

# Моделирование электротеплового воздействия на прискважинную область при разработке месторождения высоковязкой нефти

**А.С. Кашик ( Москва, Россия )**

доктор технических наук, академик РАЕН, генеральный директор ОАО «ЦГЭ», лауреат Государственной премии СССР по науке и технике

**Л.А. Книжнерман**

к. ф.-м. н., начальник отдела математического моделирования ОАО «ЦГЭ»

**А.Р. Клепацкий**

главный специалист отделения геоинформационных технологий ОАО «ЦГЭ»

**М.Д. Хусид**

mdkhusid@gmail.com

инженер математик отдела математического моделирования ОАО «ЦГЭ», аспирантка Российского Государственного Геологоразведочного Университета

**Представлен обзор проделанной сотрудниками ОАО «ЦГЭ» работы по моделированию разогрева прискважинной области электрическим током и обоснование применения электротеплового воздействия в качестве метода интенсификации добычи тяжелой нефти и природных битумов**

**Материалы и методы**

Геолого-геофизические данные по месторождениям. Использованы методы математического моделирования.

**Ключевые слова**

электротепловой метод, тяжелая нефть, электрический ток, электрическое поле, электроизолированная труба, зонд КР-1

Modeling electro-thermal stimulation methods of the near-wellbore area during the development of high-viscosity oil deposit

**Authors**

Alexey S. Kashik ( Moscow, Russia )

ScD (Tech.), RANS Member; General Director CGE OJSC; USSR Science and Technology State Prize Winner

**Резюме**

В связи с истощением активно разрабатываемых в настоящее время месторождений нефти, нефтегазодобывающие компании уделяют всё большее внимание развитию методов разработки месторождений тяжелых нефтей и природных битумов.

Целью работы является численное моделирование разогрева коллектора высоковязкой нефти электрическим током для оценки эффективности электротеплового воздействия как метода интенсификации нефтедобычи.

Электротермическую обработку скважин на месторождениях тяжелой нефти осуществляют подведением электрического тока непосредственно к призабойной зоне, при этом кабель или электроизолированная труба используется в качестве проводника, подводящего ток к нефтеносному пласту.

Для выявления основных закономерностей электротеплового воздействия на пласт рассматривались одиночная вертикальная скважина и система из четырех вертикальных скважин, одна из которых нагнетательная, а три — добывающие.

Для уменьшения паразитных токов вне продуктивного коллектора в эксперименте использовались специальная конструкция обсадной колонны, при которой область перфорации отделена от остальной части колонны не проводящими электрический ток вставками, или покрытие электроизолирующим материалом внешней поверхности колонны, проходящей вне продуктивного пласта.

**Введение.**

В настоящее время в мире наблюдается истощение активно разрабатываемых месторождений обычной высокоподвижной нефти. При этом во многих странах истощение старых месторождений не компенсируется открытием новых. Поэтому в мире нарастает тенденция вовлечения в разработку месторождений с трудноизвлекаемыми запасами (тяжелая нефть и природный битум). По разным оценкам их запасы составляют

от 790 млрд. т. до 1 трлн. т., что в 5–6 раз больше остаточных извлекаемых запасов нефтей малой и средней вязкости, составляющих примерно 162 млрд. тонн.

При разработке месторождений тяжелой нефти используется тот факт, что вязкость жидкостей, включая нефть, сильно падает с ростом температуры. Во всем мире традиционные методы нагревания коллектора, содержащего запасы тяжелой нефти, включают паротепловую обработку, закачку теплоносителя и внутрипластовое горение.

По сравнению с традиционными термическими методами интенсификации нефтедобычи значительно менее разработана технология разогрева нефти за счет выделения омического тепла при прохождении по пласту сильных электрических токов. Электротермическую обработку скважин на месторождениях тяжелой нефти осуществляют подведением электрического тока непосредственно к призабойной зоне, при этом кабель или электроизолированная труба используется в качестве проводника, подводящего ток к нефтеносному пласту.

В статье приводится обзор проделанной в ОАО «ЦГЭ» работы по моделированию процесса разработки месторождения тяжелой нефти при использовании метода электротеплового воздействия на пласт с одновременным контролем нефтенасыщенности за колонной.

**1. Теоретическая оценка эффективности электротеплового метода разогрева прискважинной области**

**Постановка задачи. Модель среды**

Поставлена задача по расчету величин электрического потенциала и температуры внутри обсаженной скважины и вокруг нее при условии, что в скважине находится источник электрического тока, с целью оценить эффективность применения электротеплового метода для прогрева прискважинной зоны.

Для выявления основных закономерностей электротеплового воздействия на пласт

№	Кровля, м	Подошва, м	Мощность, м	Удельное сопротивление, Ом·м
1	-∞	1135	+∞	10
2	1135	1140	5	80
3	1140	1143	3	20
4	1143	1148	5	70
5	1148	1151	3	15
6	1151	1156	5	100
7	1156	1166	10	20
8	1166	1500	334	10

Таб. 1 — Удельные электрические сопротивления пластов

рассмотрим реальную вертикальную скважину. Среда и расположение источников предполагаются осесимметричными.

Удельное электрическое сопротивление пластов определялось по кривой бокового каротажа (таблица 1).

В расчетах были также использованы следующие физические параметры (в системе СИ):

Удельная теплоемкость, Дж/(кг·°C): для пластовой воды 4870; для пластовой нефти 1670; для скелета породы 1820.

Удельная теплопроводность, Дж/(м·с·°C): для пластовой воды 0.657; для пластовой нефти 0.145; для скелета породы 1.442.

Средняя пористость 0.100; средняя нефтенасыщенность 0.800.

Тепловые и петрофизические параметры были взяты из данных по месторождению. В качестве удельной теплопроводности и теплоемкости пород использовались две средневзвешенные величины для всего разреза: средняя удельная теплоемкость пласта 1 869 Дж/(кг·°C); средняя удельная теплопроводность пласта 1.32254 Дж/(м·с·°C).

Для материала колонны использовались справочные данные для железа.

#### Этапы проведения

##### численных экспериментов

Поле постоянного тока в модели создается кольцевым источником тока, расположенным на наружной стороне трубы.

На первом этапе рассчитывалось электрическое поле источника тока. Приемники задавались в скважине и в пластах вокруг скважины на интервалах глубин  $z \in [1123, 1173]$  м; по оси  $R \in [0, 300]$  м — в узлах сетки, используемой программой численного моделирования NKARMP [1] (Авторы программы — Л. Книжнерман, В. Друскин и Т. Тамарченко). Точка ( $R=0, z=0$ ) в относительной системе координат соответствует точке с координатами ( $R=0, z=1148$ ) (на оси скважины в центре участка металлической трубы ограниченной длины).

На втором этапе была написана программа (Авторы программы — М. Хусид и

Л. Книжнерман) по вычислению теплового действия постоянного тока в скважине и в пластах в радиусе сетки на глубинных участках. Для этого по значениям электрических потенциалов и удельным электрическим сопротивлениям соответствующих коаксиально-цилиндрических участков среды, рассчитывалась мощность постоянного тока.

Затем по программе численного решения уравнения теплопроводности THERM3C [2] (Авторы программы — Л. Книжнерман и В. Друскин) была рассчитана температура колонны и горных пород в результате теплового действия источников при нагревании в течение 10 и 30 дней. В узлах сеточной тепловой задачи находятся точечные источники тепла, занимающие следующий объем: по оси  $R$  от 0 до 100 м, по оси  $z$  от 1140 до 1156, охватывая пласты, содержащие высоковязкую нефть.

Начальная температура полагалась равной 0°C.

#### Результаты численных экспериментов

##### Описание модели № 1

Рассматривается одиночная вертикальная скважина, обсаженная металлической трубой и заполненная буровым раствором. Внутренний радиус трубы 0.063 м, наружный радиус 0.073 м. На внешней стенке колонны в точке ( $R=0.073, z=0$ ) находится источник постоянного тока (рис. 1).

Область перфорации отделена от остальной части колонны непроводящими электрический ток вставками, так чтобы максимальные значения электрического тока приходились на продуктивный коллектор (рис. 1.1 нагреваемые пласты). Принятые в расчетах электрические и тепловые параметры среды приведены в таблицах 1 и 2.

Расчеты проводились для значения силы тока  $I=100$  А.

##### Описание модели № 2

Рассматривается одиночная вертикальная скважина, обсаженная металлической трубой ограниченной длины. Радиус трубы  $R_{ТР}=0.063$  м. Наружные стенки трубы покрыты изолятором до глубины  $z=1140$  м. Длина открытой части составляет 16 м

Leonid A. Knizhnerman

PhD in Physics and Mathematics, head of mathematical modeling department CGE OJSC

Andrey R. Klepatsky

Chief Specialist of geoinformation technologies department CGE OJSC

Maria D. Khusid

mathematician engineer of mathematical modeling department CGE OJSC; PhD student of Russian State Geological Prospecting University

#### Abstract

The review of the CGE OJSC employees' work on the modeling of heating the near well area using electric current and substantiation of the application of an electric field generation as a thermal method of heavy oil and natural bitumen production intensification is presented

#### Materials and methods

Geological and geophysical fields' data. The mathematical modeling methods were used.

#### Results

Calculated results values in the form of maps of the electric potential and the temperature inside the cased well and around it, provided that there is the source of electric current in the well, were given.

The process of developing heavy oil (on the example of Russian field) using the electro-heating method was simulated.

#### Conclusions

According numerical experiments results authors conclude that the use of electro-heating method allows one to increase the temperature of the productive layers of near-well area significantly, which will clear the near-well zone, allow to increase the rate of oil deposits excavation, to receive additional amounts of hydrocarbons and to extend the life of many deposits.

#### Keywords

electro-heating method, heavy oil, electric current, electric field, electrically insulated tube, probe KR-1

#### References

1. Druskin V.L., Knizhnerman L.A., Metod resheniya pryamykh zadach elektrokrotazha i elektrorazvedki na postoyannom toke, Izv. AN SSSR, ser. Fizika Zemli [A method of solving the direct problems of electro logging and electrical exploration with the DC. PAS USSR, Ser. Physics of the Earth] 1987, issue 4, pp. 63-71.
2. Druskin V.L., Knizhnerman L.A., Dva polinomial'nykh metoda vychisleniya funktsiy ot simmetrichnykh matrits, Zhurn. vychisl. matematiki i matem. Fiziki [Two polynomial methods of calculating functions of symmetric matrices, J. Calc. Mathematics and Math. Physics] 1989, v. 29, issue 12, pp. 1763-1775.
3. Kashik A.S., Ryhlinsky N.I., Elektricheskiy karotazh obszhennykh neftegazovykh skvazhin. Sravnitel'nyy analiz rossiyskikh i zarubezhnykh zondov, tekhnicheskii otchet [Electro logging of cased oil wells. Comparative analysis of Russian and foreign probes] 2001, 101 p.

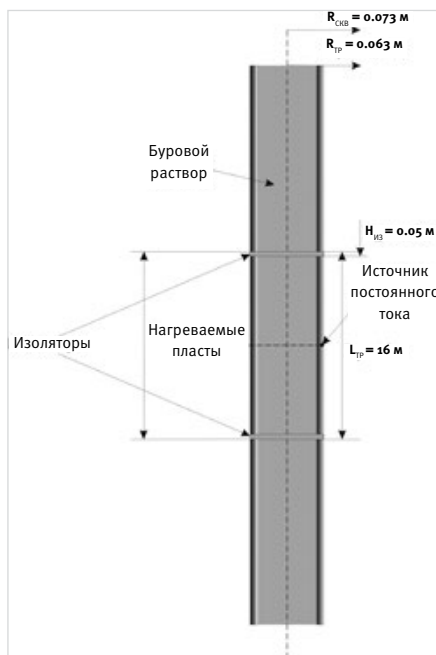


Рис. 1 — Модель №1

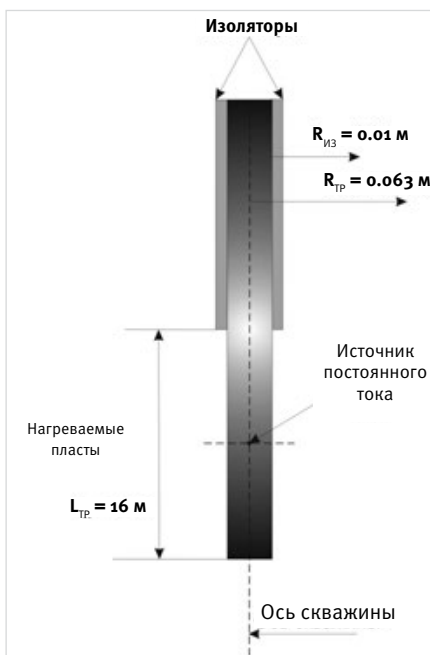


Рис. 2 — Модель №2

(открытая часть охватывает пласты с глубинами залегания в интервале 1140–1156 м). В центре трубы, в точке ( $R=0, z=0$ ), находится точечный источник постоянного тока (рис. 2). Принятые в расчетах электрические и тепловые свойства пластов приведены в таблицах и 2.

Расчеты проводились для значения силы тока  $i=500\text{ А}$ .

### Результаты численного моделирования

На рис. 3 представлена карта электрических потенциалов при силе тока 100 А для модели № 1.

При силе тока 100 А по закону Джоуля — Ленца получаем необходимую электрическую мощность источника тока 16 кВт.

На рис. 4–5 представлены карты температур, полученных при разогреве прискажинной области в течение 10, 30 дней при силе тока 100 А.

На рис. 6 представлена карта электрических потенциалов при силе тока 500 А для модели № 2.

При силе тока 500 А по закону Джоуля — Ленца получаем необходимую электрическую мощность источника тока 110 кВт.

На рис. 7–8 представлены карты температур, полученных при разогреве прискажинной области в течение 10, 30 дней при силе тока 500 А.

При кабельном способе подведения тока к нагреваемым пластам (модель № 1, рис. 1) силой в 100 А (мощность источника 16 кВт) достаточно, чтобы значительно разогреть прискажинную область радиусом до 3 м. Но этот способ нецелесообразно использовать при высокой мощности источника из-за потерь, происходящих в верхней части кабеля.

В модели № 2 в качестве кабеля используется частично заизолированная металлическая труба (обсадная колонна) (рис. 2). Преимущество данной модели заключается в ее эффективности при высоких значениях силы тока (500 А) и мощности (110 кВт). За счет изоляции верхней части трубы и относительно большой (по сравнению с кабелем) площади поперечного сечения проводника происходит меньше потерь энергии на этом участке, чем в кабельной модели.

### 2. Контроль нефтенасыщенности в процессе эксплуатации скважины.

#### Зонд КР-1

Контроль за состоянием насыщенности различными флюидами (или газом) пластов-коллекторов в период эксплуатации нефтегазовых месторождений является одной из важнейших задач в процессе производства углеводородов [3].

Для подавления искажений результатов

измерений электрического каротажа обсаженных скважин, связанных с изменением электрического сопротивления колонны, и исключения влияния ее сопротивления, А.С. Кашиком и Н.И. Рыхлинским предложен специальный зонд второй разности с условным названием КР-1. В этом приборе помимо исключения осевого тока в зоне измерительных электродов зонда добавлен ряд технических приемов и средств, позволяющих подавлять или исключать указанные выше искажения, а также резко ослаблять электрические помехи на входе измерительных устройств.

На примере модели № 1 (табл. 1, рис. 1) продемонстрируем возможности зонда КР-1. Рассмотрим следующие ситуации:

1. начальная модель;
2. из нижнего продуктивного пласта откачено некоторое количество нефти;
3. нефть, полностью выкачана из продуктивных пластов.

На рис. 9 представлены результаты вычисления удельных электрических сопротивлений пачки пластов, ограниченных непроводящими электрический ток вставками (модель № 1, рис. 1), с помощью зонда КР-1 для описанных выше случаев.

	Удельное сопротивление, Ом·м	Удельная теплопроводность, ж/(м·с·°С)	Удельная теплоемкость, Дж/(кг·°С)
Труба	10·7	60	460
Изолятор	105	0.85	840
Буровой раствор (вода)	0.1	0.63	1000

Таб. 2 — Электрические и тепловые свойства пластов

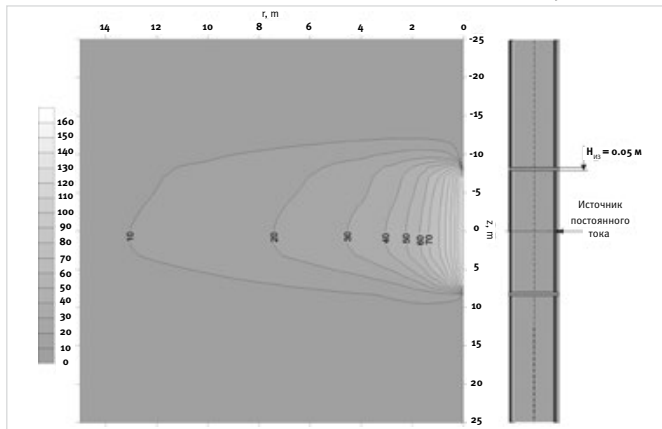


Рис. 3 — Карта электрических потенциалов при силе тока 100 А для модели № 1

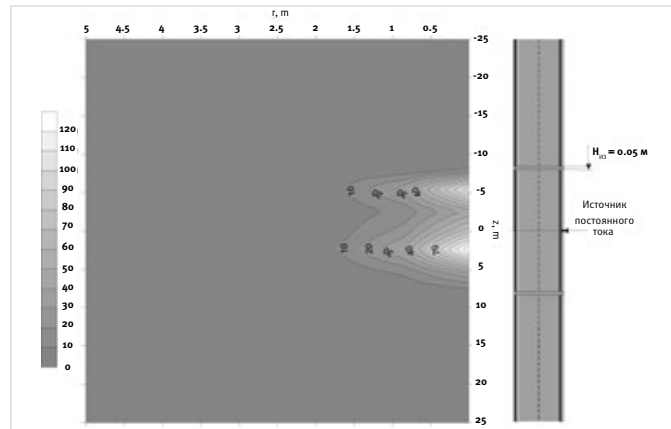


Рис. 4 — Карта температур при разогреве прискажинной области в течение 10 дней при силе тока 100 А для модели № 1

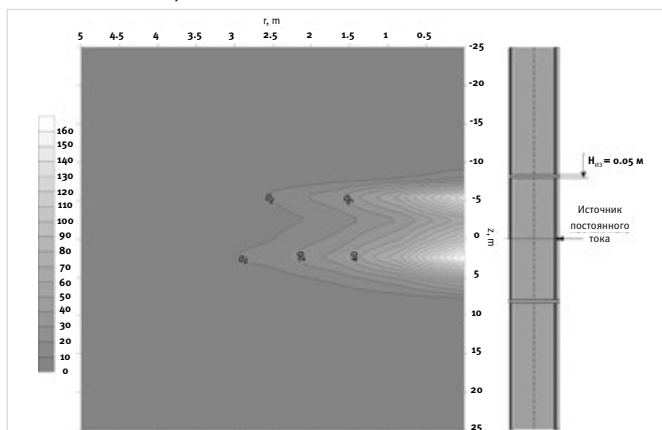


Рис. 5 — Карта температур при разогреве прискажинной области в течение 30 дней при силе тока 100 А для модели № 1

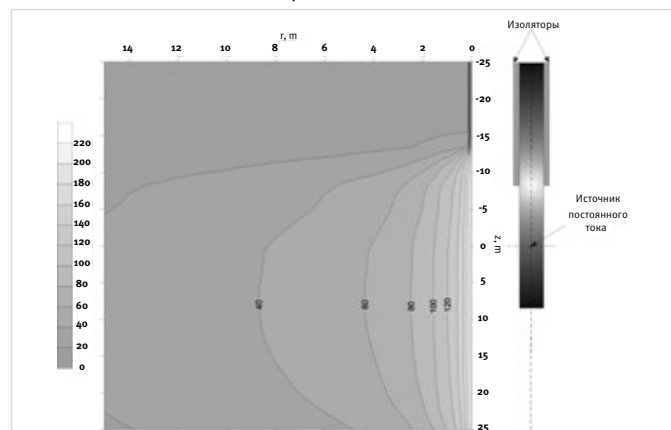


Рис. 6 — Карта электрических потенциалов при силе тока 500 А для модели № 2

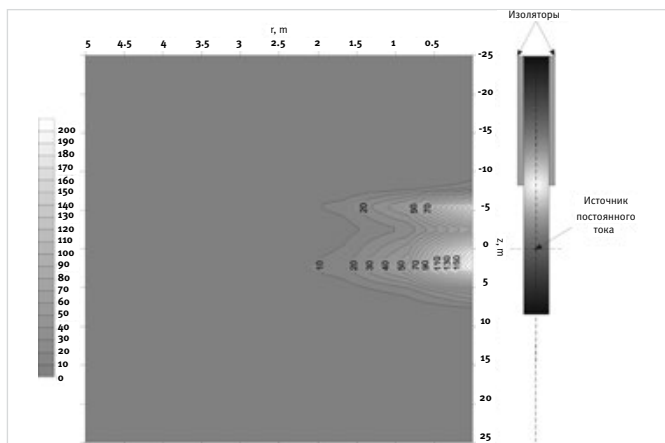


Рис. 7 — Карта температур при разогреве прискважинной области в течение 10 дней при силе тока 500А для модели № 2

Зная измененное значение удельного сопротивления нефтеносного пласта, можно определить параметр нефтенасыщения.

### 3. Моделирование электротеплового воздействия на пласт при разработке Русского месторождения

Рассматривается залежь нефти со следующими характеристиками. Кровля залежи находится на глубине 800 м, подошва — на глубине 830 м. Нефтенасыщенность 0.6 д.ед., горизонтальная проницаемость 300 мД, вертикальная — 30 мД. Нефть имеет плотность 950 кг/м<sup>3</sup>.

В таблице 3 приведены средние геолого-физические параметры расчетного элемента Русского месторождения, включая начальное пластовое давление  $P$ , пористость  $K_p$ , песчаность NTG, начальную температуру  $T$ , начальную вязкость нефти  $\mu_0$ , и начальную минерализацию пластовой воды  $M$ .

Залежь разрабатывают скважинами, размещенными согласно рис. 10.

Четыре вертикальные скважины находятся в вершинах квадрата со сторонами 200 м. Наружные стенки скважин покрыты изолятором, для того, чтобы исключить утечки тока на этих участках во вмещающие породы. Длина открытых участков труб, находящихся в центре нефтенасыщенного пласта,

составляет 14 м.

На нагнетательной скважине и диаметрально противоположной ей добывающей скважине находятся источники постоянного тока. Заземление — на двух оставшихся добывающих скважинах.

Параллельно с электротепловым методом обработки прискважинной области в нагнетательную скважину закачивают воду температурой 150°C.

На основании вышеописанной модели были проведены расчеты, моделирующие разработку месторождения при различных уровнях подводимой мощности.

Размер исследуемого участка:  $\Delta X = 202$  м,  $\Delta Y = 202$  м,  $\Delta Z = 929$  м.

Исследование проводилось для источника тока с напряжением 0 В, 1000 В (мощность источника 0 Вт, 79.1 кВт соответственно) при закачке воды температурой 150°C объемом до 1000 м<sup>3</sup>/сутки. Моделирование проводилось с помощью гидродинамического композиционного многокомпонентного симулятора тепловых и специальных процессов CMG STARS (РГГРУ).

Результаты моделирования приведены на рис. 11–12.

На рис. 11–12 приведены графики дебита нефти и изменение накопленной добычи нефти по модельному участку при различных

мощностях электротеплового воздействия.

В результате комплексного воздействия электрического тока (мощностью 95 кВт, линия 1 на рис. 11) и теплоносителя (нагретой воды) через 10 дней в добывающей скважине проявляется приток нефти порядка 6.6 м<sup>3</sup>/сут. Через 134 дня дебит нефти в добывающей скважине составляет 9 м<sup>3</sup>/сут. При воздействии одного теплоносителя (нагретой воды, линия 2 на рис. 11) через 10 дней в дебит нефти составит 4 м<sup>3</sup>/сут, через 134 дня — 6 м<sup>3</sup>/сут.

В таблице 4 приведены расчеты экономической эффективности применения электротеплового метода обработки прискважинной области на Русском месторождении.

Для снижения в целях безопасности подводимого к скважинам электрического напряжения (при сохранении выделяемой в пласте мощности) можно искусственно повышать текущую минерализацию пластовой воды путем закачки в пласт воды повышенной солености.

Эффективность закачки высокосолёной воды в пласт при электротепловой разработке месторождений с низкой минерализацией пластовой воды была проанализирована с помощью геолого-технологической секторной модели реального участка Русского месторождения.

Р, МПа	$K_p$	NTG	T, С	$\mu_0$ , мПа·с	M, кг/м <sup>3</sup>
8	0.29	0.5	17	217	6

Таб. 3 — Геолого-физические параметры элемента Русского месторождения

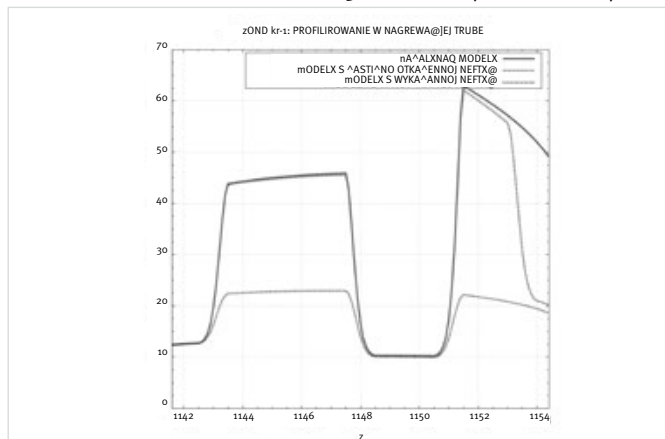


Рис. 9 — Результаты вычисления удельных электрических сопротивлений пакки пластов

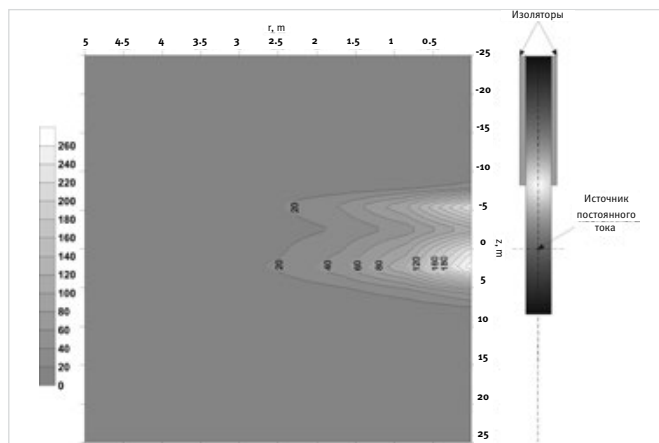


Рис. 8 — Карта температур при разогреве прискважинной области в течение 30 дней при силе тока 500А для модели № 2

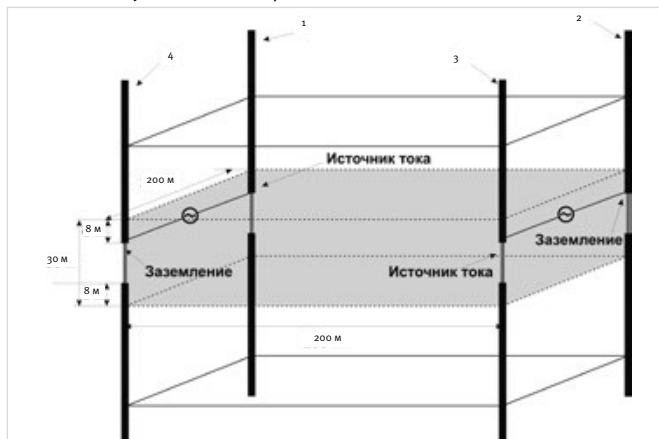


Рис. 10 — Схема модельного участка: 1 — нагнетательная скважина; 2 — добывающая скважина № 1; 3 — добывающая скважина № 2; 4 — добывающая скважина № 3



Основные результаты расчетов представлены на рис. 13–14. Кривые на графиках, обозначенные «cold», соответствуют обычной разработке с закачкой холодной воды без вложения в пласт электрической энергии. Словом «warm» помечены результаты, полученные при напряжении между добывающей и нагнетательной скважиной  $U=50$  вольт и закачке воды с минерализацией  $6 \text{ кг/м}^3$ . При этом средняя мощность, выделяемая в пласте, составляет  $W=85 \text{ кВт}$ . Словом «hot» помечены результаты, полученные при том же напряжении  $U=50$  вольт но закачке воды с минерализацией  $100 \text{ кг/м}^3$ . Электрическое сопротивление пласта при этом быстро падает до  $0.01 \text{ Ом}$ , а средняя мощность, выделяемая при этом в пласте, превышает  $W=200 \text{ кВт}$ . Поскольку максимальное омическое тепловыделение имеет место вблизи скважин, температура добываемой жидкости достаточно высока:  $70^\circ\div 80^\circ\text{C}$ . При этом выгодно использовать тепло добываемой жидкости для подогрева закачиваемой воды с помощью теплообменника. Это было учтено при моделировании — температура закачиваемой воды растет в процессе разработки от  $17^\circ\text{C}$  до  $40^\circ\text{C}$ .

### Заключение.

По полученным в численных экспериментах результатам авторы делают вывод, что использование электротеплового метода позволяет:

- значительно увеличить температуру продуктивных пластов в прискважинной области, что позволит получить дополнительное количество углеводородов;
- перспективно на начальной стадии разработки месторождения тяжелой нефти (рис. 11);
- контролировать текущую нефтенасыщенность за колонной и ВНК в процессе эксплуатации скважины;
- выбирать оптимальный температурный и энергосберегающий режим работы скважины или трубопровода при помощи регулировки мощности установки;
- обеспечивать экологическую чистоту вокруг скважины и чистоту ее внутренних стенок, фонтанной арматуры и прилегающих к ним ближних трубопроводов, что позволит ликвидировать текущие простои скважины, намного увеличивать время между ремонтами скважины;

По мнению авторов, экологическая чистота данной технологии побудит специалистов

глубже анализировать процессы, происходящие при электротепловом воздействии, и, как следствие, находить все большее количество объектов и сфер ее применения.

### Итоги

Приведены в виде карт результаты расчетов величин электрического потенциала и температуры внутри обсаженной скважины и вокруг нее при условии, что в скважине находится источник электрического тока. Промоделирован процесс разработки месторождения тяжелой нефти (на примере Русского месторождения) при использовании метода электротеплового воздействия на пласт.

### Выводы

По полученным в численных экспериментах результатам авторы делают вывод, что использование электротеплового метода позволяет значительно увеличить температуру продуктивных пластов в прискважинной области, что приведет к отчистке зоны при скважине, позволит повысить темп выработки запасов залежи нефти, получить дополнительное количество углеводородов, продлить жизнь многих месторождений.

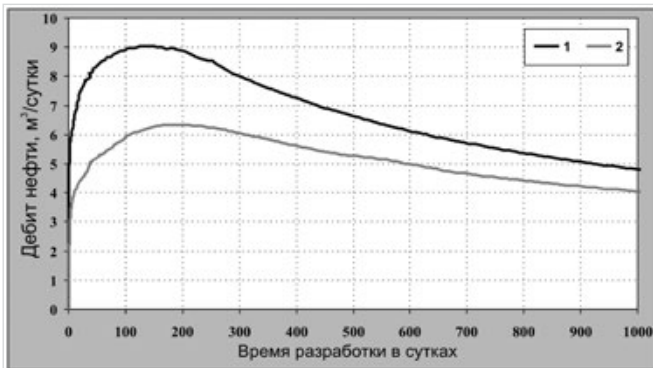


Рис. 11 — Дебит нефти по модельному участку при различных мощностях электротеплового воздействия (температура воды, мощность источника при напряжении 1000 В): 1 —  $150^\circ\text{C}$ ,  $79.1 \text{ кВт}$ ; 2 —  $150^\circ\text{C}$ ,  $0 \text{ кВт}$

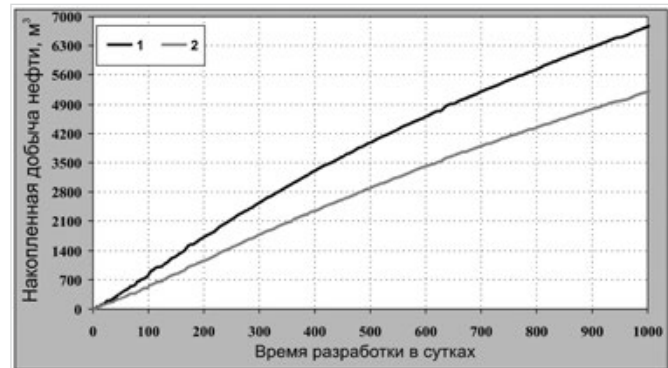


Рис. 12 — Прогноз изменения накопленной добычи нефти по модельному участку при различных мощностях электротеплового воздействия (температура воды, мощность источника при напряжении 1000 В): 1 —  $150^\circ\text{C}$ ,  $79.1 \text{ кВт}$ ; 2 —  $150^\circ\text{C}$ ,  $0 \text{ кВт}$

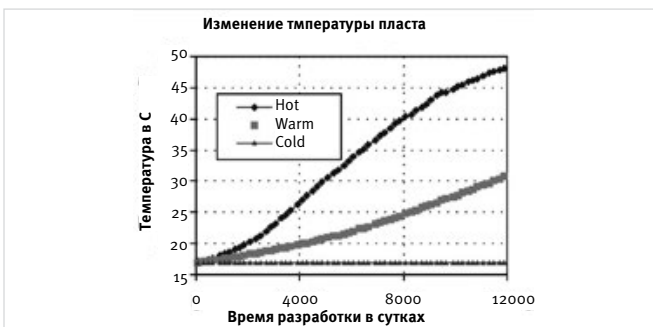


Рис. 13 — Динамика прогрева пласта электротоком. Русское месторождение

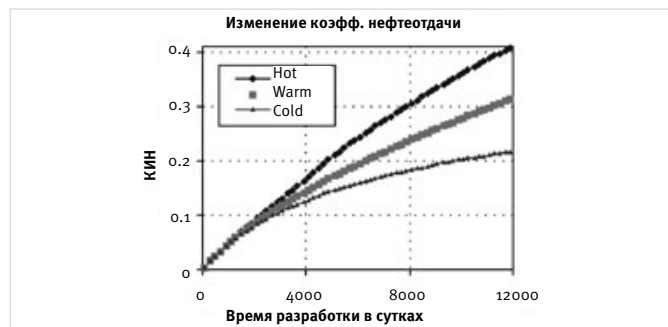


Рис. 14 — Зависимость КИН от минерализации закачиваемой воды

Подводимая мощность, кВт	Затраты электричества за 1000 дней, кВт·ч	Стоимость затраченной электро-энергии, \$*	Накопленная добыча нефти за 1000 дней, м³	Выручка, \$**	Выручка с учетом затрат на электро-энергию, \$**
79.1	$1.9 \cdot 10^6$	$1.225 \cdot 10^5$	6752.51	$4.661 \cdot 10^6$	$4.538 \cdot 10^6$
0	0	0	5187.79	$3.581 \cdot 10^6$	$3.581 \cdot 10^6$

Таб. 4 — Расчеты экономической эффективности применения электротеплового метода на Русском месторождении. \* 2 руб/кВт·ч, 1 \$ = 31 руб., \*\* 690.3 \$/м³

### Список использованной литературы

1. Друскин В.Л., Книжнерман Л.А., Метод решения прямых задач электрокаротажа и электроразведки на постоянном токе, Изв. АН СССР, сер. Физика Земли. 1987. № 4. С. 63–71.
2. Друскин В.Л., Книжнерман Л.А., Два полиномиальных метода вычисления функций от симметричных матриц, Журн. вычисл. математики и матем. Физики. 1989. т. 29. № 12. с. 1763–1775.
3. Кашик А.С., Рыхлинский Н.И., Книжнерман Л.А., Электрический каротаж обсаженных нефтегазовых скважин. Сравнительный анализ российских и зарубежных зондов, технический отчет. М.: Центральная геофизическая экспедиция. 2001. Январь. 101 с.