянной палочкой или проволокой капельки воды со стенок приемника-ловушки. Записывали объем воды в приемнике-ловушке с точностью до одного верхнего деления занимаемого водой объема приемника-ловушки.

Массовую (X) или объемную (X₁) долю воды в процентах вычисляли по формулам

$$X = \frac{V_0}{m} \cdot 100;$$

$$X_1 = \frac{V_0}{V} \cdot 100,$$

где V_0 - объем воды в приемнике-ловушке, см³;

m - масса пробы, г;

V - объем пробы, см³.

Результаты определения массовой доли воды в предоставленных образцах скважинной жидкости Ромашкинского месторождения до и после воздействия индукционным нагревателем представлены в таблице 1. В случае образца №1 данный эксперимент проводили 14.06.2019 в 10⁰⁰, для образца №2 – 21.06.2019 г в 10⁰⁰.

Определение кинематической вязкости образцов ν (мм²/с) проводили по стандарту для определения физико-химических свойств нефти и нефтепродуктов ГОСТ 33-200 (погрешность метода $\pm 0,015$).

Для измерений использовали вискозиметры типа ВНК (для непрозрачных жидкостей), которые помещали в криотермостат с заданной температурой (20 °C).

Кинематическую вязкость ν , мм²/с, рассчитывали по формуле:

$$\nu = C t,$$

где C – калибровочная постоянная вискозиметра, мм²/с²;

t – среднее арифметическое значение времени истечения, с.

Динамическую вязкость образцов η , мПа·с, рассчитывали на основании кинематической вязкости по формуле:

$$\eta = \nu \rho,$$

где ρ – плотность испытуемого образца при той же температуре, при которой определялась кинематическая вязкость, г/см³;

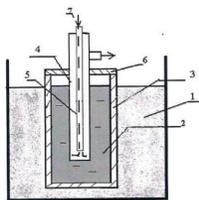
ν - кинематическая вязкость, мм²/с.

За результат анализа принимали среднее значение двух определений (при условии, что два измерения согласуются с установленной величиной определяемости).

Результаты определения данного параметра для предоставленных образцов жидкости представлены в таблице 1. В случае образца №1 данный эксперимент проводили 13.06.2019 в 10⁰⁰, для образца №2 – 20.06.2019 г в 15⁰⁰.

Количество АСПО, отложившееся на металлической поверхности определялось методом «холодного стержня» (Coldfinger Test Method). Принципиальная схема установки «холодного стержня» приведена на рисунке 3. Ячейка представляет собой стеклянный сосуд, в крышку которого вмонтирован «холодный стержень» - полый цилиндр из нержавеющей стали. Цилиндр снабжен герметично закручивающейся крышкой с патрубками для входа и выхода охлаждающей жидкости (вода, спирт). Через патрубки холодный стержень подключен к циркуляционному термостату. Образец исследуемой нефти прогревали при температуре 40 °C и наливали в ячейку в количестве 190 мл.

На дно ячейки помещали магнитное перемешивающее устройство, закрывали ее крышкой с «холодным стержнем» и помещали ее в термостат, совмещенный с магнитной мешалкой. Жидкость в ячейке постоянно перемешивали магнитной мешалкой. Далее создавали температурный градиент между ячейкой и «холодным стержнем». Температуру в «холодном стержне» устанавливали равную 6 °C. За счет разности температур парафина начинали выкристаллизовываться на поверхности «холодного стержня». Продолжительность эксперимента - 4 часа. После окончания опыта дали стечь остаткам испытуемой жидкости в течение 10-20 минут. Далее либо «соскобом», либо методом смыва растворителем с последующим выпариванием растворителя отложения помещали в предварительно взвешенную чашу и определяли их массу.



- 1 – теплоноситель (H₂O);
- 2 – нефтяная система;
- 3 – ячейка;
- 4 – металлический стержень;
- 5 – металлическая трубка;
- 6 – пробка; 7 – хладагент (спирт, вода)

Рисунок 3 – Схема установки по определению количества АСПО в нефти методом «холодного стержня»

Результаты данного эксперимента для образцов жидкости Ромашкинского месторождения представлены в Таблице 2. Установлено, что в образце, на который было применено воздействие индукционным нагревателем в течение 2 секунд, образуется в 3 раза меньшее количество АСПО на металлической поверхности за время проведения эксперимента, чем в образце, подверженному аналогичному воздействию в течение 1 секунды. Данные эксперименты проводились одновременно и в одинаковых условиях 04.07.2019 г, начало эксперимента – 11⁵⁰.

Таблица 2 – Результаты эксперимента на «холодном стержне» для нефти Ромашкинского месторождения

Образец с временем воздействия, сек	$m_{отл}$, г	S, см ²	$m_{отл}$ на единицу площади, г/см ²	Вид на фото
1	1,1244	41,63	0,03	
2	0,3752	40,65	0,01	

9

Таким образом, проведено тестирование предоставленных образцов скважинной продукции Ромашкинского месторождения по таким показателям, как динамическая вязкость (при 20 °С), массовая доля воды в пробе, температура насыщения нефти парафином и количество АСПО, образовавшееся на «холодном стержне». Исследования показали, образец после применения на него воздействия индукционного нагревателя в течение 1 секунды характеризуется большей вязкостью и большим содержанием связанной воды нежели образец жидкости, неподверженный такому воздействию, и проба жидкости, на которую было применено аналогичное воздействие в течение 2 секунд.

Установлено, что образцы после воздействия на них индукционного нагревателя в течение 1 секунды и 2 секунд имеют более низкую температуру насыщения нефти парафином по сравнению с пробой, на которую это воздействие не распространялось.

Сравнение результатов эксперимента по количеству образующихся АСПО на установке «холодного стержня» показало, что в образце, на который было применено воздействие индукционным нагревателем в течение 2 секунд, образуется в 3 раза меньшее количество отложений, чем в образце, подверженному аналогичному воздействию в течение 1 секунды.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ашмян К.Д. Экспериментальные методы исследования парафинистых нефтей. Москва: Типография ОАО «РМНКТ «Нефтеотдача», 2004. - 108 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ 3
Обоснование изменения свойств
нефтегазожидкостной смеси вследствие
воздействия на нее переменным электромагнитным полем

Книга - Мирзаджанзаде А.Х., Кузнецов О. Л., Басниев К.С., Алиев З.С.
Основы технологии добычи газа. - 2003. - 880 с.: ил. - стр. 779.

Были проведены исследования с целью качественной оценки влияния переменного магнитного поля на реологические свойства неньютоновских нефтей. Рассмотрены асфальтено-смолистые нефти, для которых были сняты кривые течения при наличии поля и при его отсутствии.

Экспериментальная установка состояла в основном из капиллярного вискозиметра и электромагнита. В опытах использованы немагнитные (медные) капиллярные трубки длиной 20, 30, 50 см и диаметром соответственно 2,3 и 2,5 мм. Высота полюсов равнялась 35 мм, а зазор между ними устанавливался соответственно наружному диаметру капиллярных трубок. Электромагнит подключался к городской сети с частотой 50 Гц и полюсы ставились в начальном участке капиллярной трубки.

Были рассмотрены нефти месторождения Кюровдаг (30% асфальтено-смолистых веществ) и Мангышлакская (40%). Установлено, что под воздействием переменного магнитного поля происходит очевидный сдвиг кривых течения, и предельное напряжение сдвига при этом существенно уменьшается. Уменьшение предельного напряжения сдвига особенно заметно после двух - и трехкратной обработки нефти магнитным полем.

Заметим, что нефть и после снятия поля течет, сохраняя «магнитную память», для оценки которой после 6 суток при той же температуре были сняты кривые течения. При этом изменения в нефти после воздействия полем оказались достаточно устойчивыми во времени. Проведенный через 50 суток опыт с уже использованной нефтью показал, что нефть при этом частично сохранила «память» об обработке магнитным полем, вследствие чего сдвиг кривых от повторного воздействия полем происходит менее выражено и от кратности магнитной обработки практически не зависит.

Качественно аналогичные результаты получены в опытах с водонефтяными эмульсиями.

Статья - А.А. Злобин, ИЗУЧЕНИЕ МЕХАНИЗМА МАГНИТНОЙ АКТИВАЦИИ НЕФТИ ДЛЯ ЗАЩИТЫ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН ОТ АСФАЛЬТЕНОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ Пермский национальный исследовательский политехнический университет

5.1. Воздействие магнитного поля на асфальто-смолистые и парафиновые отложения (АСПО).

Использование магнитных устройств для предотвращения АСПО началось в 50-е годы прошлого века, но из-за малой эффективности широкого распространения не получило. Отсутствовали магниты, достаточно долго и стабильно работающие в условиях скважины. С середины 90-х гг. интерес к использованию магнитного поля для воздействия на АСПР значительно возрос, что связано с появлением на рынке широкого ассортимента высокоэнергетических магнитов на основе редкоземельных металлов. Механизм воздействия магнитного поля на образование АСПО, согласно [13, 14], выглядит следующим образом: в движущейся жидкости происходит разрушение агрегатов, состоящих из субмикроскопических ферромагнитных частиц соединений железа, находящихся при концентрации 10-100 г/т в нефти и попутной воде. В каждом агрегате содержится от нескольких сотен до нескольких тысяч микрочастиц, поэтому их разрушение приводит к резкому (6100-10000 раз) увеличению концентрации центров кристаллизации парафинов и солей и формированию на поверхности ферромагнитных частиц пузырьков газа микронных размеров. В результате разрушения агрегатов кристаллы парафина выпадают в виде тонкодисперсной, объемной, устойчивой взвеси, а скорость роста отложений уменьшается пропорционально уменьшению средних размеров, выпавших совместно со смолами и асфальтенами в твердую фазу кристаллов парафина. Образование микропузырьков газа в центрах кристаллизации после магнитной обработки нефти обеспечивает газлифтный эффект, ведущий к некоторому росту дебита скважины

Алматы (7273)495-231
Ангарск (3955)60-70-56
Архангельск (8182)63-90-72
Астрахань (8512)99-46-04
Барнаул (3852)73-04-60
Белгород (4722)40-23-64
Благовещенск (4162)22-76-07
Брянск (4832)59-03-52
Владивосток (423)249-28-31
Владикавказ (8672)28-90-48
Владимир (4922)49-43-18
Волгоград (844)278-03-48
Вологда (8172)26-41-59
Воронеж (473)204-51-73
Екатеринбург (343)384-55-89

Иваново (4932)77-34-06
Ижевск (3412)26-03-58
Иркутск (395)279-98-46
Казань (843)206-01-48
Калининград (4012)72-03-81
Калуга (4842)92-23-67
Кемерово (3842)65-04-62
Киров (8332)68-02-04
Коломна (4966)23-41-49
Кострома (4942)77-07-48
Краснодар (861)203-40-90
Красноярск (391)204-63-61
Курск (4712)77-13-04
Курган (3522)50-90-47
Липецк (4742)52-20-81

Магнитогорск (3519)55-03-13
Москва (495)268-04-70
Мурманск (8152)59-64-93
Набережные Челны (8552)20-53-41
Нижний Новгород (831)429-08-12
Новокузнецк (3843)20-46-81
Ноябрьск (3496)41-32-12
Новосибирск (383)227-86-73
Омск (3812)21-46-40
Орел (4862)44-53-42
Оренбург (3532)37-68-04
Пенза (8412)22-31-16
Петрозаводск (8142)55-98-37
Псков (8112)59-10-37
Пермь (342)205-81-47

Ростов-на-Дону (863)308-18-15
Рязань (4912)46-61-64
Самара (846)206-03-16
Санкт-Петербург (812)309-46-40
Саратов (845)249-38-78
Севастополь (8692)22-31-93
Саранск (8342)22-96-24
Симферополь (3652)67-13-56
Смоленск (4812)29-41-54
Сочи (862)225-72-31
Ставрополь (8652)20-65-13
Сургут (3462)77-98-35
Сыктывкар (8212)25-95-17
Тамбов (4752)50-40-97
Тверь (4822)63-31-35

Тольятти (8482)63-91-07
Томск (3822)98-41-53
Тула (4872)33-79-87
Тюмень (3452)66-21-18
Ульяновск (8422)24-23-59
Улан-Удэ (3012)59-97-51
Уфа (347)229-48-12
Хабаровск (4212)92-98-04
Чебоксары (8352)28-53-07
Челябинск (351)202-03-61
Череповец (8202)49-02-64
Чита (3022)38-34-83
Якутск (4112)23-90-97
Ярославль (4852)69-52-93

Россия +7(495)268-04-70

Казахстан +7(7172)727-132

Киргизия +996(312)96-26-47

<https://pulsaroil.nt-rt.ru/> || pou@nt-rt.ru