

*Дарья Васильевна ШЕВЕЛЕВА —
научный сотрудник ОАО «Гипротюменнефтегаз»,
аспирант Тюменского государственного университета*

*Юрий Саакович ДАНИЭЛЯН —
зам. главного инженера по научно-техническим
вопросам в области проектирования
ОАО «Гипротюменнефтегаз»,
профессор кафедры механики
многофазных систем
Тюменского государственного университета,
доктор физико-математических наук*

УДК 622.276.5(211.6)

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПАДЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ НЕФТИ ПРИ ОСТАНОВКЕ СКВАЖИНЫ И ПРОМЕРЗАНИЯ ТАЛЫХ ПОРОД ОКОЛО ОСТАНОВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ

АННОТАЦИЯ. Разработана математическая модель промерзания горных пород вблизи нефтяной скважины после ее остановки. Кратко описан численный метод расчета. Получены поля температур горной породы, окружающей скважину, и изменение температуры нефти в остановленной скважине.

The mathematical model of frost penetration of the rocks near to an oil well, after her shutdown is developed. The numerical method of calculation is briefly described. Fields of temperatures of the rock surrounding the well and temperature gradient of oil in the shutdown well are received.

Эксплуатация объектов нефтегазового комплекса, в частности нефтяных скважин, взаимодействующих с окружающими мерзлыми породами, приводит к возникновению ряда проблем. При остановке скважины продукция с положительной температурой перестает поступать от забоя к устью. По этой причине оттаявшая зона вокруг скважины начинает промерзать, происходит процесс обратного смерзания. При промерзании в горных породах возникают напряжения. Если скважина находится в зоне, где действуют эти напряжения, то ее конструкция подвергается риску деформации или даже разрушения. Важным параметром в этом процессе является время, в течение которого скважина находится в зоне свободной от напряжений, возникающих из-за промерзания горных пород.

Модель обратного промерзания создана на основе уравнений модели оттаивания [1]. Модель оттаивания необходима для получения начального распределения температур горных пород

Известны и другие способы расчета, преимущественно численные — [2], [3] [4].
Постановка задачи при обратном смерзании.

Исходную систему уравнений запишем в следующем виде:

$$\begin{cases} c(T) \frac{\partial T}{\partial \tau} = \frac{1}{r} \left(\frac{\partial}{\partial r} r \cdot \lambda(T) \frac{\partial T}{\partial r} \right) + \frac{1}{z} \left(\lambda(T) \frac{\partial T}{\partial z} \right) & (1) \\ \frac{Gc_p}{u} \frac{dt}{dz} = K_s(z)(T_{r=r_s} - t(z, \tau)) & (2) \end{cases}$$

где r, z — координаты цилиндрической системы координат, τ — время, $T(r, z, \tau)$ — температура горных пород, $\lambda(T)$ — коэффициент теплопроводности, $c(T)$ — эффективная теплоемкость, $c(T) = c_{gr}(T) + \gamma\rho \frac{dw}{dT}$, где $c_{gr}(T)$ — теплоемкость породы, зависящая от температуры, γ — удельная теплота фазового перехода воды, ρ — плотность горных пород, w — влажность мерзлых пород, $K_s(z)$ — коэффициент теплопередачи с поверхности скважины, определяется по формуле:

$$K_s(z) = \frac{1}{\frac{d_s}{2\lambda^*(z)} \ln \frac{r_a}{r_s}} \quad (3)$$

$\lambda^*(z)$ — эквивалентная теплопроводность газа (нефти) в межтрубном пространстве, зависит от z . Динамический уровень определяет границу нефти и газа в межтрубном пространстве, т.е. определяет: какая теплопроводность стоит в формуле (3), r_a — радиус нкт, r_s — радиус эксплуатационной колонны, $t(z, \tau)$ — температура нефти, G — дебит скважины, c_p — теплоемкость нефти, u — периметр, по которому движется нефть, T_{r-rs} — температура горных пород на стенке скважины.

Уравнение (1) — нелинейное дифференциальное уравнение энергии, имеет параболический тип и описывает температурное поле горных пород, уравнение (2) — уравнение баланса энергии потока, иногда его называют уравнением притока тепла, описывает температуру нефти вдоль ствола скважины.

В начальный момент времени температурное поле горных пород имеет вид: $T(r, z, 0) = T(r, z)$.

Это температурное поле получено при расчете теплообмена скважины с горными породами, в том числе и вечномерзлыми [1].

В сечении $r=R$ задано граничное условие равенства нулю теплового потока:

$$\lambda(T) \frac{\partial T}{\partial r} \Big|_{r=R} = 0.$$

На границе скважины и горной породы области задано условие [6]:

$$\lambda(T) \frac{\partial T}{\partial r} \Big|_{r=r_s} = K_s(z) (T_{r=r_s} - t_0 e^{-az} - e^{-az} \int_0^z a T_{r=r_s} e^{az'} dz') \quad (3)$$

где, $a = \frac{u \cdot K_s(z)}{G c_p}$, t_0 — температура нефти на уровне отбора.

На границе земной поверхности с атмосферой задано граничное условие третьего рода:

$$\lambda(T) \frac{\partial T}{\partial z} \Big|_{z=L} = K_v (T - T_v),$$

где K_v — коэффициент теплопередачи между поверхностью земли и воздухом с учетом толщины снежного покрова:

$$K_v = \frac{1}{\frac{\lambda}{\delta} + \frac{1}{\alpha_v}}$$

Считаем, что тепловой поток через снег передается только теплопроводностью. Температура снега на поверхности равна температуре воздуха. Коэффициент теплообмена α_v на границе снег-воздух очень большой. T_v — температура воздуха, L — расстояние от забоя скважины до устья.

На нижней границе области задана постоянная температура:

$$T(r, 0, \tau) = T_p,$$

T_p — температура горной породы, $t_0 = T_p$.

Уравнение (2) дополняется граничным условием: $t(0, \tau) = T_p$.

Метод расчета температурного поля при обратном смерзании.

Модель [1] расчета температурных полей под действием положительных и отрицательных граничных температур применена с некоторыми изменениями к расчету обратного смерзания пород. А именно: в условии теплообмена скважины с горными породами (3) принимаем дебит, равный 0.01 кг/сек — дебит, равный нулю задать не представляется возможным, т.к. эта величина входит в знаменатель в некоторых формулах.

В практических расчетах допустимо предположение, что процессы таяния и кристаллизации влаги происходят равномерно в некотором интервале отрицательных температур. Тогда можно определить зависимость теплоемкости от температуры $c(T)$, как аппроксимированную линейным сплайном. Процесс происходит равномерно в заданном интервале температур от t_* до 0°C ($t_* < 0^\circ\text{C}$). Значение t_* меняется от долей градуса для песков до градусов для тонкодисперсных глин.

Авторами работы [5] был предложен прием, который фактически сводится к записи левой части уравнения при дискретизации в различных видах в зависимости от комбинации температур t^n и t^{n+1} — например, при $T^n \leq t_*$ получим следующие случаи: (при $T^{n+1} \leq t_*$) $I = c_m T^{n+1} - c_m T^n$, (при $t_* < T^{n+1} < 0$) $I = (c_m + \chi) T^{n+1} - c_m T^n - \chi t_*$, (при $T^{n+1} \geq 0$) $I = c_r T^{n+1} - c_m T^n - \chi t_*$. Дискретизация правой части проблем не вызывает.

Уравнение (1) решается численно, методом переменных направлений, используемую схему с известной температурой на стенке можно посмотреть в [7]. Схема переменных направлений является двухслойной по времени схемой. Переход от T^n к T^{n+1} осуществляется в два шага: расчет поля температур при переходе от T^n к $T^{n+1/2}$ — это прямое направление и расчет поля температур при переходе от $T^{n+1/2}$ к T^{n+1} — это обратное направление. При прямом направлении учитываются нижнее и левое граничные условия, при обратном — верхнее и правое.

Результаты и выводы.

В качестве исходных данных принимались: $T_p = 60^\circ\text{C}$ — температура нефтяного пласта, $G = 0.01$ кг/сек — дебит скважины, $c_p = 1930$ Дж/(кг·К) — теплоемкость нефти, $f = 0$ — обводненность нефти.

Для расчета взята упрощенная конструкция скважины: $d_s = 0.168$ м — диаметр эксплуатационной колонны, $d_n = 0.074$ м — диаметр нкт, $\lambda = 0.05$ Вт/мК — теплопроводность газа в межтрубном пространстве, $l = 2000$ — расстояние от забоя до поверхности земли.

Данные по горным породам: $\lambda_t = 1.28$ Вт/(м·К) — теплопроводность талых пород, $\lambda_m = 1.39$ Вт/(м·К) — теплопроводность мерзлых пород, $c_t = 640$ Дж/(кг·К) — теплоемкость талых пород, $c_m = 540$ Дж/(кг·К) — теплоемкость мерзлых пород,

$\rho=1900 \text{ кг/м}^3$ — плотность горных пород, $w=0.2$ — влажность мерзлых пород, $t_{ip}=-0.1^\circ\text{C}$ — граница начала фазовых переходов.

$\tau=5$ лет — время работы скважины,

$t_m=-6^\circ\text{C}$ — среднегодовая температура.

При помощи модели оттаивания [1] получено поле начальных температур. За пять лет эксплуатации оттаивает зона, изображенная на рис. 1 — кривая 1. После пяти лет работы скважина останавливается — в модели это отражено приравниванием дебита скважины к малой величине. Оттаявшая область начинает промерзать. Динамика промерзания показана на рис. 1 в виде кривых 2, 3, 4. В результате обмена теплом в течение 10 лет мерзлой и талой областей размер последней сократился — на рис. 1 кривая 4 отображает границу мерзлой и талой областей.

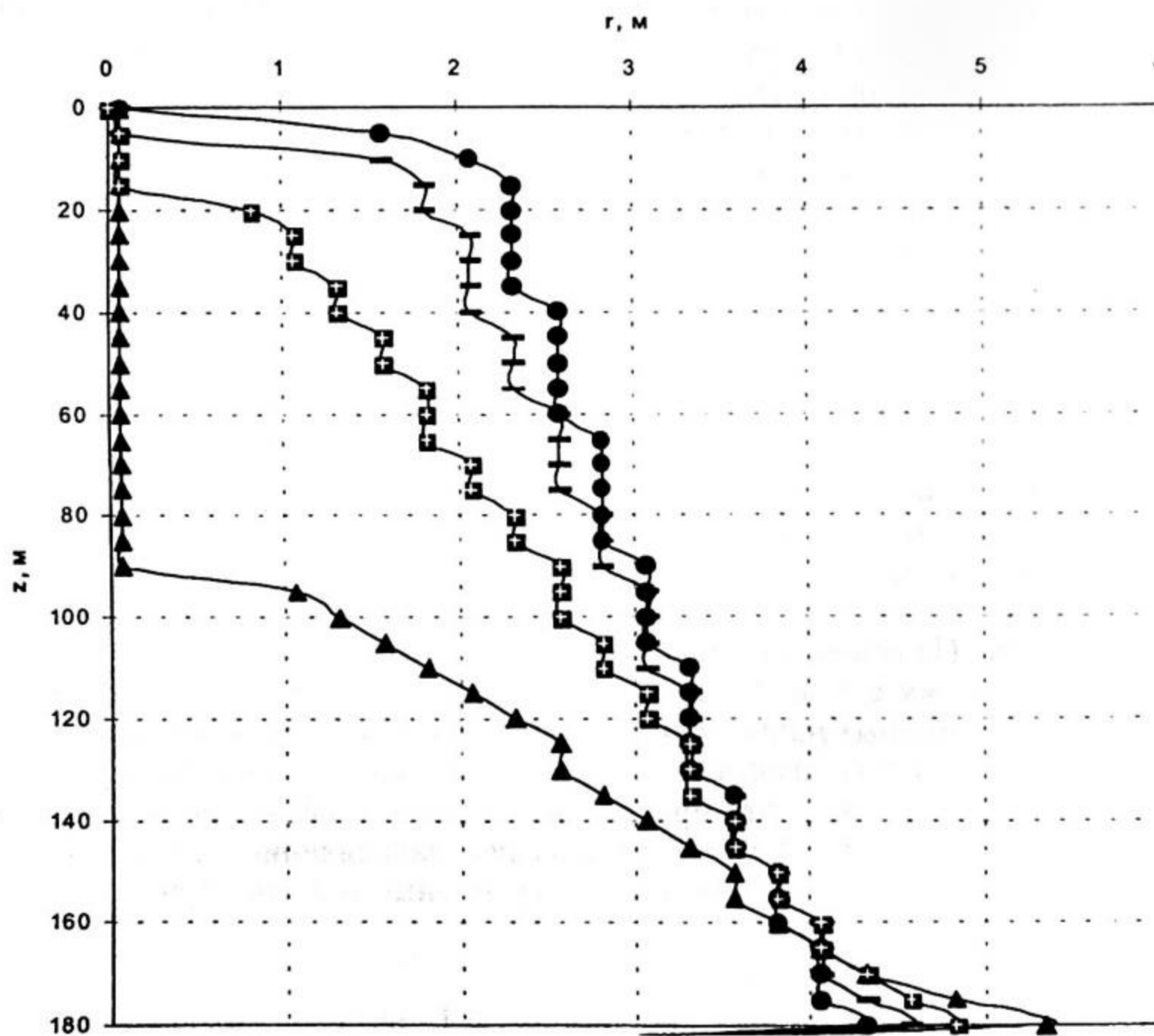


Рис. 1. Радиус оттаивания вокруг скважины:

- 1 — через 5 лет работы скважины;
- 2 — через 1 год простоя скважины;
- 3 — через 5 лет простоя скважины;
- 4 — через 10 лет простоя скважины

В интервале немерзлых пород после того, как скважина была остановлена, температура нефти упала и сохраняла свое значение — рис. 2.

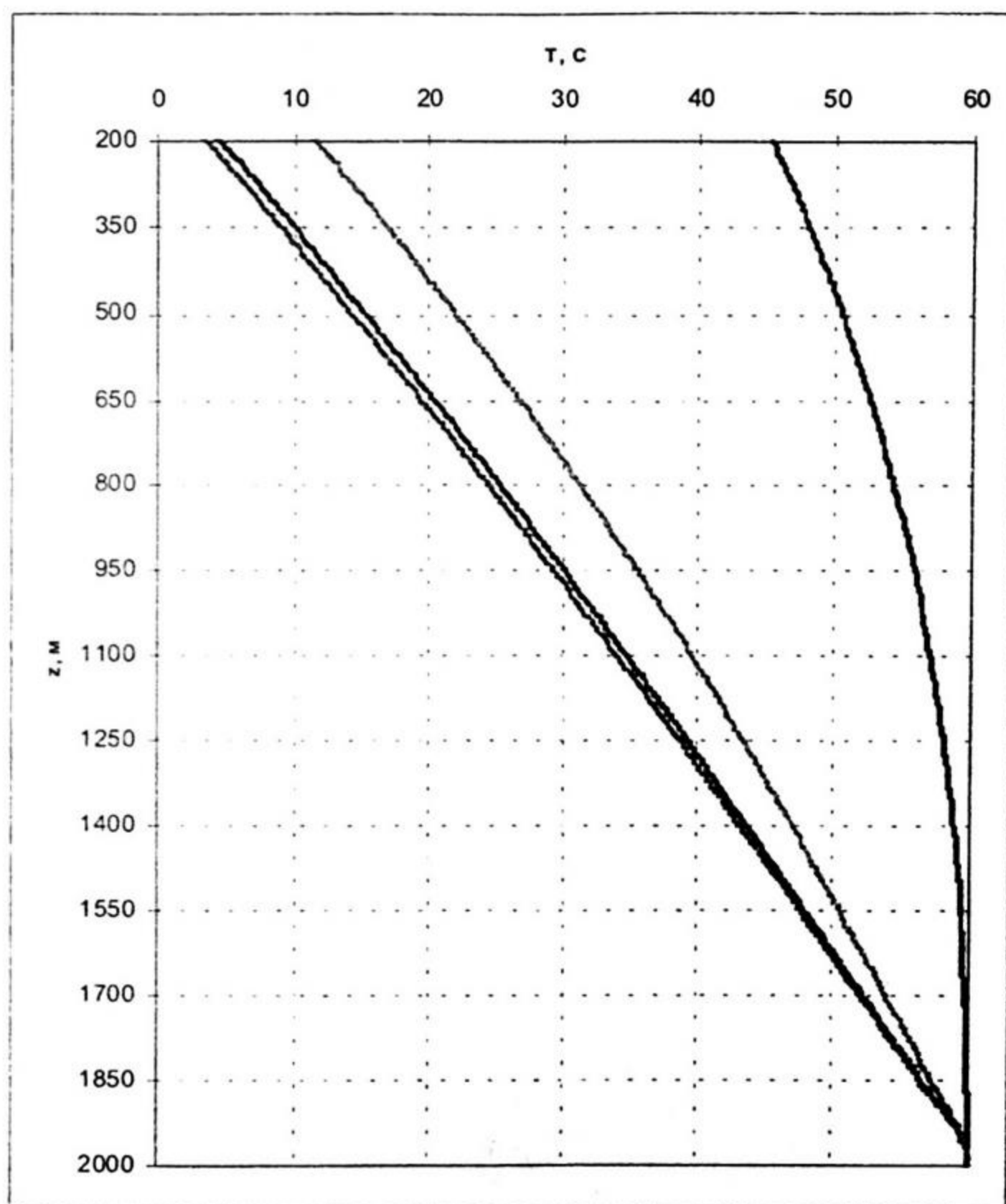


Рис. 2. Падение температуры по стволу скважины, проходящей через немерзлые породы:

- 1 — через 5 лет эксплуатации скважины,
- 2 — через 12 дней простоя,
- 3 — через 1.5 года простоя,
- 4 — через 10 лет простоя скважины

Рис. 3, 4 показывают изменения по времени температуры нефти внутри скважины, проходящей через мерзлые породы. Скважина проходит через сплошную мерзлоту мощностью 200 м. В интервале мерзлых пород распределение температуры нефти существенно меняется: сначала распределение температуры нефти не выходит из положительного диапазона — рис. 3. Дальнейшее промерзание горных пород приводит к тому, что нефть становится отрицательной температуры.

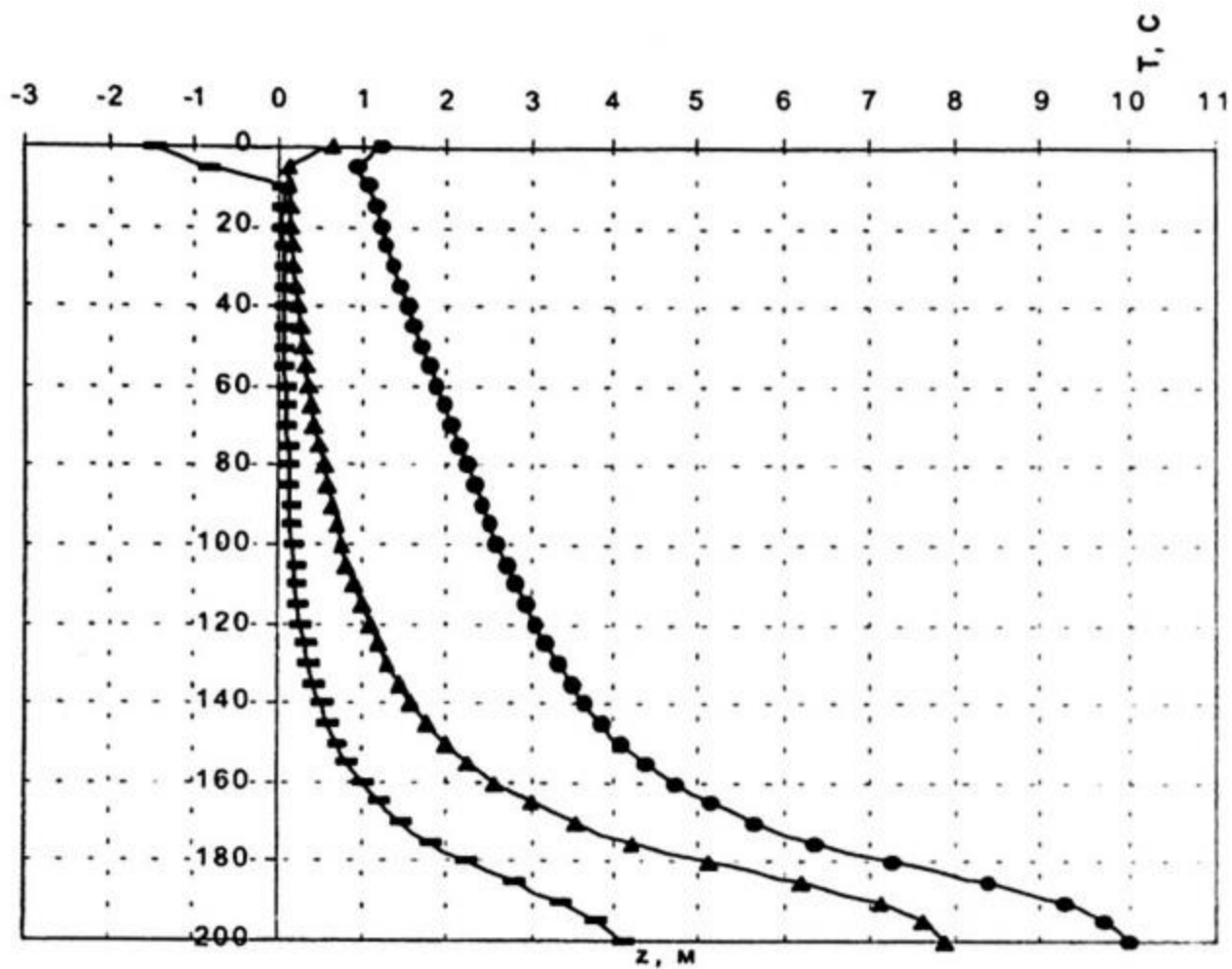


Рис. 3. Падение температуры нефти в скважине, проходящей через мерзлые породы:
 1 — через 1 месяц простоя;
 2 — через 1,5 года простоя;
 3 — через 2 года простоя скважины

На рис. 4 приведены температуры нефти, соответствующие радиусам оттаивания рис. 1. Для наглядности добавлена кривая падения температуры через 3 года простоя скважины.

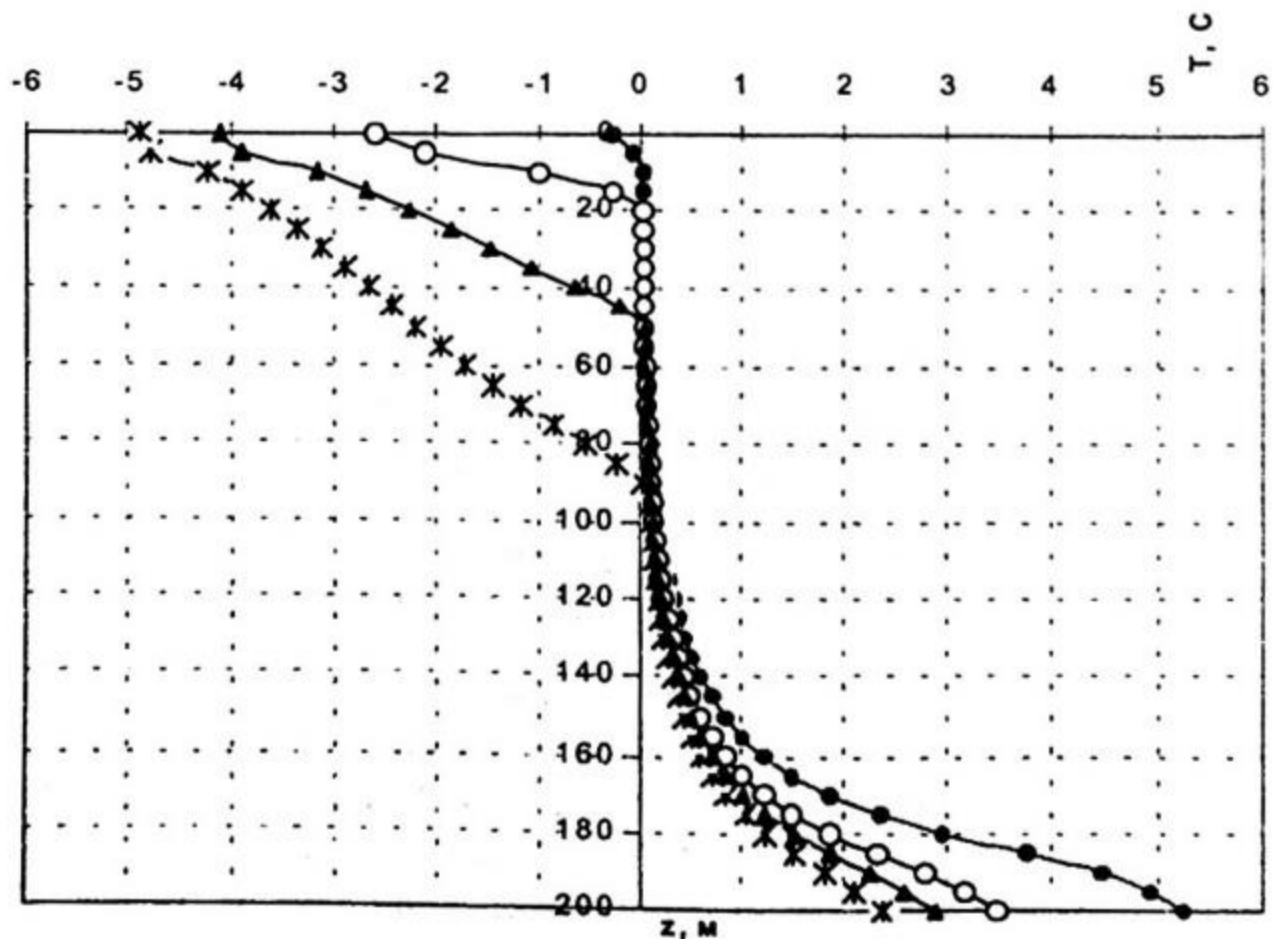


Рис. 4. Падение температуры нефти в скважине, проходящей через мерзлые породы:
 1 — через 1 год простоя;
 2 — через 3 года простоя;
 3 — через 5 лет простоя;
 4 — через 10 лет простоя скважины

Температура нефти внутри скважины уменьшается, т.к. источник тепла отсутствует. Зона оттаивания за пять лет эксплуатации скважины не перекрывается зоной промерзания за 10 лет простаивания скважины. Процесс обратного смерзания менее интенсивен. Пространство около скважины промерзает неравномерно: сначала промерзают участки скважины близкие к поверхности, т.к. там радиус оттаивания меньше, а потом все более глубокие.

Заключение. Поставлена и решена задача об обратном промерзании талых пород вокруг скважины. Выявлена динамика температурного поля промерзающих пород, которая дает важную информацию для расчета безопасного режима работы скважины.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Даниэлян Ю.С., Шевелева Д.В. Численное моделирование температуры нефти в скважине и зоны оттаивания окружающих многолетнемерзлых пород // Нефтяное хозяйство. 2008. № 2. С. 78-80.
2. Проселков Ю.М. Теплопередача в скважинах. М.: Недра, 1975. С. 109.
3. Ермилов О.М., Дегтярев Б.В., Курчиков А.Р. Сооружение и эксплуатация газовых скважин в районах крайнего севера: Теплофизические и геохимические акценты. Новосибирск: Изд-во Сибирского отделения Российской академии наук, 2003. С. 45
4. Бондарев Э.А., Красовицкий Б.А. Температурный режим нефтяных и газовых скважин. Новосибирск: Наука, 1974. 87 с.
5. РД 39-Р-088-91 Инструкция по определению температурного режима вечномерзлых и сезонномерзлых грунтов и прогнозированию последствий изменения тепловых условий на поверхности. Тюмень: Гипротюменнефтегаз, 1991. С. 5.
6. Шевелева Д.В. Численное моделирование теплового взаимодействия скважины с вечномерзлыми горными породами // Нефть и газ. Известия вузов. ТГНГУ. 2007. № 5. С. 44-47.
7. Роуч П. Вычислительная гидродинамика. М.: Мир, 1980.

*Дмитрий Григорьевич НЕРОДЕНКО —
аспирант кафедры машин и оборудования
нефтяной и газовой промышленности*

*Владимир Николаевич СЫЗРАНЦЕВ —
зав. кафедрой машин и оборудования нефтяной
и газовой промышленности,
доктор технических наук, профессор,
заслуженный деятель науки РФ
Тюменский государственный
нефтегазовый университет*

УДК 51-74

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРОЧНОСТНОЙ НАДЕЖНОСТИ ТРУБОПРОВОДА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЧИСЛЕННЫХ МЕТОДОВ

АННОТАЦИЯ. В работе предлагается методика, определяющая ресурс трубопровода, его надежность и долговечность. С использованием программного комплекса ANSYS рассчитываются напряжения, возникающие в трубопроводе от воздействия сил.