

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ НОВОЙ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ С ТРУДНЫМИ ЗАПАСАМИ НЕФТИ

Лазарева Галина Геннадьевна

ИВМиМГ СО РАН.

(Федеральное государственное бюджетное учреждение науки
Институт вычислительной математики и математической геофизики
Сибирского отделения Российской академии наук)

Цели проекта

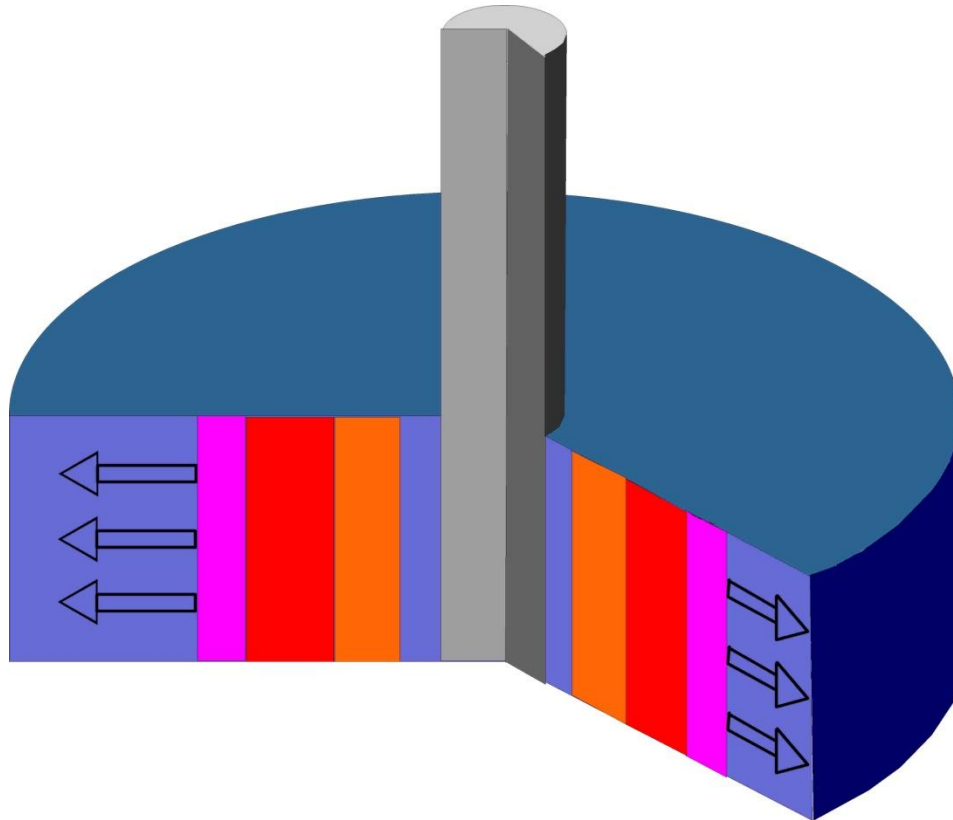
Разработать мобильный
быстродействующий калькулятор для
оценки результатов натурных испытаний
на основе реальных параметров пласта и
закачиваемых веществ

Цели проекта

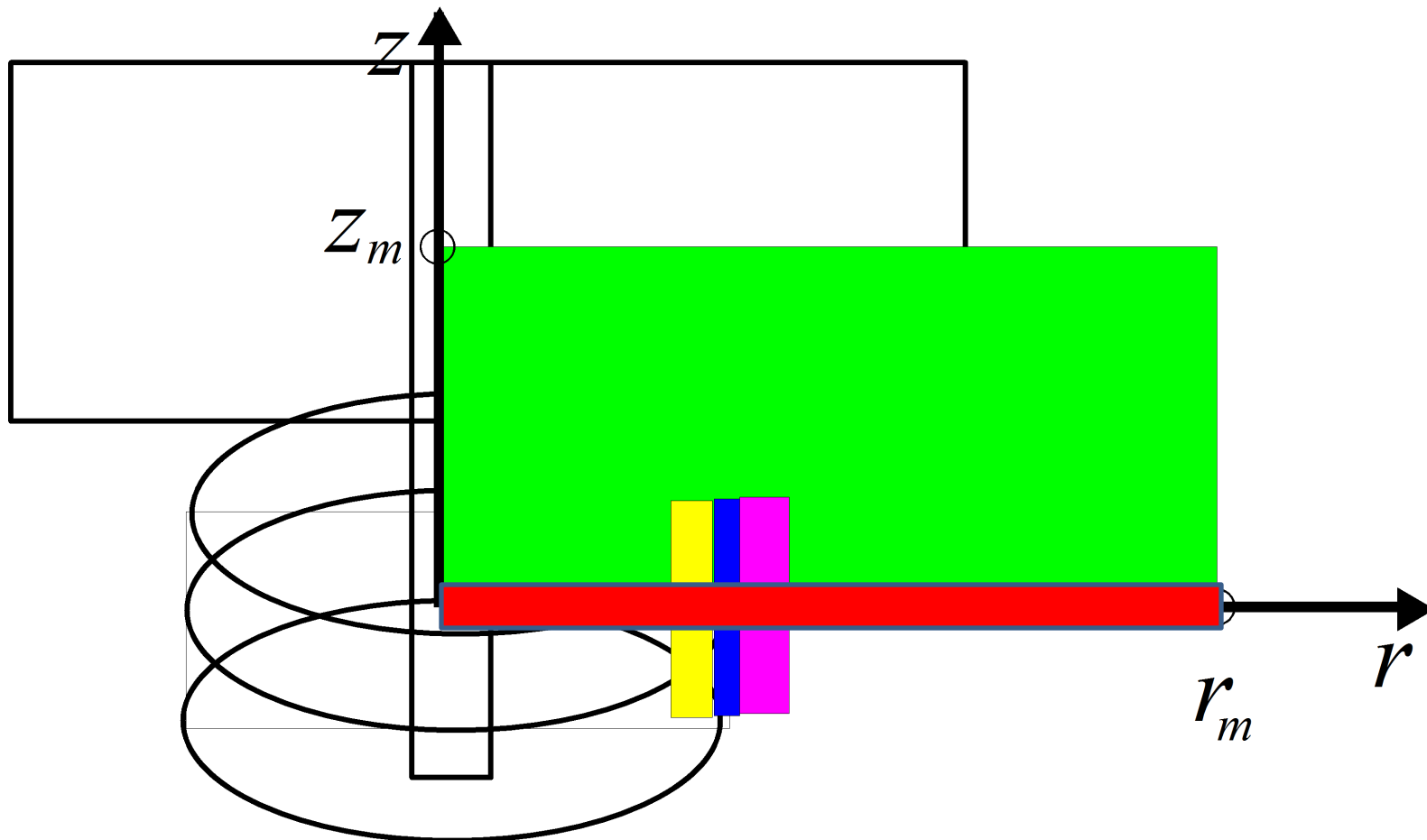
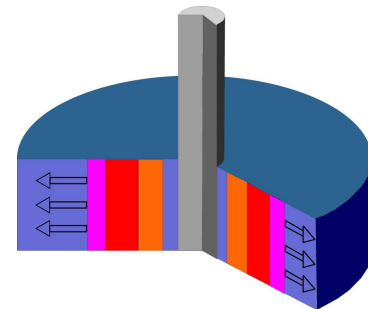
- Опираясь на разработанную технологию выбрать математическую модель;
- Выделить наиболее существенные физические процессы и на их основе построить алгоритм расчета ведущихся натурных испытаний;
- Привести реальные параметры пласта и закачиваемых веществ к единой метрической системе;
- Учесть возможность ввода изменяющихся параметров пласта и закачиваемых веществ;
- Создать удобный интуитивно-понятный мобильный интерфейс с возможностью вывода результатов расчета в графическом и табличном виде.

Выбор математической модели

Радиальная модель



Радиальная модель 1-D



наиболее существенные физические процессы

- Последовательная закачка веществ
- Возникновение зоны реакции
- Разогрев и образование зоны высокого давления в ходе реакции
- Распространение температурного поля и поля давления по пласту

алгоритм расчета ведущихся натурных испытаний

Задание параметров расчета

```
graph TD; A[Задание параметров расчета] --> B[Определение координат зоны реакции через расчет закачки всех веществ поршневым способом]; B --> C[Расчет распространения температурного поля и поля давления по пласту]; C --> D[Вывод результатов расчета];
```

Определение координат зоны реакции через расчет закачки всех веществ поршневым способом

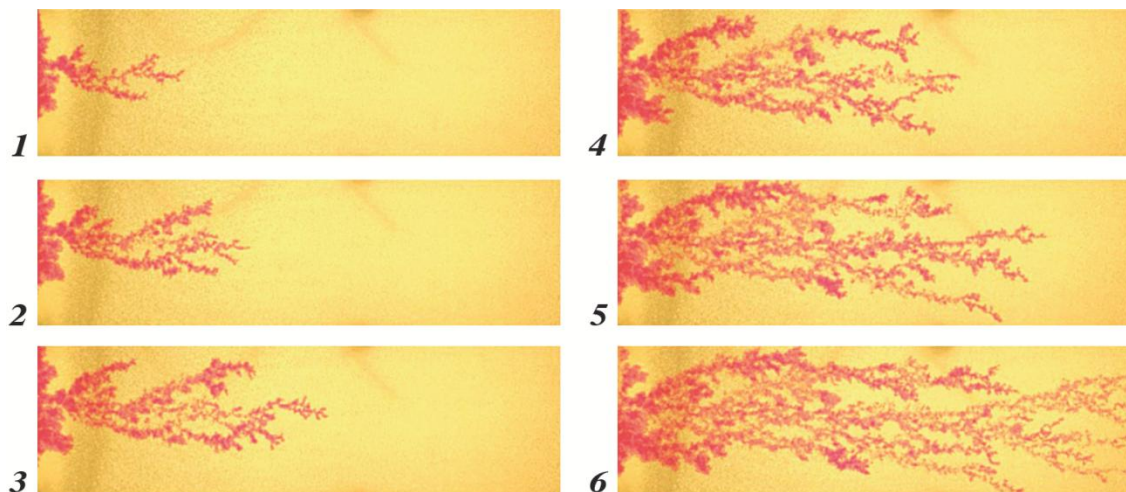
Расчет распространения температурного поля и поля давления по пласту

Вывод результатов расчета

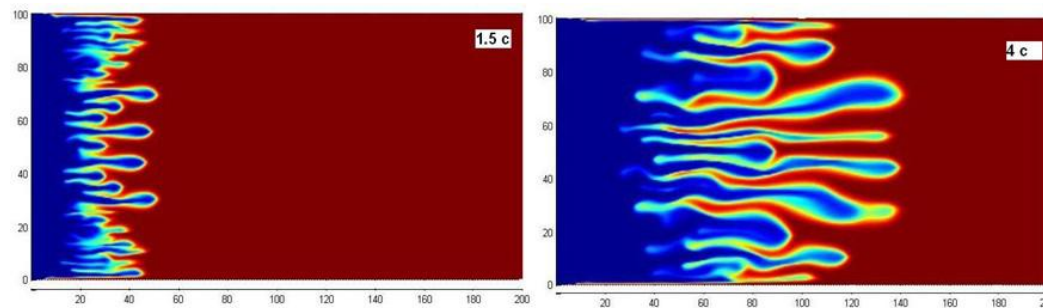
Задание параметров расчета

- Определим шаг сетки по пространству. Область длиной 250 м разбиваем на 1000 узлов, тем самым шаг сетки равен 25 см, что означает точность определения координаты раздела сред около полуметра.
- Один шаг по времени при расчете давления и температуры равен тысяче секунд, что равно 16 минутам.
- Вводятся и приводятся к безразмерному виду параметры пласта и веществ: пористость, проницаемость, пластовое давление, мощность пласта, плотность, объем закачки, коэффициенты сжимаемости, вязкости и температуропроводности.

Определение координат зоны реакции через расчет закачки всех веществ



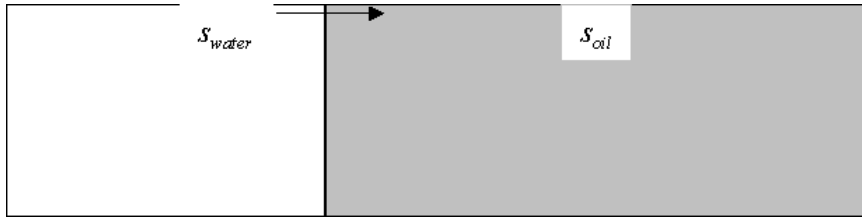
Барышников Н.А., Беляков Г.В., Турантаев С.Б., Филиппов А.Н. , РГУ, 2013



Логвинов О.А., МГУ, 2011 (ячейка Хеле-Шоу)

Определение координат зоны реакции через расчет закачки всех веществ

k – проницаемость.



Уравнения неразрывности для каждой фазы:

$$m \frac{\partial}{\partial t} (\rho_i s_i) + \operatorname{div} \left[-\frac{k}{\mu_i} k_i(s_i) \nabla p \right] = 0$$

Предполагаем, что нефть и вода несжимаемы, выполняется закон Дарси.

Тогда явление описывается следующей системой уравнений.

Уравнение гиперболического типа для насыщенности:

$$m \frac{\partial s}{\partial t} - \frac{\partial \varphi(s)}{\partial s} \nabla s \cdot \left[\left(\frac{k}{\mu_w} k_w(s) + \frac{k}{\mu_o} k_o(1-s) \right) \nabla p \right] = 0$$

Уравнение эллиптического типа для давления:

$$\operatorname{div} \left[\left(\frac{k}{\mu_w} k_w(s) + \frac{k}{\mu_o} k_o(1-s) \right) \nabla p \right] = 0$$

$$\varphi(s) = \frac{k_w(s)}{k_w(s) + \frac{\mu_w}{\mu_o} k_o(1-s)}$$

Определение координат зоны реакции через расчет закачки всех веществ поршневым способом

В нашей модели использован

расчет закачки всех веществ поршневым способом, так как:

1. Для расчетов пальцев вытеснения важно знать точную **геометрию неоднородностей** в пласте.

Возможно, что потребуются решение полностью трехмерной задачи для учета всех нюансов неоднородностей в пласте.

2. Расчеты пальцев вытеснения весьма трудоемки, т.к. требуется **высокая точность вычислений** при исследовании неустойчивостей.

Особую проблему представляет решение уравнения для порового давления .
Необходимо, чтобы итерации для расчета порового давления сходились с высокой точностью.

В противном случае значения инкрементов определяются с заметной погрешностью.

Определение координат зоны реакции через расчет закачки всех веществ поршневым способом

На левой границе задается поэтапная закачка веществ. Закачка продолжается до достижения нужного объема, потом закачивается следующее по порядку вещество.

На правой границе заданы пластовое давление, наполненность водой в заданном соотношении с нефтью, вещество свободно выходит из области.

Функция определения границы раздела сред.

Граница определяется из упрощенного определения пористости, как процента породы, которая будет заполнена водой.

Закачивается общий объем всех веществ V_l ,

тогда объем занятой породы $V_r = \frac{1}{m_r} V_l$.

Тогда координата границы раздела сред :

$$\pi r^2 H = \frac{1}{m_r} V_l \quad \Rightarrow \quad r_* = \sqrt{\frac{V_l}{\pi m_r H}}.$$

Расчет распространения температурного поля

Полное уравнение для температуры

$$\frac{\partial T}{\partial t} + \tau_r \frac{\partial^2 T}{\partial t^2} = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(\chi r \frac{\partial T}{\partial r} \right) + \frac{q_v}{c\rho}, \quad \chi = \frac{\lambda}{c\rho}$$

Здесь τ_r - время релаксации (сек), c - изобарная (равна изохорной) теплоемкость единицы массы (Дж/кг К), q - внутренние источники (Вт/м³).

Мы считаем по формуле без релаксации и внутренних источников:

$$\frac{\partial T}{\partial t} = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(\chi r \frac{\partial T}{\partial r} \right).$$

Коэффициент температуропроводности $k_T = \frac{\lambda}{c\rho}$

(нефть $0,069-0,086 \times 10^3 = 0,078 \times 10^3 \text{ м}^2/\text{с}$ и вода $0.14 \times 10^3 \text{ м}^2/\text{с}$).

Для пористых сред

как сумма доли коэффициента температуропроводности для жидкости и оставшаяся доля коэффициент температуропроводности породы (m_r - пористость).

$$\chi = (1 - m_r) \chi^1 + m_r \chi^2$$

Расчет распространения температурного поля

Коэффициент температуропроводности можно вычислять :

$$\chi = \frac{\lambda}{c\rho} = \left[\left(\frac{\text{Дж}}{\text{м}^3 \text{К}} \right)^{-2} \frac{\text{Втм}}{\text{МК}} \right] = \left[\frac{\text{м}^2}{\text{с}} \right]$$

Вода: теплопроводность $\lambda = 1500 \text{ kJ/m day}^{\circ}\text{C}$

Плотность 836 кг/м^3

теплоемкость $c = 4.187 \text{ кДж/(кг}\cdot\text{К)}$

Нефть: теплопроводность $\lambda = 11.5 \text{ kJ/m day}^{\circ}\text{C}$

Плотность $820\text{-}950 \text{ кг/м}^3$ (вводить значение)

теплоемкость $c = 1.67\text{-}2.01 \text{ кДж/(кг}\cdot\text{К)}$ (вводить значение)

Расчет распространения температурного поля

Истинная теплоемкость (с, кДж/(кг·К)) соответствует некоторой фиксированной температуре T и до 200°C определяется по формуле Крэга:

$$k = \frac{1}{\sqrt{\rho_{15}^{15}}} (0.726 + 0.004T).$$

Среднюю теплоемкость определяют не при фиксированной температуре, а в интервале температур нагревания или охлаждения, что в большей степени соответствует реальным условиям. Расчет средней теплоемкости производится по уравнению Фортча и Уитмена:

$$k = 1.444 + 0.00371 \cdot T_{cp} \left(2.1 - \rho_{15}^{15} \right),$$

где T_{cp} – средняя арифметическая температура температурного интервала, $^\circ\text{C}$.

Расчет распространения температурного поля

$$\frac{\partial T}{\partial t} = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(\chi r \frac{\partial T}{\partial r} \right) = \left(\frac{\partial \chi}{\partial r} + \frac{\chi}{r} \right) \frac{\partial T}{\partial r} + \chi \frac{\partial^2 T}{\partial r^2},$$

$$T(r, t) \Big|_{t=0} = T_0.$$

$$\frac{T_i^{n+1} - T_i^n}{\tau} = \left(\frac{\chi_{i+1} - \chi_{i-1}}{2h} + \frac{\chi_i}{r} \right) \frac{T_{i+1}^n - T_{i-1}^n}{2h} + \chi_i \frac{T_{i+1}^{n+1} - 2T_i^{n+1} + T_{i-1}^{n+1}}{h^2}$$

Численно реализуются методом прогонки.

Расчет распространения поля давления по пласту

Модель упругой жидкости: плотность линейно зависит от давления.

$$\rho_m = \rho_{0m} (1 + \beta_m (p_m - p_{0m})),$$

Скорость фильтрации:

$$w_m = -\frac{k_R}{\mu_m} \frac{\partial p_m}{\partial r},$$

Уравнение переноса (закон сохранения массы), M – удельная масса.

$$\frac{\partial M_m}{\partial t} = \frac{1}{r} \frac{\partial (r M_m w_m)}{\partial r}$$

Уравнение для насыщенности:

$$m_R \frac{\partial s_m}{\partial t} = \frac{1}{r} \frac{\partial (r w_m)}{\partial r}$$

$$\sum_m s_m = 1, \quad c_m = s_m \frac{\rho_m}{\rho}, \quad M_m = \rho_m s_m m_R, \quad \rho = \sum_m s_m \rho_m, \quad w = \sum_m c_m w_m, \quad \beta = \sum_m c_m \beta_m$$

Расчет распространения поля давления по пласту

Уравнение пьезопроводности:

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(\chi r \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \left(\frac{\partial \chi}{\partial r} + \frac{\chi}{r} \right) \frac{\partial p}{\partial r} + \chi \frac{\partial^2 p}{\partial r^2},$$

$$p(r, t) \Big|_{t=0} = p_k.$$

Коэффициент пьезопроводности:

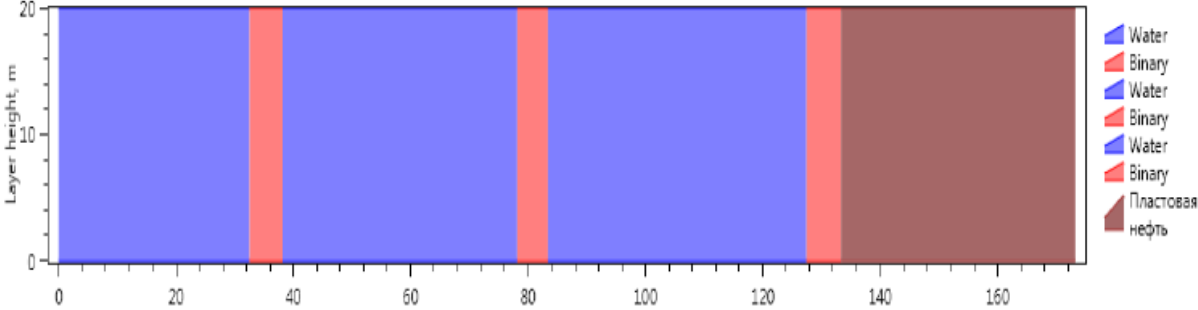
$$\chi = \frac{k_r}{\mu(m_r \beta_{жс} + \beta_{пл})}$$

$$\frac{p_i^{n+1} - p_i^n}{\tau} = \left(\frac{\chi_{i+1} - \chi_{i-1}}{2h} + \frac{\chi_i}{r} \right) \frac{p_{i+1}^n - p_{i-1}^n}{2h} + \chi_i \frac{p_{i+1}^{n+1} - 2p_i^{n+1} + p_{i-1}^{n+1}}{h^2}$$

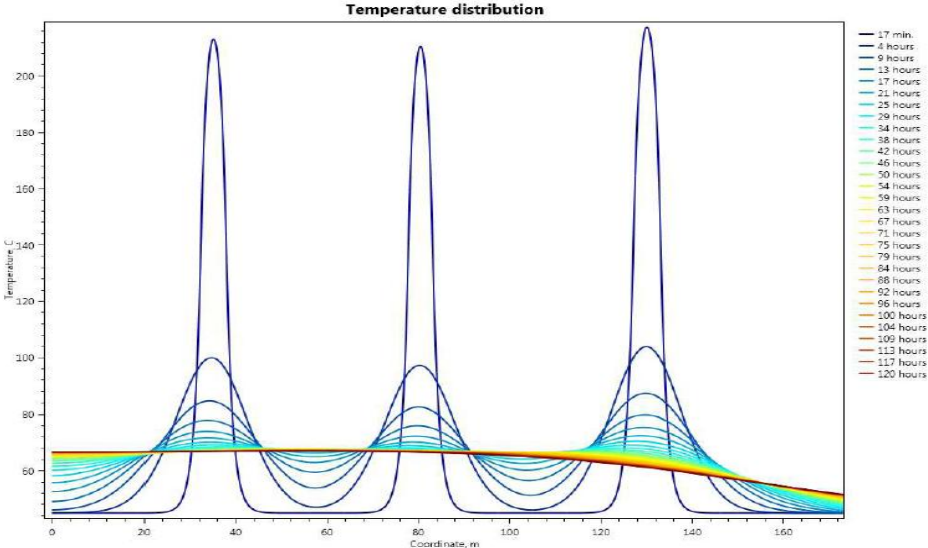
Вывод результатов расчета

График распределения веществ по окончании закачки.

Визуализация профиля проникновения БС



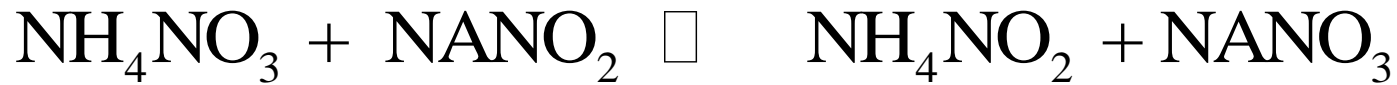
Графики динамики распределения давления и температуры.



Графики дебета скважины

$$Q = \frac{k_r H (p(r_m) - p(r_w))}{141.2 * B \mu \left[\ln \left(\frac{r_m}{r_w} \right) + S_k \right]}$$

Количество теплоты, выделяемое при сгорании бинарных смесей



где NH_4NO_3 - нитрат аммония, NaNO_2 - нитрит натрия, NH_4NO_2 - нитрит аммония, NaNO_3 - нитрат натрия. Использовано соотношение:

$$Q_T V = (T_{\max} - T_0) M k_T$$

где Q_T - количество тепла ккал/м³ для разогрева объема V в кубометрах, T_{\max} - температура в зоне реакции, T_0 - температура в пласте, M – масса раствора, k_T - теплоемкость раствора.

№	Бинарная смесь		процент солей, %	плотность, г/см ³	Масса БС, г	NH4NO3 (нитрат аммония), г	NaNO2 (нитрит натрия), г	Теплота, ккал/м ³	выд-ие Азот (N2), м ³	Температура (Т), °С
БС на основе нитрата аммония и нитрита натрия (1:1)										
1	NH4NO3 (нитрат аммония)	NaNO2 (нитрит натрия)	40	1,32	1320	283,5	244,5	254232	79,37	142
2	NH4NO3 (нитрат аммония)	NaNO2 (нитрит натрия)	50	1,41	1410	378,5	326,5	339484	105,99	155
3	NH4NO3 (нитрат аммония)	NaNO2 (нитрит натрия)	60	1,45	1450	467,1	402,9	458929	130,79	183
4	NH4NO3 (нитрат аммония)	NaNO2 (нитрит натрия)	70	1,48	1480	556,2	479,8	498880	155,7	205
БС на основе сульфата аммония и нитрита натрия (1:2)										
№	Бинарная смесь		процент солей, %	плотность, г/см ³	Масса БС, г	(NH4)2SO4 (сульфат аммония), г	NaNO2 (нитрит натрия), г	Теплота, ккал/м ³	выд-ие Азот (N2), м ³	Температура (Т), °С
1	(NH4)2SO4 (сульфат аммония)	NaNO2 (нитрит натрия)	40	1,293	1293	252,86	264,34	274852	85,81	124
БС на основе хлорид аммония и нитрита натрия (1:1)										
№	Бинарная смесь		процент солей, %	плотность, г/см ³	Масса БС	NH4Cl (хлорид аммония), г	NaNO2 (нитрит натрия), г	Теплота, ккал/м ³	выд-ие Азот (N2), м ³	Температура (Т), °С
1	NH4Cl (хлорид аммония)	NaNO2 (нитрит натрия)	40	1,211	1211	211,6	272,8	283648	88,56	202

Моделирование по комплексному воздействию на продуктивный пласт Смородинского месторождения технологией термогазохимического воздействия бинарными составами (ТГХВ БС) на скважинах ТПП “РИТЭК-Самара-Нафта” (нагнетательная скважина 616 и добывающая скважина 610).

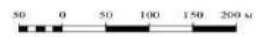
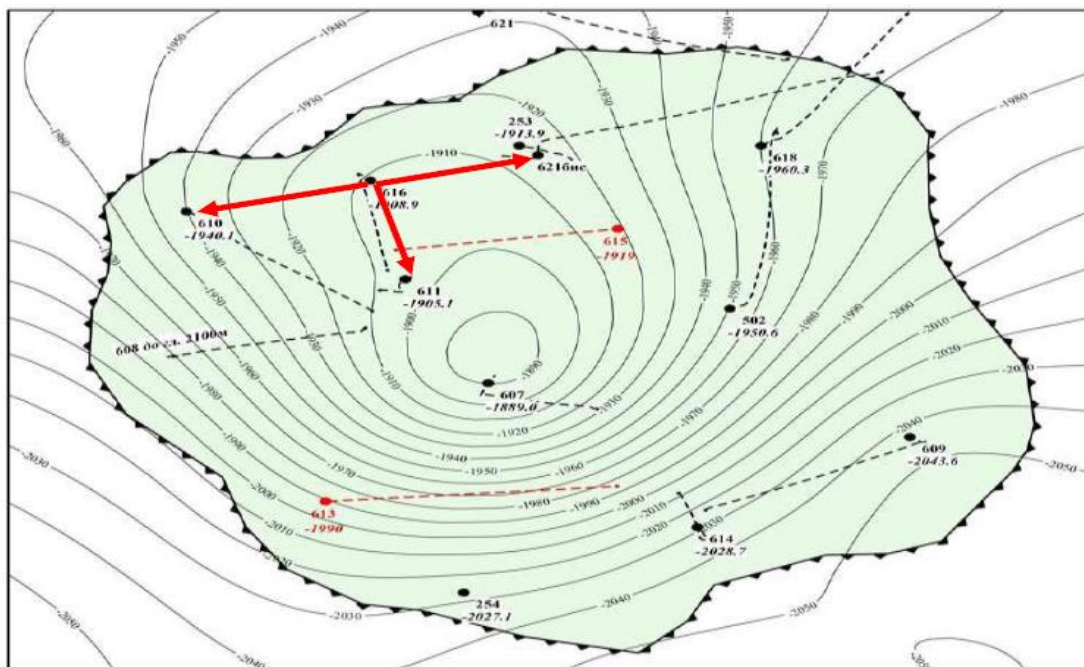


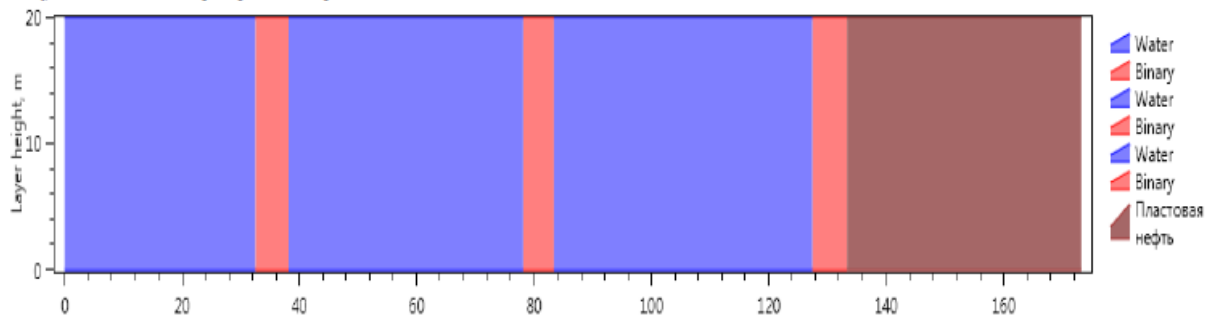
Таблица 1: Геолого-промысловые и технологические параметры

Температура пласта (°С)	45
Тип породы	карбонат
Проницаемость по поровой жидкости (мД)	78
Вязкость пластовой жидкости (сПз)	120
Тип обработки	ТГХВ БС-В
Пластовое давление (атм)	21
Пористость, %	12
Нефтенасыщенность, ед.	0,91
Мощность продуктивной зоны пласта, м	20
Диаметр скважины, мм	200

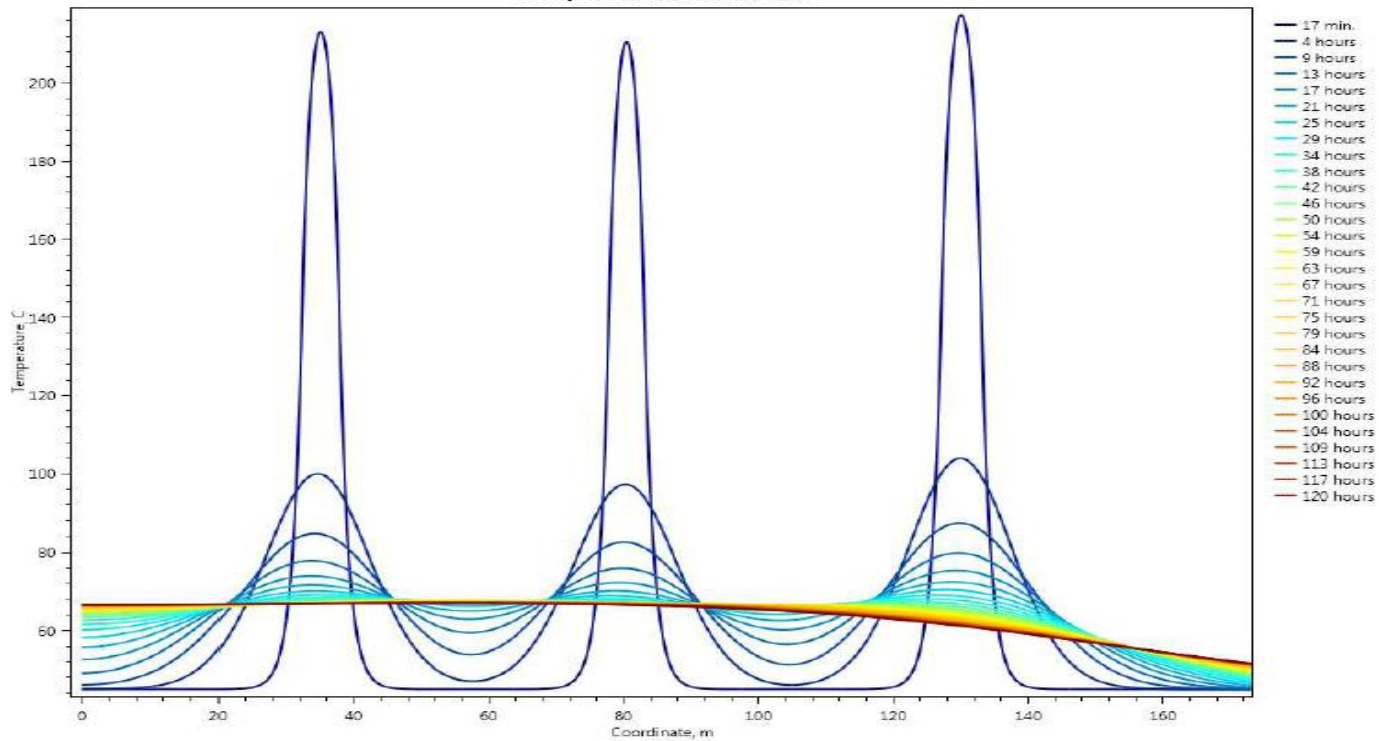
Таблица 2: Проектный график закачки

Ста- дия №	Закачиваемое вещество	Объем жидкости, м ³
1	БС-В	115
2	Вода техническая	700
3	БС-В	65
4	Вода техническая	350
5	БС-В	30
6	Вода техническая	80
7	Остановка закачки	

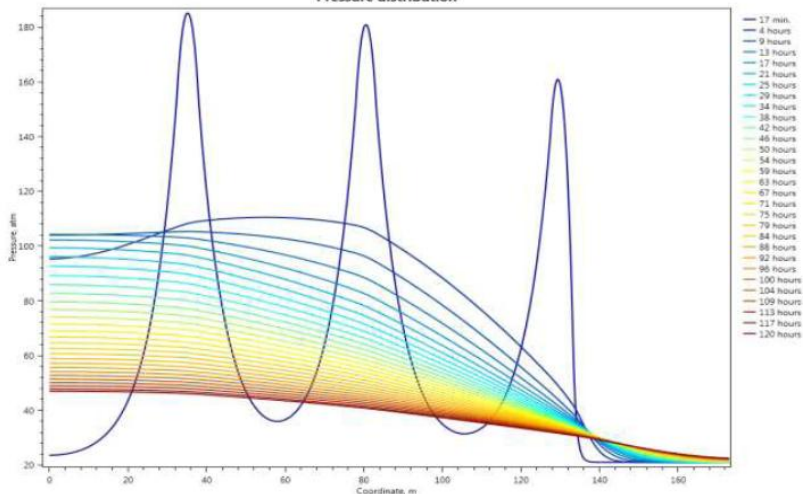
Визуализация профиля проникновения БС



Temperature distribution



Pressure distribution



Скважина: 616 (нагнетательная)

Куст:

Пласт:

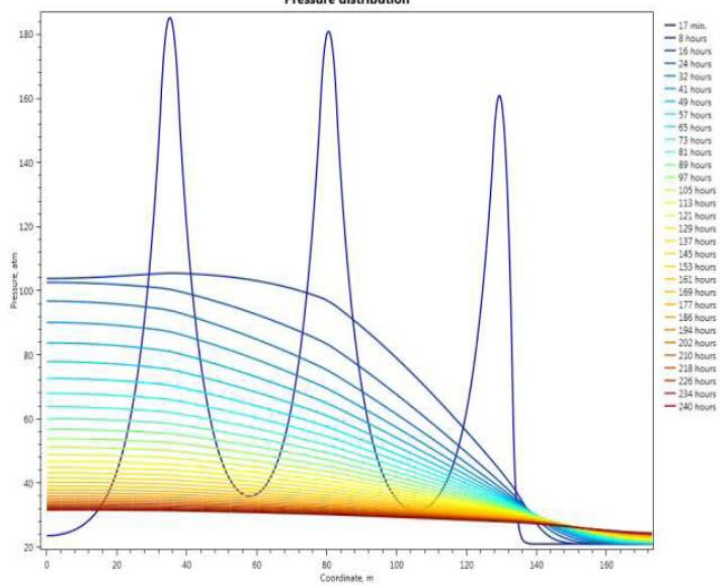
Дата обработки:

Имя файла: циклическая закачка БС (3 пачки)

Заказчик: ОАО "РИТЭК" ТПП "РИТЭК-Самара-Нафта"

Исполнитель: ООО "РОС"

Pressure distribution



Pressure distribution

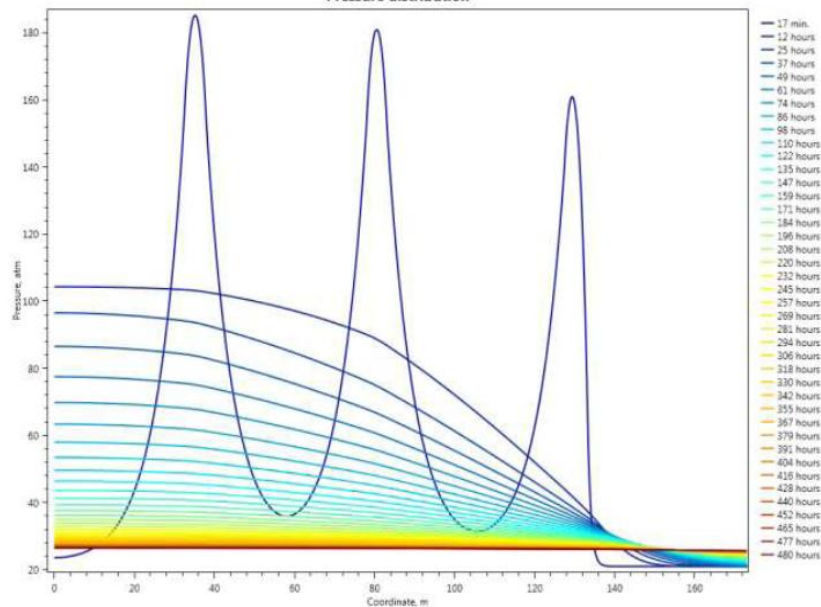
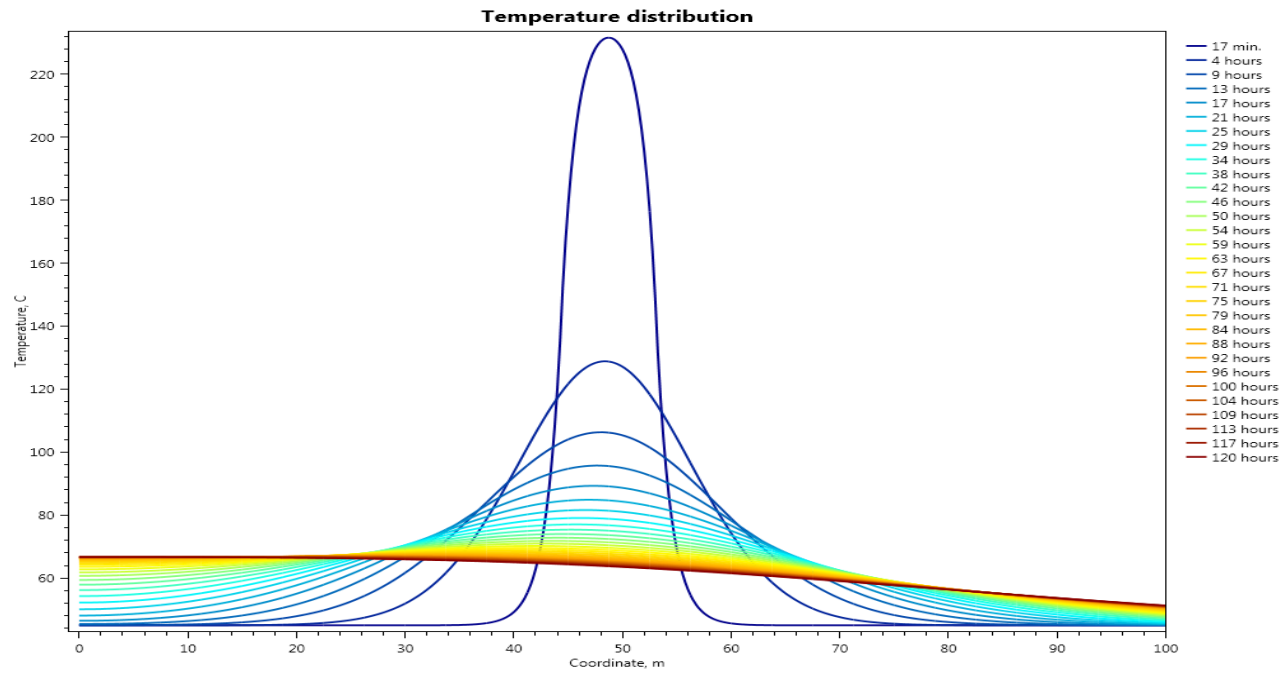
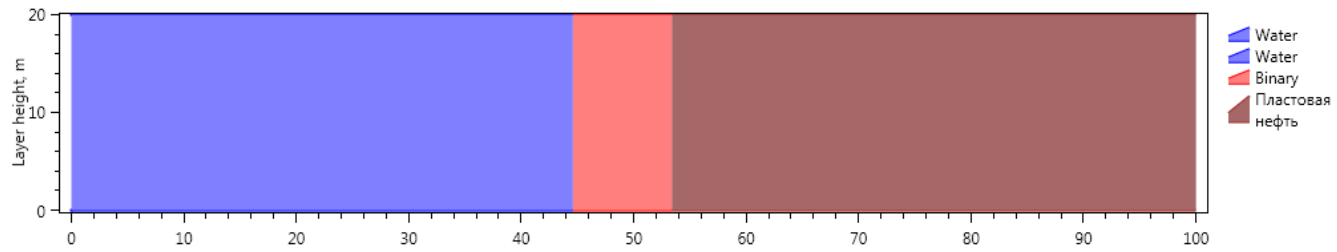


Таблица 3: Геолого-промысловые и технологические параметры

Температура пласта (°С)	45
Тип породы	карбонат
Проницаемость по поровой жидкости (мД)	78
Вязкость пластовой жидкости (сПз)	120
Тип обработки	ТГХВ БС-В
Пластовое давление (атм)	21
Пористость, %	12
Нефтенасыщенность, ед.	0,91
Мощность продуктивной зоны пласта, м	20
Диаметр скважины, мм	200

Таблица 4: Проектный график закачки

Ста- дия №	Закачиваемое вещество	Объем жидкости, м3
1	БС-В	65
2	Вода техническая	150
7	Остановка закачки	



Скважина: 610 (добывающая)

Куст:

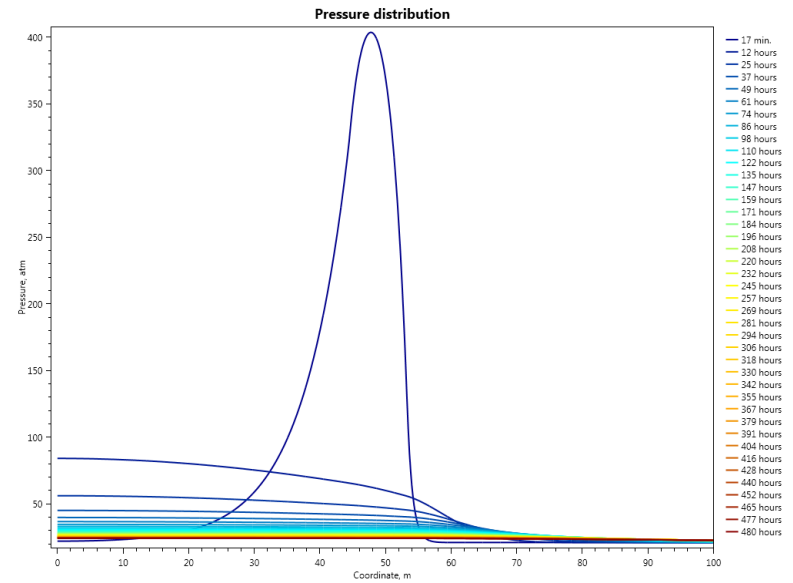
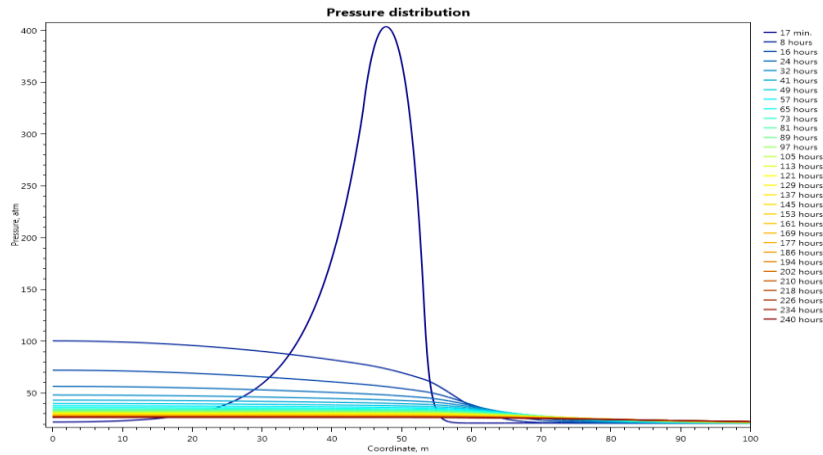
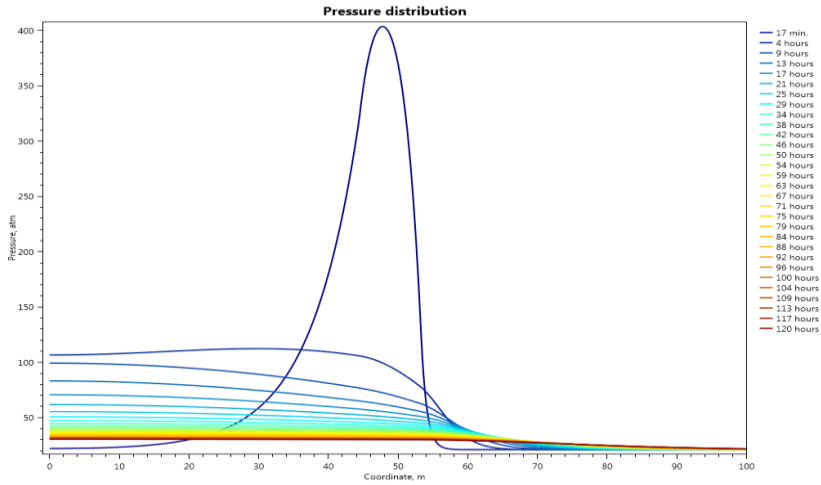
Пласт:

Дата обработки:

Имя файла: закачка БС (1 пачка)

Заказчик: ОАО "РИТЭК" ТПП "РИТЭК-Самара-Нафта"

Исполнитель: ООО "РОС"



В данной работе и анализе представлен результат моделирования комплексного воздействия на продуктивный пласт Смородинского месторождения технологией термогазохимического воздействия бинарными составами (ТГХВ БС) на скважинах ТПП “РИТЭК-Самара-Нафта”.

Существующий опыт применения пакета программ показывает высокую точность прогноза работ по комплексному воздействию на призабойную зону продуктивного пласта закачиваемыми бинарными химическими системами (монотопливом) на основе неорганических солей.

Результаты моделирования на основе реальных параметров пласта и закачиваемых реагентов показывают, что предложенная модель комплексного воздействия на выбранный блок скважин Смородинского месторождения ТПП “РИТЭК-Самара-Нафта” подтверждает целесообразность применения данной технологии для разрешения поставленных задач.