

ВЧ метод устранения парафиновых пробок в оборудовании нефтяных скважин и нефтепроводах

В.А. Балакирев, Г.В. Сотников, Ю.В. Ткач, Т.Ю. Яценко
ИЭМИ, пр. Правды 5, Харьков-22, 310022, а.я 10857, Украина
e-mail: tanya@iemr.vl.net.ua

Содержание

1. Введение	552
2. Устранение парафиновых пробок в нефтяных скважинах	553
2.1. Математическая модель и метод решения	553
2.2. Динамика нагрева и плавления пробки в стволе нефтяной скважины	557
3. Исследование ВЧ проплавления парафиновой пробки в трубопроводе	558
4. Заключение	560

Аннотация

Исследованы процессы нагрева и расплавления парафиновых пробок в стволах нефтескважин и в нефтепроводах высокочастотным (ВЧ) электромагнитным излучением. Для различных физических условий и геометрии пробок изучена эволюция температурных полей в объеме пробок. Определены времена проплавления сквозного канала в пробке и время ее полной ликвидации.

1. Введение

В процессе эксплуатации нефтяных и газовых скважин и трубопроводов при определенных условиях (температуре, давлении) на внутренней поверхности труб образуются отложения, вызванные выпадением парафинов, смол или углеводородных кристаллогидратов. Такие отложения могут полностью закупорить скважину или трубопровод и остановить добычу или транспортировку углеводородов. Длины смолопарафиновых и кристаллогидратных пробок могут достигать больших значений порядка 100-1000 м. К настоящему времени разработан ряд методов предотвращения образования нефтяных и газогидратных пробок и их устранения. К указанным методам, пригодным для пробок обоих видов, можно отнести:

- методы прогрева участков скважин или трубопроводов, в которых образовались пробки, до температуры плавления парафиновых соединений или разложения газогидратов на их составляющие: воду и углеводороды. Нагрев обычно осуществляется либо горячей водой (паром), либо обычными электронагревателями;

- методы, основанные на использовании химических веществ, разрушающих пробки;
- методы механической очистки трубопроводов;
- методы предотвращения образования пробок путем использования химических ингибиторов.

В частности, для предотвращения образования кристаллогидратов в газопроводе в поток газа обычно добавляют метанол.

Наряду с общими, есть ряд специальных методов. Так, например, для предотвращения образования кристаллогидратных пробок используются осушение перекачиваемого газа, метод сброса давления на концах трубопровода и т.п. Все перечисленные методы, несмотря на их различия, имеют высокую стоимость, сложны в реализации или для их обеспечения требуется организация производства химических веществ, очень часто токсичных таких, например, как метанол.

Такое положение дел заставляет искать новые более дешевые и безопасные методы предотвращения образования и разрушения кристаллогидратных и парафиновых пробок. Одним из таких но-

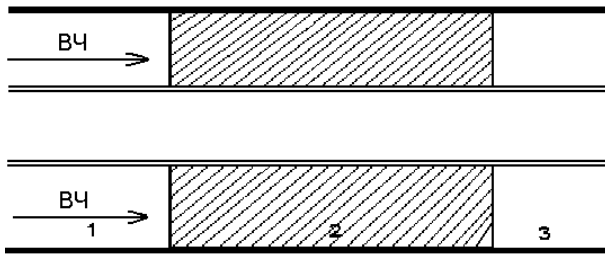


Рис. 1. К постановке задачи об устранении парафиновой пробки в нефтяной скважине: 1 – область через которую подается ВЧ мощность, 2 – парафиновая пробка, 3 – область, занятая нефтью.

вых и перспективных методов является метод, основанный на использовании мощного микроволнового излучения.

С точки зрения ВЧ электродинамики стволы скважин и трубопроводы являются для электромагнитных волн линиями передачи (коаксиальные линии, цилиндрические волноводы). Фазовые и групповые скорости электромагнитных волн, их затухание определяются типом волн, материалом стенок трубопровода и диэлектрическими свойствами нефти и газа. Направив ВЧ мощность от внешнего генератора на пробку, ее можно нагреть до температуры плавления парафина или разложения кристаллогидрата и таким образом устранить препятствие [1-6]. Существенным достоинством ВЧ метода прогрева пробок является объемный характер, поскольку электромагнитные волны в ВЧ диапазоне могут проникать в материал пробки на большую глубину. Кроме этого изменением уровня мощности ВЧ генератора и частоты электромагнитного излучения можно управлять процессом разогрева, так как диэлектрическая проницаемость и тангенс угла потерь материала пробки [7] зависят от частоты излучения и температуры.

В настоящей работе исследованы процессы разогрева и плавления пробки из высокопарафинистой нефти в стволе нефтяной скважины и трубе нефтепровода.

2. Устранение парафиновых пробок в нефтяных скважинах

Ранее процессы разогрева и плавления парафиновых пробок в нефтескважине были рассмотрены в работе [5]. При этом использовалась модель однородного распределения ВЧ поля по сечению ствола. Кроме этого не учитывалось омическое поглощение ВЧ мощности в стенках скважин, которое будет приводить к дополнительному затуханию электромагнитного излучения при его распро-

странении и, соответственно, к нагреву стенок. В действительности в скважине для рассматриваемых электромагнитных волн ТЕМ типа (кабельные волны) распределение ВЧ мощности в поперечном сечении сильно неоднородно. Учет неоднородного радиального распределения ВЧ мощности приводит к качественным и количественным особенностям разогрева и плавления пробки в стволе скважины [6]. Кроме этого ниже будет учтено дополнительное затухание ТЕМ волн в скважине, обусловленное потерями ВЧ мощности в стенках ствола скважины. Диссипация ВЧ мощности в стальных стенках труб приводит к нагреву стенок. А поскольку стальные стенки находятся в тепловом контакте с парафиновой пробкой, то появляется дополнительный канал разогрева пробки.

2.1. Математическая модель и метод решения

Ствол скважины представляет собой систему из двух coaxial стальных труб круглого сечения (см. рис. 1). Пространство между трубами заполнено диэлектрической пробкой из застывшей высокопарафинистой нефти. Ствол скважины можно рассматривать как coaxial линию передачи. В пробке от внешнего ВЧ генератора создается поток высокочастотной энергии ТЕМ электромагнитной волны с компонентами электромагнитного поля

$$\begin{aligned} E_r &= -\frac{1}{2r \ln(r_2/r_1)} U e^{-i\omega t + ikz - \alpha z/2} + k.c., \\ H_\varphi &= \sqrt{\varepsilon_0} E_r, \end{aligned} \quad (1)$$

где U – приложенное ВЧ напряжение к электродам coaxial линии, ω – круговая частота ВЧ поля, $k = \sqrt{\varepsilon_0} \omega/c$ – продольное волновое число, c – скорость света в вакууме, ε_0 – диэлектрическая проницаемость высокопарафинистой нефти [7], $r_{1,2}$ – радиусы внутренней и внешней труб, $\alpha = \alpha_V + \alpha_S$ – коэффициент затухания ВЧ мощности, α_V учитывает затухание, обусловленное поглощением ВЧ энергии в объеме пробки, а α_S – в стенках coaxial линии. Для коэффициентов поглощения $\alpha_{V,S}$ имеем следующие выражения [8]

$$\begin{aligned} \alpha_V &= \frac{\omega}{c} \sqrt{\varepsilon_0} \operatorname{tg} \delta, \\ \alpha_S &= \frac{R_L}{Z_L}, \end{aligned} \quad (2)$$

где $\operatorname{tg} \delta$ – тангенс угла потерь, R_L – погонное ВЧ сопротивление линии, $R_L = R_1 + R_2$, R_1 – погонное сопротивление внутреннего проводника, R_2 – внешней трубы

$$R_{1,2} = \frac{1}{2\pi r_{1,2} \sigma d}, \quad d = \frac{1}{2\pi} \sqrt{\frac{\lambda_V c}{\sigma}},$$

σ – проводимость, d – глубина скин-слоя, $\lambda_V = 2\pi c/\omega$ – длина волны в свободном пространстве. Выражение для погонных сопротивлений $R_{1,2}$ справедливо, если трубы выполнены из одного материала.

Приложенное напряжение U связано с мощностью ВЧ волн P соотношением

$$U = \sqrt{2PZ_L},$$

$$Z_L = \frac{2}{\sqrt{\varepsilon_0}} \ln(r_2/r_1) = \frac{60(\cdot)}{\sqrt{\varepsilon_0}} \ln(r_2/r_1)$$

– импеданс коаксиальной линии.

Процессы нагрева и плавления пробки описываются уравнением теплопроводности

$$\rho c_T \frac{\partial T}{\partial t} = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} r \lambda \frac{\partial T}{\partial r} + \frac{\partial}{\partial z} \lambda \frac{\partial T}{\partial z} + Q(r, z, t), \quad (3)$$

Q – плотность мощности объемного тепловыделения

$$Q = \alpha_V W \exp(-\alpha z),$$

$$W = \frac{P}{2\pi} \frac{1}{\ln(r_2/r_1)} \frac{1}{r^2},$$

ρ – плотность нефти, c_T – ее теплоемкость, λ – теплопроводность.

Кроме тепловыделения в объеме парафиновой пробки, будет происходить тепловыделение в стальных стенках коаксиального ствола скважины. Влияние тепловыделения в стенках на нагрев пробки удобно учесть в граничных условиях на поверхностях внутренней и внешней труб.

Как известно теплопередача характеризуется числом Нуссельта

$$Nu = \frac{\varkappa r_0}{\lambda}$$

\varkappa – коэффициент теплопередачи, r_0 – радиус рассматриваемой трубы. Будем считать, что теплообмен на поверхности внутренней трубы отсутствует, что соответствует числу Нуссельта, равному нулю. Тогда граничное условие на этой поверхности имеет вид

$$-\lambda \frac{\partial T}{\partial r} \Big|_{r=r_1} = \frac{\sqrt{\varepsilon_0}}{4\pi r_1^2} \sqrt{\frac{f}{\sigma}} \frac{P e^{-\alpha z}}{\ln(r_2/r_1)}, \quad (4)$$

где f (Гц) – частота ВЧ излучения. Правая часть в (4) учитывает тепловыделение в стенке внутренней трубы.

Считаем, что внешняя труба находится в тепловом контакте с сухим грунтом $Nu = 1$ [5]. Ниже мы ограничим наше рассмотрение этим случаем. Граничное условие на поверхности внешней трубы можно записать следующим образом

$$-\lambda \frac{\partial T}{\partial r} \Big|_{r=r_2} = \varkappa \left[T(r_2, t, z) - T_0 \right] - \frac{1}{4\pi} \frac{\sqrt{\varepsilon_0}}{r_2^2} \sqrt{\frac{f}{\sigma}} \frac{P e^{-\alpha z}}{\ln(r_2/r_1)}, \quad (5)$$

T_0 – температура окружающей среды.

На единицу длины ствола скважины в объеме пробки выделяется мощность

$$Q^V = P \frac{2\pi f}{c} \sqrt{\varepsilon_0} \operatorname{tg} \delta.$$

В результате омических потерь в стенках выделяется на единицу длины тепловая мощность

$$Q^S = \sqrt{\frac{f}{\sigma}} \frac{P \sqrt{\varepsilon_0}}{2\pi \ln(r_2/r_1)} \frac{r_2 + r_1}{r_1 r_2}.$$

Будем считать, что плотность ρ и теплопроводность высокопарафинистой нефти λ постоянные и не зависят от температуры. Фазовый переход от твердого состояния к жидкому учтем выбором следующей зависимости теплоемкости от температуры

$$c_T = c_0 + L\delta(T - T_S).$$

Здесь L – скрытая теплота фазового перехода, c_0 – теплоемкость до и после фазового перехода, $\delta(x)$ – дельта-функция, T_S – температура фазового перехода.

Непосредственно из уравнения теплопроводности (3) следует баланс энергии

$$\frac{\partial}{\partial t} \int dV \rho \int_{T_0}^T c_T(T') dT' = \lambda \oint d\mathbf{S} \operatorname{grad} T + \int dV Q(t, r, z), \quad (6)$$

где dV – элемент объема пробки, интегрирование ведется по всему объему, $d\mathbf{S}$ – элемент поверхности пробки. При этом интегрирование выполняется по всей поверхности. Слагаемое в левой части описывает изменение тепловой энергии, запасенной в пробке, за единицу времени (тепловая мощность). Первое слагаемое в правой части учитывает потери энергии через поверхность пробки. И, наконец, второе слагаемое в правой части описывает мощность, выделяемую в объеме пробки. Для пробки в коаксиальном стволе скважины выражение (6) можно преобразовать к виду

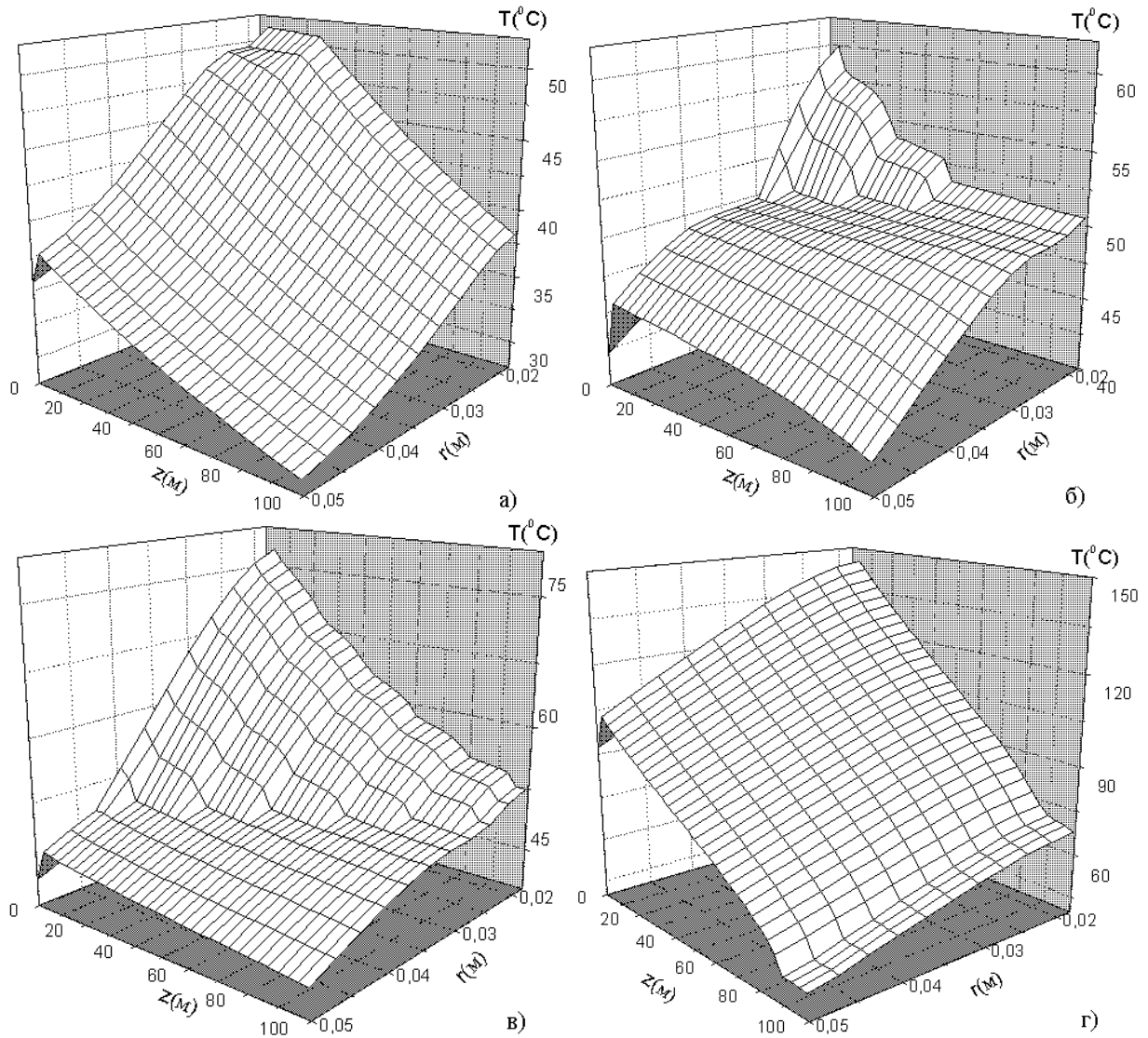


Рис. 2. Профиль температуры с учетом тепловыделения в стальных трубах для различных моментов времени (Рис. 2а – $t = 2$ часа. Рис. 2б – $t = 6$ часов. Рис. 2в – $t = 11$ часов. Рис. 2г – $t = 39$ часов.) в процессе ликвидации асфальто-парафиновой пробки длиной $H = 100$ м на участке оборудования нефтяной скважины длиной $H = 100$ м. Мощность источника электромагнитного излучения $P = 10$ кВт, частота $f = 1 \cdot 10^7$ Гц.

$$\rho \frac{\partial}{\partial t} \int dV \int_{T_0}^{T(r,z,t)} c_T(T') dT' = P(1 - e^{-\alpha H}) - 2\pi \kappa_1 \int_{r_1}^{r_2} r dr [T(r, z = 0, t) - T_0] - 2\pi \kappa_2 \int_0^H dz [T(r = r_2, z, t) - T_0], \quad (7)$$

H – длина пробки, κ_1 – коэффициент теплопередачи переднего торца пробки (см. рис. 1).

При расчетах использовались следующие теплофизические и электродинамические параметры

нефти: $\rho = 950$ кг/м³, $c_0 = 3$ кДж/(кг·К), $T_0 = 20^0$ С, $T_S = 50^0$ С, $L = 300$ кДж/кг, $\lambda = 0,125$ Вт/(м·К), $\sqrt{\epsilon_0} tg \delta = 0,032$, $\epsilon_0 = 2,3$, $\kappa = 2,5$ Вт/(м²·К) (соответствует трубе в сухом грунте ($Nu = 1$)).

Мощность источника излучения P принималась равной 10 кВт, диаметр внешней трубы коаксиальной линии 0,1 м, а внутренней 0,036 м, длина пробки 100 м.

Частота излучения, которая определяет значение коэффициента затухания ВЧ мощности α , должна обеспечивать максимальную скорость и глубину проплавления пробки. Действительно, при малых α ($\alpha H \ll 1$) практически вся мощность проходит через пробку и лишь небольшая ее часть используется для нагрева. При достаточно больших

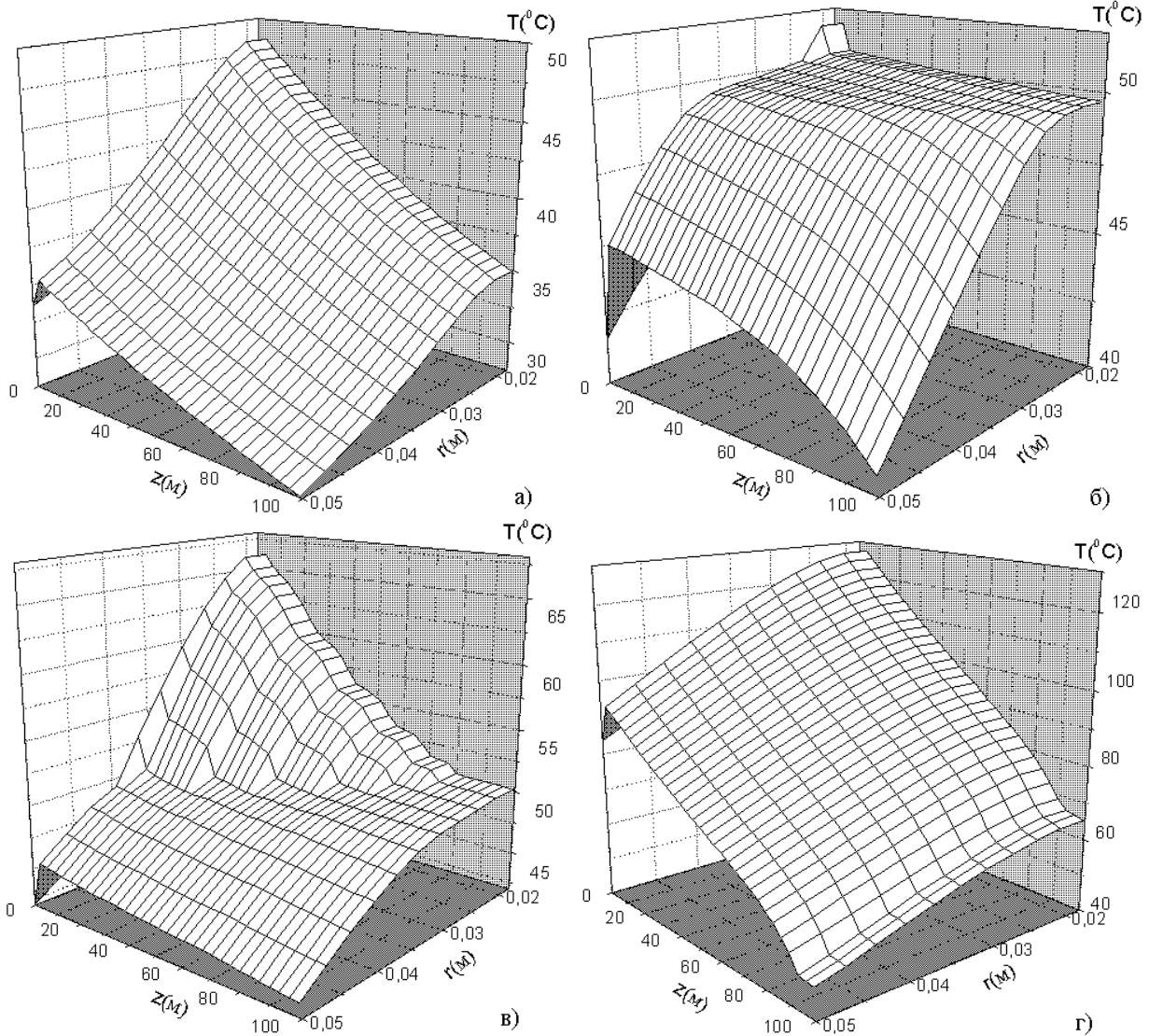


Рис. 3. Профиль температуры без учета тепловыделения в трубах для различных моментов времени (Рис. 3а – $t = 2$ часа. Рис. 3б – $t = 6$ часов. Рис. 3в – $t = 11$ часов. Рис. 3г – $t = 50$ часов.) в процессе ликвидации асфальто-парафиновой пробки длиной $H = 100$ м на участке оборудования нефтяной скважины длиной $H = 100$ м. Мощность источника электромагнитного излучения $P = 10$ кВт, частота $f = 1 \cdot 10^7$ Гц.

α ($\alpha H \gg 1$) основная часть ВЧ мощности будет поглощаться в узком слое вещества пробки вблизи ее границы, примыкающей к ВЧ генератору. В результате будет происходить перегрев этой области и сильное рассеивание энергии через боковые стенки. Таким образом, существует оптимальное значение коэффициента затухания ВЧ мощности $\alpha \sim 1/H$ и, соответственно, частоты излучения. В численных расчетах выбрана частота 10 МГц, которая соответствует оптимальному значению α .

Отметим, что при выводе выражения для источника тепловой энергии в уравнении теплопроводности, было сделано предположение, что коэффициент затухания ВЧ мощности в объеме пробки α_V не зависит от температуры. В действительности для определенной области частот такая зависи-

мость имеет место. В частности, на частоте 0,1 МГц $\alpha_V(T)$ имеет резкий максимум вблизи температуры фазового перехода [5]. С увеличением частоты положение максимума смещается в область более высоких температур, а значение α_V в точке максимума уменьшается. Для выбранного значения частоты 10 МГц с хорошей точностью можно пренебречь зависимостью коэффициента затухания от температуры.

Для численного решения уравнения теплопроводности используется явная разностная схема [9]. Дельта-функция аппроксимировалась ступенькой с шириной $0,8^{\circ}C$

$$\delta_{\epsilon}(x) = \begin{cases} \frac{1}{2\epsilon}, & -\epsilon < x < \epsilon, \\ 0, & x < -\epsilon \text{ или } x > \epsilon. \end{cases} \quad \text{где } \epsilon = 0,4.$$

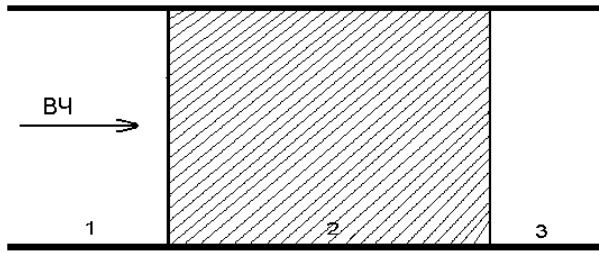


Рис. 4. Постановка задачи об устранении парафиновой пробки в трубопроводе, 1 – область, через которую подается ВЧ мощность, 2 – парафиновая пробка, 3 – область, заполненная нефтью.

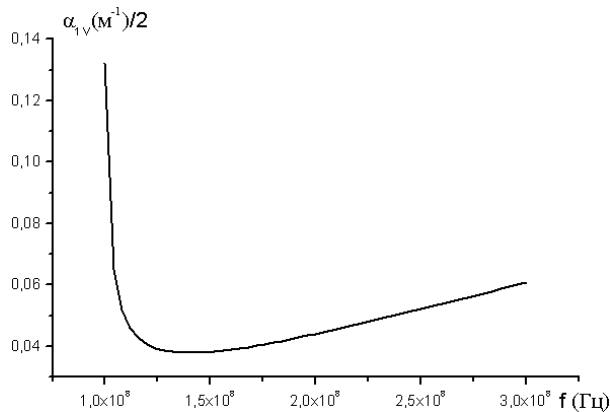


Рис. 5. Зависимость коэффициента затухания ВЧ поля в объеме парафиновой пробки в нефтепроводе от частоты для низшей волны Е-типа ($n = 1$).

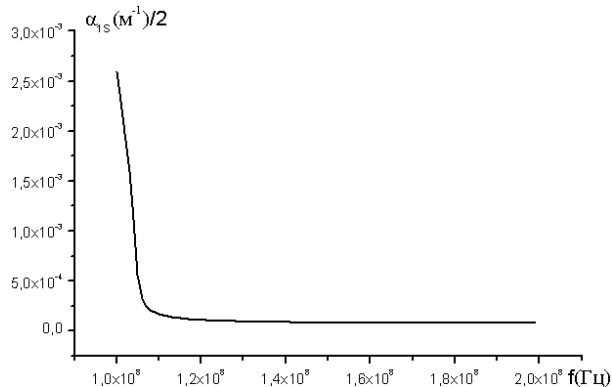


Рис. 6. Зависимость коэффициента затухания ВЧ поля в стальной стенке нефтепровода от частоты низшей для волны Е-типа ($n = 1$).

2.2. Динамика нагрева и плавления пробки в стволе нефтяной скважины

Численные расчеты проводились для начального значения температуры застывшей нефти, равной 20^0 С. Баланс энергии (7) использовался для контроля точности численных расчетов. Результа-

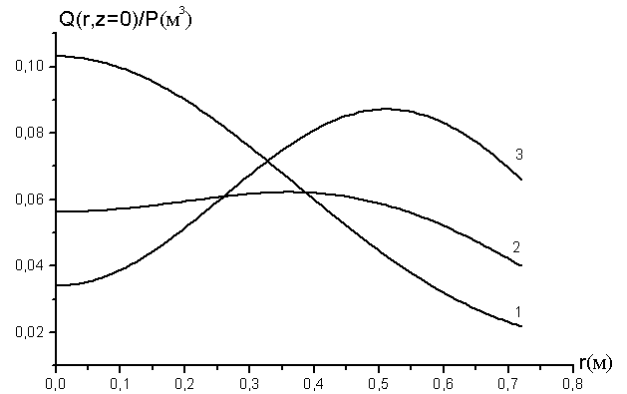


Рис. 7. Поперечное распределение плотности мощности тепловых потерь, нормированной на мощность источника в точке $z = 0$ в цилиндрическом волноводе, заполненном парафином. 1 – $f = 1,4 \cdot 10^8$ Гц. 2 – $f = 2 \cdot 10^8$ Гц. 3 – $f = 3 \cdot 10^8$ Гц.

ты расчетов представлены на рис. 2,3. На рис. 2 изображены распределения температуры в объеме пробки с учетом поглощения ВЧ мощности и тепловыделения в стенках ствола скважины, а на рис. 3 без учета этих факторов. Численный анализ, показал, что в начальный период $t < 2$ ч (рис. 2а) распределение температуры в объеме пробки сильно неоднородно. Температура максимальна вблизи поверхности внутренней трубы, где энерговыделение наиболее интенсивно. Кроме этого температура убывает с удалением от границы, примыкающей к ВЧ генератору, вглубь пробки $z > 0$. Этот результат очевиден, поскольку амплитуда ВЧ волн вдоль системы экспоненциально убывает. По мере приближения температуры к точке фазового перехода идет процесс выравнивания температуры в объеме пробки. Расплавление (возникновение жидкой фазы) начинается, примерно, через 2 часа вблизи поверхности внутренней трубы. Через 6 часов в пробке проплавляется сквозной канал.

Поверхность, разделяющая твердую и жидкую фазы, имеет форму конуса с радиусом, убывающим вдоль пробки. Коническая форма расплавленной зоны может привести к разрушению пробки до ее полного расплавления. Полное проплавление пробки происходит через 39 часов. При этом максимальная температура нефти достигает 150^0 С.

Отметим, что учет тепловыделения в стенках скважины оказывает существенное влияние на процессы нагрева и проплавления парафиновой пробки. Нагрев стальных стенок скважины ускоряет процессы нагрева пробки, что убедительно доказывает сравнение рис. 2 и рис. 3. В частности, без учета тепловыделения в стенках ствола скважин время проплавления сквозного канала в парафиновой пробке увеличилось более чем в 2 раза с 6 ч до 13,5 ч. Время полного расплавления пробки также увеличилось с 39 ч до 50 ч. Последнее обстоя-

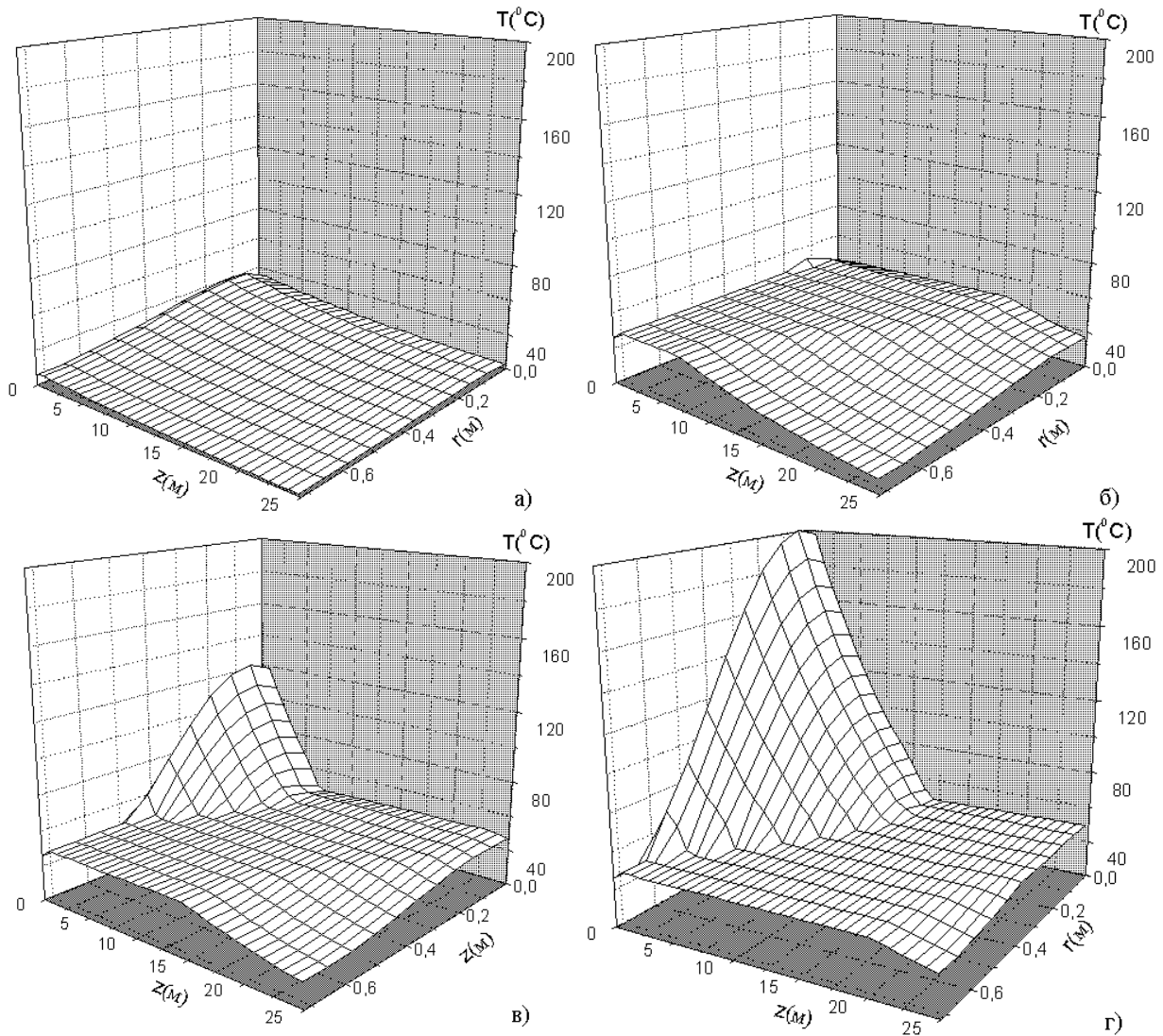


Рис. 8. Профиль температуры для различных моментов времени (Рис. 8а – $t = 40$ часов. Рис. 8б – $t = 120$ часов. Рис. 8в – $t = 200$ часов. Рис. 8г – $t = 300$ часов.) в процессе ликвидации парафиновой пробки длиной $H = 25$ м на участке нефтепровода радиуса $R = 0,72$ м. Мощность источника электромагнитного излучения $P = 10$ кВт, частота $f = 1,4 \cdot 10^8$ Гц.

ятельство объясняется тем, что нагрев внутренней трубы, в силу ее малого радиуса происходит значительно интенсивнее, чем внешней. В этом легко убедиться, сравнивая выражения (4) и (5). Поэтому существенно сокращается время проплавления сквозного канала. В тоже время благодаря относительно слабому нагреву внешней трубы, время полного устранения пробки увеличилось в меньшей степени (примерно на 30 %).

3. Исследование ВЧ проплавления парафиновой пробки в трубопроводе

С точки зрения ВЧ нефтепровод является цилиндрическим волноводом (см. рис 4). Будем считать,

что в пробке возбуждена в общем случае E_{0n} волна с компонентами электромагнитного поля

$$\begin{aligned} E_z &= \frac{1}{2} A J_0 \left(\mu_n \frac{r}{R} \right) e^{ik_n z - i\omega t - \alpha_n z/2} + k.c., \\ E_r &= -i \frac{A}{2} J_1 \left(\mu_n \frac{r}{R} \right) \frac{k_n R}{\mu_n} e^{ik_n z - i\omega t - \alpha_n z/2} + k.c., \\ H_\varphi &= -i \frac{A}{2} J_1 \left(\mu_n \frac{r}{R} \right) \frac{k_0 R}{\mu_n} e^{ik_n z - i\omega t - \alpha_n z/2} + k.c., \end{aligned} \quad (8)$$

где $k_n = \sqrt{k_0^2 \varepsilon_0 - \mu_n^2 / R^2}$ – продольное волновое число, R – радиус трубы, μ_n – корень функции Бесселя $J_0(\mu_n)$, A – амплитуда волны,

$$\alpha_n = \alpha_{nV} + \alpha_{nS},$$

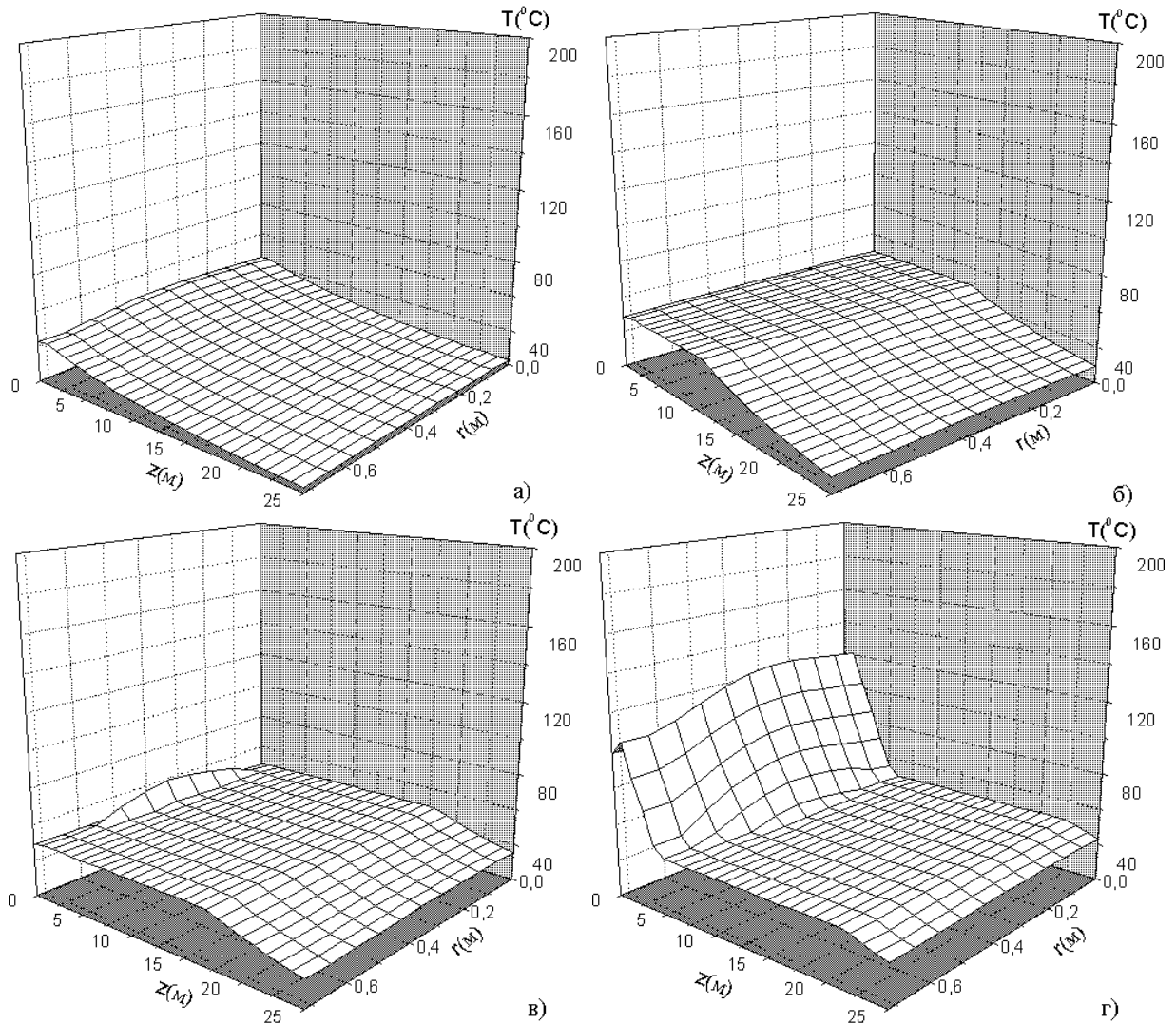


Рис. 9. Профиль температуры для различных моментов времени (Рис. 9а – $t = 40$ часа. Рис. 9б – $t = 120$ часов. Рис. 9в – $t = 200$ часов. Рис. 9г – $t = 300$ часов.) в процессе ликвидации парафиновой пробки длиной $H = 25$ м на участке нефтепровода радиуса $R = 0,72$ м. Мощность источника электромагнитного излучения $P = 10$ кВт, частота $f = 2 \cdot 10^8$ Гц.

$$\alpha_{nV} = \frac{k_0^2 \varepsilon_0}{k_n} \operatorname{tg} \delta, \quad (9)$$

$$\alpha_{nS} = \frac{\varkappa_0 \varepsilon_0}{R k_n} \sqrt{\frac{f}{\sigma}},$$

$\alpha_{nV,S}$ описывают поглощение ВЧ мощности в пробке и стенках трубы. Из выражения для коэффициента затухания ВЧ мощности α_{nV} следует, что он существенно возрастает при приближении частоты к частоте отсечки $\omega_{min} = \mu_n c / (R \sqrt{\varepsilon_0})$. На рис. 5 изображена зависимость $\alpha_{1V}/2$ (коэффициента затухания поля) от частоты для основной волны $n = 1$, $\mu_1 = 2,405$ и следующих параметров нефтепровода, заполненного парафином, $R = 0,72$ м, $\varepsilon_0 = 2,3$, $\operatorname{tg} \delta = 1,2 \cdot 10^{-2}$. Видно, что коэффициент затухания принимает минимальное значение на частоте 140 МГц и равен $\alpha_{1V} = 4 \cdot 10^{-2} \text{ м}^{-1}$. Частота отсечки равна 105 МГц.

На рис. 6 представлена зависимость коэффициента затухания электрического поля в стальной стенке трубопровода $\alpha_{1S}/2$ от частоты. Видно, что потери в стенках малы, по сравнению с потерями ВЧ поля в объеме парафиновой пробки.

Процесс нагрева и расплавления парафиновой пробки описывается уравнением теплопроводности (3), в котором мощность объемного тепловыделения для рассматриваемой волны типа E_{0n} , описывается выражением

$$Q = \frac{tg\delta}{\pi k_n R^4} \frac{\mu_n^2}{J_1^2(\mu_n)} P e^{-\alpha z} F_n(r),$$

$$F_n(r) = J_0^2\left(\mu_n \frac{r}{R}\right) + \frac{k_n^2 R^2}{\mu_n^2} J_1^2\left(\mu_n \frac{r}{R}\right).$$

Функция $Q(r, z = 0)/P$ описывает распределение мощности теплового источника по поперечному сечению парафиновой пробки.

На рис. 7 изображены зависимости $Q(r, z = 0)/P$ для различных частот основной волны E_{01} . Для сравнительно низких частот (вблизи частоты отсечки) основное тепловыделение происходит в приосевой области. На высоких частотах (на рис. 7 $f > 200$ МГц) основное тепловыделение идет на периферии, причем с ростом частоты максимум тепловыделения смещается к стенке трубы. На трубе краевое условие для температуры аналогично краевому условию на внешней трубе ствола скважины и имеет вид

$$\lambda \frac{\partial T}{\partial r} \Big|_{r=R} = \varkappa \left[T(R, z, t) - T_0 \right] - q_s,$$

$$q_s = \frac{k_0}{k_n} \varepsilon_0 \sqrt{\frac{f}{\sigma}} \frac{P e^{-\alpha_n z}}{2\pi R^2}.$$

Баланс энергии для трубопровода может быть записан следующим образом

$$\rho \frac{\partial}{\partial t} \int dV \int_{T_0}^T c(T') dT' = P(1 - e^{-\alpha_n H}) -$$

$$2\pi \varkappa_1 \int_0^R r dr \left[T(r, z = 0) - T_0 \right] -$$

$$2\pi \varkappa R \int_0^H dz \left[T(R, z, t) - T_0 \right].$$

Процессы нагрева и плавления парафиновой пробки длиной 25 м в стальном нефтепроводе радиуса $R = 0,72$ м исследовались численными методами. Параметры ВЧ источника следующие: мощность $P = 10$ кВт, частота $f = 140$ МГц. Нефтепровод находится в контакте с сухим грунтом ($Nu = 1$).

На рис. 8 изображены распределения температуры в объеме пробки в различные моменты времени. Для указанной частоты максимальное тепловыделение имеет место в центральной области трубопровода. Поэтому температура максимальна в окрестности оси системы. Распределение температуры сильно неоднородно вдоль парафиновой пробки. Значение температуры быстро убывает с удалением вглубь пробки. Жидкая фаза парафина появляется примерно через 120 часов. Через 300

часов удается расплавить пробку на глубину 12 м. Сравнительно небольшая длина парафиновых пробок, которые удается устранить в нефтепроводах, обусловлена сильным затуханием (малой глубиной проникновения) ВЧ мощности в парафиновой пробке на высоких частотах (см. рис. 7). Добиться эффективного устранения длинных (более 10 м) пробок можно использованием движущихся источников ВЧ мощности.

Как уже отмечалось, с повышением рабочей частоты ВЧ генератора область максимального тепловыделения смещается с приосевой области к поверхности трубы. В этом случае можно получить более однородный нагрев пробки по ее сечению. На рис. 9 изображены распределения температуры в объеме пробки для частоты ВЧ генератора 200 МГц. Хорошо видно, что распределение температуры по поперечному сечению трубы стало более однородным, а длина проплавленной пробки сократилась. Последнее обстоятельство объясняется сокращением глубины проникновения ВЧ поля в пробку с увеличением частоты.

4. Заключение

Таким образом, в работе исследованы процессы нагрева и расплавления парафиновых пробок в стволах нефтескважин и трубопроводах. Для выбранных мощности и частоты ВЧ источника определены времена проплавления канала в пробке и время ее полной ликвидации. Показано, что процесс расплавления идет постепенно от центральной области ствола скважины или трубопровода к периферии. Коническая форма расплавленной зоны может привести к разрушению пробки до ее полного расплавления. В рассмотренных численных примерах в коаксиальном стволе скважины за 39 ч устраняется парафиновая пробка длиной 100 м. В нефтепроводе проплавление пробки на глубину 12 м достигается за 300 часов, что является практически не выгодным. Сократить время проплавления целесообразно путем увеличения мощности ВЧ генератора. Для существенного увеличения глубины проплавления пробки можно использовать движущийся в нефтепроводе источник ВЧ излучения.

Список литературы

- [1] Makagon Yu.F. Russia's Contribution to the study of Gas Hydrates // Int conf. on natural gas hydrates. Annals of the New York Academy of Science. - 1994. - V 715, - pp.119-145.
- [2] Ф.Л. Саяхов, М.А. Фатыхов, Н.Ш. Имашев Способ электропарафинизации скважин // Открытия. Изобретения. - 1989. - N 1. - А.с. 1314756 СССР.

- [3] А.Т. Ахметов, А.И. Дьячук, А.А. Кислицын и др. Способ ликвидации ледяных, газогидратных и парафиновых пробок в выкидных линиях скважин и трубопроводах // Открытия. Изобретения. - 1992. - N 3. - А. с. 1344756 СССР.
- [4] Solution of Paraffin Deposition Problems in Oil Wells by Utilization of the Radio-Frequency Single Well Stimulation process / Homer L. Spencer, Gr. Calgary. 1987.
- [5] Кислицын А.А. Численное моделирование высокочастотного электромагнитного прогрева диэлектрической пробки, заполняющей трубу // ПМТФ - 1996. - Т. 37, N 3. - С. 75-82.
- [6] Балакирев В.А., Сотников Г.В., Ткач Ю.В., Яценко Т.Ю. СВЧ метод устранения парафиновых пробок в нефтяных скважинах // 9-я Крымская и выставка "СВЧ-техника и спутниковые телекоммуникационные технологии", 25-27 сентября 1999 г. Севастопаль, Украина. Труды конференции. - С. 422-424.
- [7] Чистяков С.И., Денисова Н.Ф., Саяхов Ф.Л. Экспериментальное исследование зависимости диэлектрических свойств нефти и ее фракций от частоты // Известия Высших учебных заведений. Нефть и газ - 1972. - N 5. - С. 53-56.
- [8] Вайштейн Л.А. Электромагнитные волны -М.: Радио связь - 1988. - 440 с.
- [9] Самарский А.А., Моисеенко Б.Д. Экономичная схема сквозного счета для многомерной задачи Стефана // Журнал вычислительной математики и математической физики.- 1965. - Т. 5, N 5. - С. 817-827.