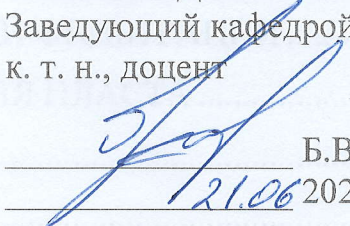


МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«ТЮМЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ФИЗИКО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ
Кафедра прикладной и технической физики

РЕКОМЕНДОВАНО К ЗАЩИТЕ В ГЭК
Заведующий кафедрой
к. т. н., доцент


Б.В. Григорьев

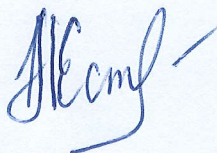
21.06 2023 г.

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
магистерская диссертация

ОЦЕНКА ИЗМЕНЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ
НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ

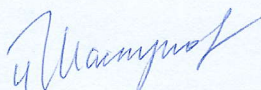
16.04.01 Техническая физика
Магистерская программа «Физика недр»

Выполнила работу
студентка 2 курса
очной формы обучения



Нестерова Екатерина Николаевна

Руководитель
к.ф.-м.н.



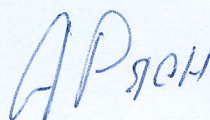
Шастунова Ульяна Юрьевна

Консультант
нач. отд. модел. третичн.
методов ПНП
фил. ООО «ЛУКОЙЛ-
Инжиниринг»



Черкасова Ирина Юрьевна

Рецензент
нач. управл. ГДМ
фил. ООО «ЛУКОЙЛ-
Инжиниринг»



Рясный Александр Геннадьевич

Тюмень
2023 год

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	3
ГЛАВА 1. ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР.....	5
1.1. ТЕПЛОВЫЕ ПРОЦЕССЫ В ПОРИСТОЙ СРЕДЕ	5
1.2. ВЛИЯНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ НА ПЛАСТОВЫЕ ФЛЮИДЫ	9
1.3. ДВИЖЕНИЕ ГЕЛЕОБРАЗУЮЩИХ СОСТАВОВ В ПОРИСТОЙ СРЕДЕ	15
1.4. НЕИЗОТЕРМИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ ФИЛЬТРАЦИИ	20
ГЛАВА 2. РАСЧЕТ ТЕПЛОВОГО ПОЛЯ ПЛАСТА	27
2.1. ФАКТИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ.....	27
2.2. АНАЛИТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ.....	30
2.3. ГИДРОДИНАМИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ	35
2.4. АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ.....	45
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	52
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	53
ПРИЛОЖЕНИЕ 1. СХЕМА ПОСТРОЕНИЯ НЕИЗОТЕРМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ В TEMPEST	57

ВВЕДЕНИЕ

В процессе разработки нефтяных месторождений происходит изменение теплового режима продуктивных пластов при использовании холодной воды для поддержания пластового давления. Изменение температуры коллектора оказывает влияние на свойства насыщающих его флюидов, процесс вытеснения нефти и эффективность применения третичных методов увеличения нефтеотдачи.

При планировании закачки гелеобразующих составов решающими факторами являются приемистость нагнетательных скважин и температурные пластовые условия.

В промысловых условиях замеры температуры пласта проводятся при исследовании профиля приемистости нагнетательных скважин без прекращения их работы. Определение температур в водонагнетательных скважинах при остановке проводится крайне редко. Такие измерения дают только косвенную оценку изменения температуры призабойной зоны.

Нагнетание в пласт больших объемов воды в течение продолжительного времени может приводить к снижению пластовых температур на значительные величины. Процесс сшивания полимерных составов происходит только в определенных термических условиях, при более низких температурах процесс формирования гелевого экрана замедляется. В процессе обработки пласта гелеобразующими составами проводят остановку скважины на сутки для восстановления пластовой температуры. Однако, данный процесс изучен недостаточно, прогрев призабойной зоны может занять большее количество времени, что влияет на реологию закачиваемого раствора. В стандартных расчетах дополнительной добычи нефти при применении гелевых составов используется изотермическая модель фильтрации, которая не позволяет оценить температурные режимы пласта.

Определение времени выдержки скважины, необходимого для повышения температуры околоскважинной зоны до начальных значений является **актуальной задачей**. Анализ изменения теплового режима продуктивных зон позволяет давать оценку эффективности физико-химических методов увеличения нефтеотдачи в данных условиях.

Цель работы: определить температуру призабойной зоны нагнетательной скважины для повышения эффективности процесса гелеобразования.

Для достижения поставленной цели требуется выполнить следующие **задачи:**

1. Построить аналитическую модель нагнетания холодной воды в пласт.
2. Построить гидродинамическую модель для оценки фронта охлаждения пласта в процессе закачки воды.
3. Провести оценку скорости восстановления пластовой температуры при остановке нагнетательной скважины.
4. Подобрать оптимальное время выдержки нагнетательной скважины.

ГЛАВА 1. ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР

1.1. ТЕПЛОВЫЕ ПРОЦЕССЫ В ПОРИСТОЙ СРЕДЕ

Пластовая температура – параметр пласта, характеризующий его тепловое состояние. Начальная пластовая температура определяется условиями, в которых сформировано месторождение нефти и газа. Геотермический градиент – показатель, характеризующий прирост температуры на метр глубины. В зависимости от типа осадконакопления и литологии изменение температуры составляет от 0.2 до 3.5 °С на 100 м разреза.

В процессе разработки происходит нарушение термодинамического равновесия: при закачке в пласт реагентов, температурные свойства которых отличны от начальных, при дросселировании извлекаемых флюидов, их гидравлическом трении о породы [Желтов, с. 239].

Процесс выравнивания температур между твердым скелетом пористой среды и насыщающими его флюидами зависит от разности температур, поверхности смачивания, скорости фильтрации, пористости, упругости, теплоемкости и теплопроводности горных пород [Чекалюк, с. 22].

Коэффициент теплоемкости пород возрастает при увеличении температуры, пористости, влажности и в большей степени зависит от минералогического состава. Теплопроводность пород возрастает при свободном движении вод, приводящему к дополнительному переносу тепла, увеличение нефтенасыщенности и газонасыщенности приводит к уменьшению коэффициента теплопроводности [Гиматудинов, с. 75].

Температуропроводность характеризует сравнительную скорость нагревания или охлаждения тел и определяется соотношением:

$$a = \frac{\lambda}{c\rho}, \quad (1.1)$$

где a – коэффициент температуропроводности, м²/с; λ – коэффициент теплопроводности, Вт/(м·°С) C – удельная массовая теплоемкость, Дж/(кг·°С); ρ – плотность породы, кг/м³.

Коэффициент температуропроводности нефтенасыщенных пород ниже, чем водонасыщенных.

Породы расширяются при нагреве. Коэффициенты линейного и объемного расширения:

$$\alpha_L = \frac{dL}{LdT}, \alpha_V = \frac{dV}{VdT}, \quad (1.2)$$

где L и V – длина и объем горной породы, м. Для различных горных пород коэффициент линейного расширения составляет $4-15 \cdot 10^{-6} \text{ K}^{-1}$.

Зависимость удельного сопротивления горных пород от температуры определяется зависимостью [Кочина, с. 102]:

$$P_t = \frac{\rho_t}{\rho_{1,8}}, \quad (1.3)$$

где $\rho_{1,8}$ – удельное сопротивление при 18°C .

Удельное сопротивление пород при возрастании на 40°C уменьшается в 2 раза, при высоких температурах (более 100°C) может достигать $1/3$ начального значения.

Горные породы обладают анизотропией тепловых свойств. Теплопроводность и температуропроводность выше в направлении напластования, чем в направлении, перпендикулярном напластованию. Перенос тепла в пласте может осуществляться при наличии теплопроводности, дроссельного и калометрического эффекта, конвекции или разгазирования.

Теплопроводность – перенос тепла от более нагретых зон к менее нагретым. Нефтяные пласты не имеют теплоизоляции от окружающих пород, любое изменение температуры приводит к перераспределению и переносу тепла за счет теплопроводности. Скорость прохождения теплового потока зависит от природы горных пород. Наибольшая теплопроводность наблюдается для галогенных (соли) и карбонатных пород – более $3,2 \text{ Вт}/(\text{м}\cdot\text{К})$. Пористые известняки, песчаники, глинистые сланцы, конгломераты имеют коэффициент теплопроводности порядка $2 \text{ Вт}/(\text{м}\cdot\text{К})$. Глины и аргиллиты являются природными термоизоляторами и имеют низкую теплопроводность $1 \text{ Вт}/(\text{м}\cdot\text{К})$,

для них температурный градиент выше, чем для карбонатных и песчаных пород. Низкая теплопроводность глин связана со значительной дисперсностью их частиц [Кочина, с. 128].

Теплопроводность является аддитивной величиной:

$$\lambda = (1 - m)\lambda_{\text{п}} + m[(1 - S_{\text{в}})\lambda_{\text{н}} + S_{\text{в}}\lambda_{\text{в}}], \quad (1.4)$$

где m – пористость, $\lambda_{\text{п}}$, $\lambda_{\text{н}}$, $\lambda_{\text{в}}$ – коэффициенты теплопроводности породы, нефти и воды, $S_{\text{в}}$ – водонасыщенность.

Конвективный теплоперенос – перенос тепла жидкостью при её движении по пласту и в стволе скважины. Особенность передачи тепла путем конвекции заключается в том, что температурная зона, отличающаяся от начальной пластовой, перемещается в пласте со значительно меньшей скоростью, чем скорость фильтрации воды. Это приводит к тому, что фронт восстановления температуры отстает от фронта вытеснения нефти водой. Естественная конвекция обоснована воздействием гравитации на жидкости разных плотностей при изменении температур: более тяжелые компоненты движутся вниз, легкие поднимаются. Вынужденная конвекция возникает при перепаде давления. Скорость теплопереноса путем конвекции зависит от разности температур жидкостей, их теплоемкостей, плотностей и скоростей движения. Анализ результатов закачки воды с температурой 3 - 25 градусов показывает, что при внедрении больших объемов холодной воды температура пласта значительно снижается.

Дроссельный эффект наблюдается при фильтрации жидкостей из-за разности давлений. Эффект заключается в изменении температуры флюида и описывается законом Джоуля-Томсона. При течении жидкости в пористой среде вся работа внешних сил заключается в преодолении сил трения и превращается в тепловую энергию, что приводит к повышению температуры жидкостей и охлаждению газов.

При смешивании жидкостей с различной температурой возникает калометрический эффект. Температура смеси вычисляется по закону сохранения

тепловой энергии, более горячая жидкость остывает, температура холодной жидкости повышается.

При снижении давления ниже давления насыщения происходит разгазирование жидкости. Данный процесс является эндотермическим, поэтому жидкость охлаждается.

Температурное поле пласта является нестационарным при пуске скважины или изменении режима ее работы. Бурение, перфорация, цементирование, геолого-технические мероприятия приводят к реализации нестационарных тепловых полей.

Измерения температуры в скважинах, которые эксплуатируются в длительно неизменяемых условиях, отображают квазистационарные температурные поля, которые формируются на фоне естественного распределения температуры при конвективном теплопереносе, теплообмене между жидкостью и породами, барометрическим и калометрическим эффектами.

Термометрия в контрольных и пьезометрических скважинах, простаивающих долгое время, регистрирует стационарные тепловые поля, которые обусловлены потоком тепла из недр Земли. Распределение температуры нелинейно зависит от глубины (Рисунок 1.1). Наклон температурной кривой зависит от теплофизических свойств пласта. В стационарном поле барометрической эффект сводится к эффекту Джоуля-Томсона.

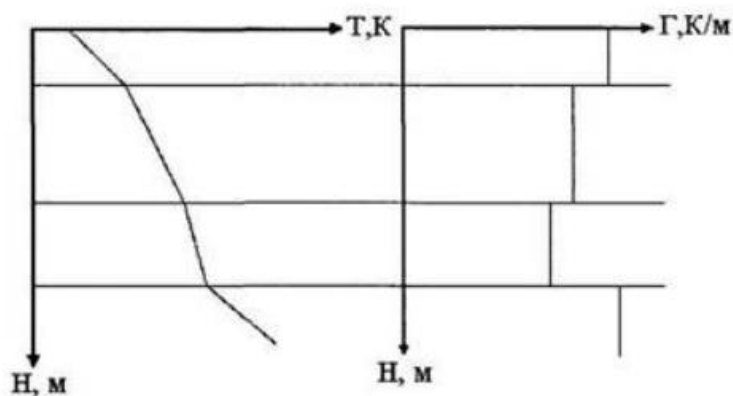


Рис. 1.1. Распределение температуры (Т) и градиента температуры (Г)

1.2. ВЛИЯНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ НА ПЛАСТОВЫЕ ФЛЮИДЫ

Физико-химические свойства нефти в пластовых условиях определяются давлением, температурой и содержанием растворенного газа [Краснов, с. 213].

Температура продуктивных пластов оказывает влияние на вязкость жидкостей и газов, фазовое состояние углеводородов и условия фильтрации флюидов. Отклонение температуры от начальной пластовой приводит к изменению объемов газа, воды и нефти. Снижение пластовой температуры может значительно увеличивать вязкость нефти, что оказывает влияние на соотношение подвижностей и коэффициент вытеснения нефти.

Движение жидкостей и газов в пористых средах характеризуется постоянством теплосодержания и является дроссельным процессом. При установившемся процессе изменение температуры газа и жидкости можно определить с помощью коэффициента Джоуля-Томсона [Султанова, с. 165]:

$$\Delta T = \varepsilon \Delta P, \quad (1.5)$$

где ε – коэффициент Джоуля-Томсона, ΔP – депрессия на пласт, МПа.

Коэффициент Джоуля-Томсона ε зависит от теплофизических параметров жидкости:

$$\varepsilon = \frac{1 - a * T}{C_p * \rho}, \quad (1.6)$$

где a – коэффициент теплового расширения, C_p – удельная теплоемкость, ρ – плотность жидкости.

Для нефти коэффициент Джоуля-Томсона принимает значение 0,04 °C/атм., для воды $\varepsilon = 0,02$ °C/атм., для газа $\varepsilon = -(0,2 \div 0,4)$ °C/атм.

Зависимость плотности нефти от температуры имеет вид:

$$\rho(T) = \rho_{20} * [1 + \zeta(20 - T)], \quad (1.7)$$

где ρ_{20} – плотность нефти при 20 °C, кг/м³, ζ – коэффициент объемного расширения нефти, 1/°C.

Значения коэффициента объемного расширения для различных плотностей нефти приведены в таблице 1.

Коэффициент объемного расширения

ρ , кг/м ³	ζ , 1/°C	ρ , кг/м ³	ζ , 1/°C	ρ , кг/м ³	ζ , 1/°C
800-819	0,00094	860-879	0,00078	920-939	0,00065
819-839	0,00088	880-899	0,00074	940-959	0,00061
840-859	0,00083	900-919	0,00069	960-999	0,00056

При увеличении температуры плотность дегазированных нефтей уменьшается (Рисунок 1.2а), в области давлений ниже давления насыщения плотность пластовых нефтей возрастает. Коэффициент вязкости нефти коррелирует со значением плотности. Вязкость нефти уменьшается с возрастанием температуры и возрастанием количества растворенного газа (Рисунок 1.2б).

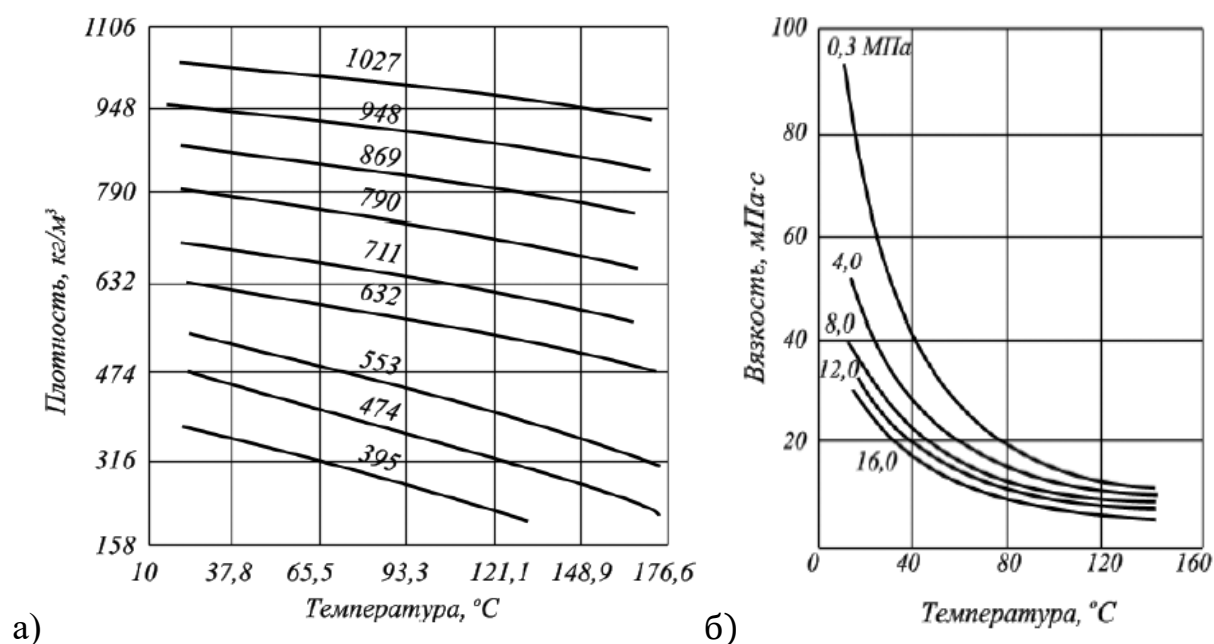
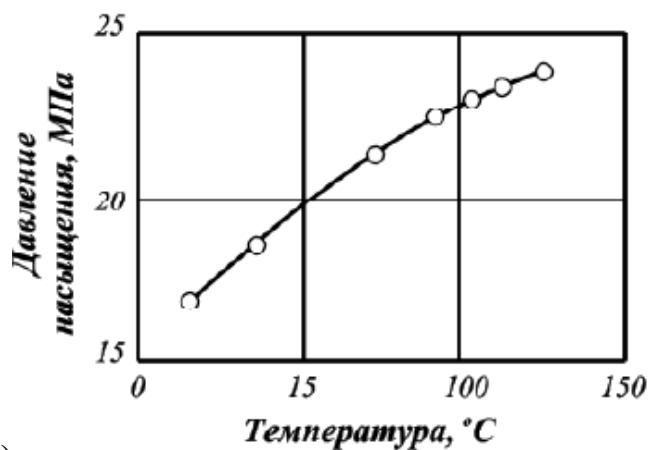
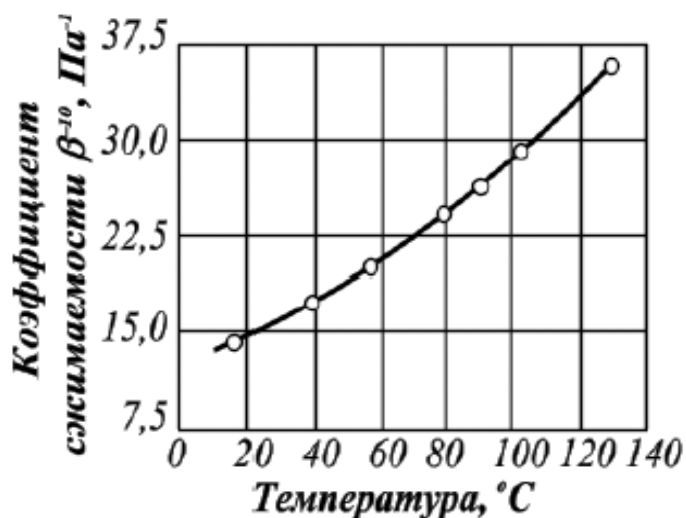


Рис.1.2. Зависимость плотности (а) вязкости нефти (б) от температуры

Пластовая температура оказывает большое влияние на давление насыщения – максимальное давление, при котором газ начинает выделяться из нефти в условиях термодинамического равновесия. Давление насыщения изменяется прямо пропорционально изменению температуры (Рисунок 1.3а). Упругость нефти описывается коэффициентом сжимаемости, который уменьшается при понижении температуры (Рисунок 1.3б).



а)



б)

Рис.1.3. Зависимость давления насыщения (а) и коэффициента сжимаемости (б) от температуры

Теплофизические свойства дегазированной нефти определяются экспериментально [Купцов, с. 184]. Теплоёмкость большинства нефтей находится в диапазоне 1500–2500 Дж/(кг·К). Коэффициент теплопроводности составляет 0,1–0,2 Вт/(м·К). Зависимость теплопроводности дегазированной нефти от температуры и давления представлена на рисунке 1.4.

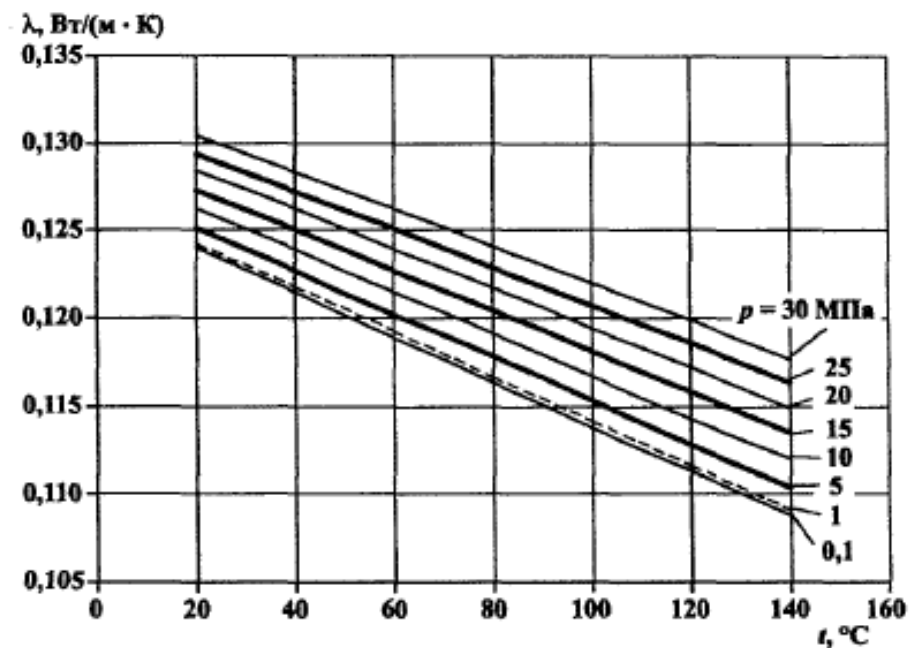


Рис. 1.4. Зависимость коэффициента теплопроводности дегазированной нефти от термобарических условий

При разработке месторождений высокопарафинистой нефти малейшее понижение температуры может ухудшить фильтрационные свойства пласта и снизить коэффициент нефтеотдачи из-за выпадения парафина, если температура кристаллизации парафина близка к начальной пластовой.

Снижение забойной температуры по сравнению с начальной пластовой, приводит к выпадению из нефти в призабойных зонах скважин парафинов и асфальтено-смолистых веществ, что вызывает уменьшение производительности скважин.

Плотность пластовой воды зависит от минерализации (Рисунок 1.5а):

$$\rho_v = 1000 + 0,69G, \quad (1.8)$$

где G – общая минерализация, г/л.

В условиях пониженных пластовых температур плотность воды увеличивается (Рисунок 1.5б).

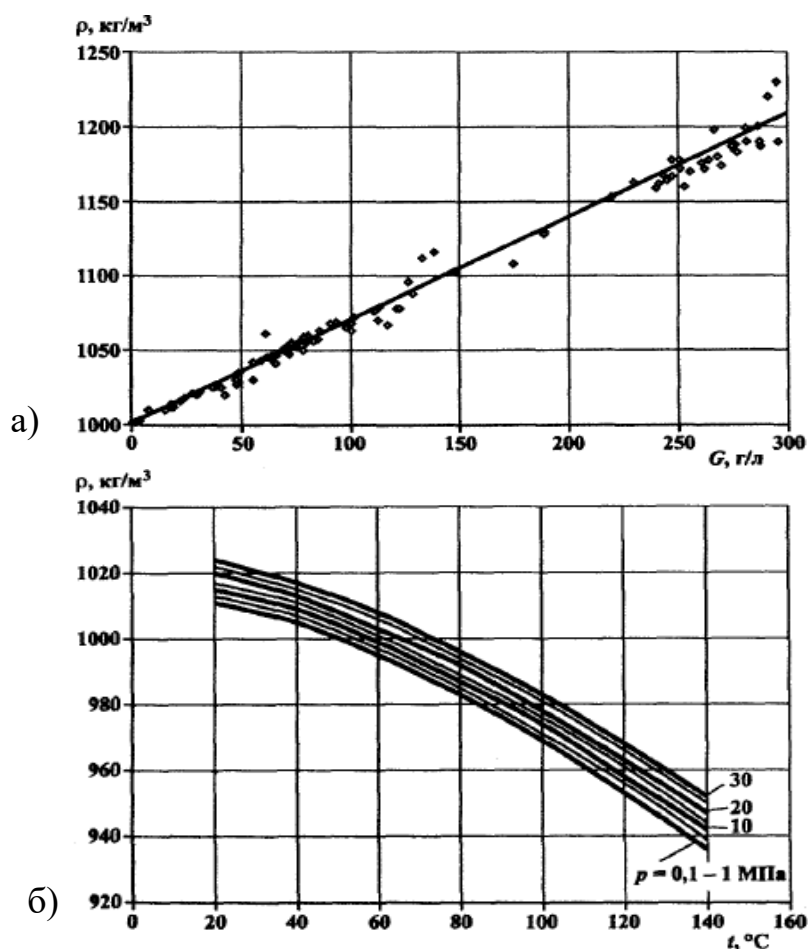


Рис. 1.5. Зависимость плотности пластовой воды от минерализации (а) и термобарических условий (б)

Термическое расширение воды определяется выражением [Буйлова, с.35]:

$$E = \frac{\Delta V}{V_0 \Delta T}, \quad (1.9)$$

где E – коэффициент теплового расширения, 1/град; ΔV – изменение объема воды при разности температур ΔT , V_0 – объем воды при нормальных условиях.

Коэффициент расширения воды в пластовых условиях изменяется в пределах $(20 \div 90) \cdot 10^{-5}$ град⁻¹ прямо пропорционально температуре и обратно пропорционально давлению.

Сжимаемость пластовой воды может иметь значение $4-5 \cdot 10^{-10}$ Па⁻¹. Растворимость природного газа в воде слабо зависит от температуры. Объемный коэффициент пластовой воды колеблется от 0,8 до 1,2.

Вязкость воды в пластовых условиях зависит от минерализации и температуры, для большинства месторождений этот параметр составляет 0,2 – 1,5 мПа·с.

Изменение теплоемкости воды зависит от минерализации, температуры и давления (Рисунок 1.6) и определяется выражением [Теплоемкость и теплопроводность пород, 2015]:

$$C_{\text{пласт}}^{\text{станд}} = 4,18 * 3,1 * 10^{-3} G = C_{\text{дистил}}^{\text{станд}} \left(1 - \frac{3,1 * 10^{-3} G}{C_{\text{дистил}}^{\text{станд}}} \right), \quad (1.10)$$

где $C_{\text{пласт}}^{\text{станд}}$ и $C_{\text{дистил}}^{\text{станд}}$ – теплоемкость пластовой и дистиллированной воды в стандартных условиях, кДж/(кг·°С); G – минерализация, г/л.

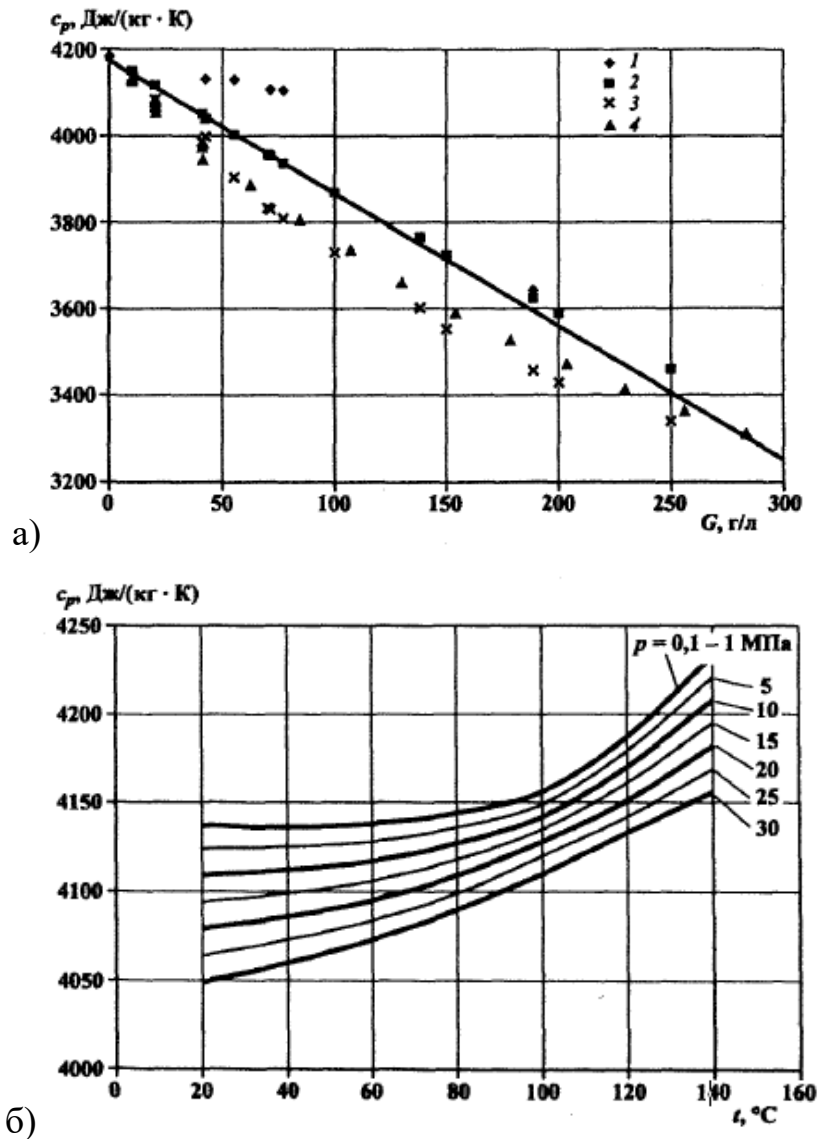


Рис. 1.6. Зависимость коэффициента теплоемкости пластовой воды от минерализации (а) и термобарических условий (б)

Рисунок 1.7 отображает зависимость теплопроводности пластовой воды и определяется выражением:

$$\lambda_B = 0,6 - 1,4 * 10^{-4} G. \quad (1.11)$$

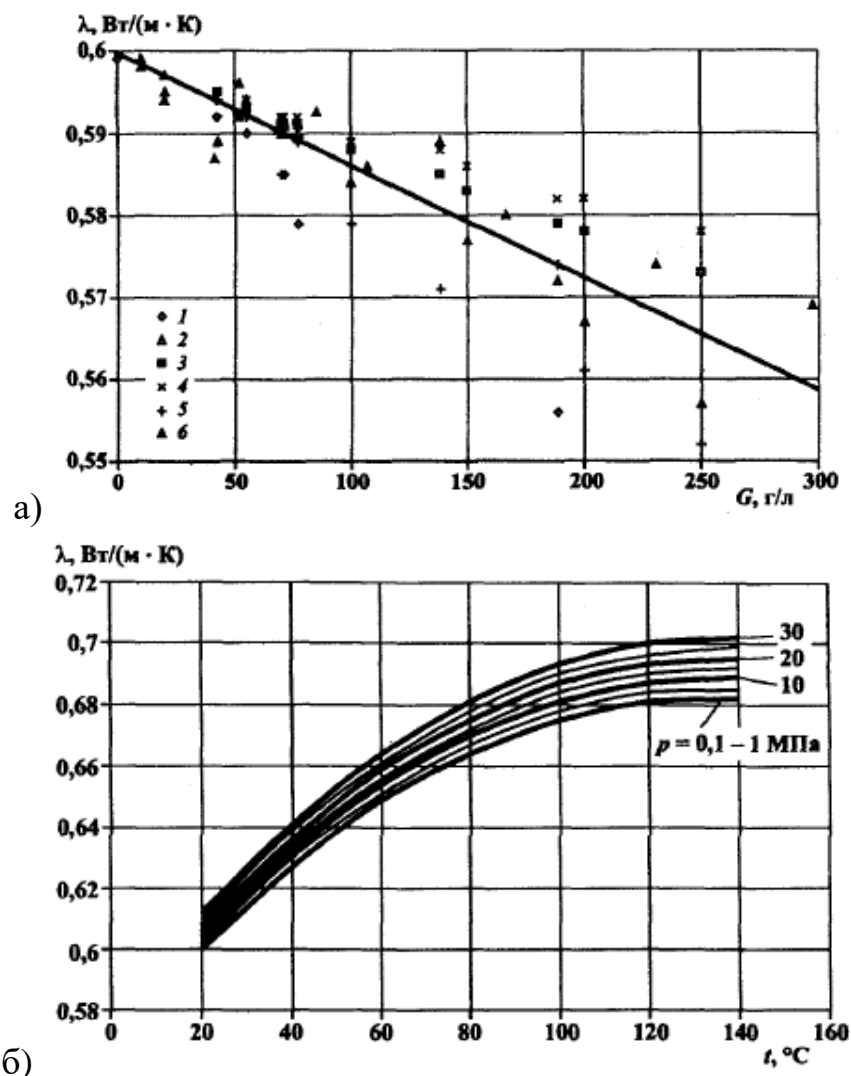


Рис. 1.7. Теплопроводность пластовой воды в зависимости от минерализации (а) и термобарических условий (б)

1.3. ДВИЖЕНИЕ ГЕЛЕОБРАЗУЮЩИХ СОСТАВОВ В ПОРИСТОЙ СРЕДЕ

Гелеобразующие составы применяются как средство, позволяющее выравнять неоднородность пористой среды по проницаемости. Высокомолекулярный химический реагент способен создавать в пористой среде водоудерживающий экран. Вследствие снижения подвижности воды повышается охват пласта заводнением.

Коэффициент подвижности – показатель эффективности вытеснения, отношение подвижности вытесняющего флюида к подвижности вытесняемого [Бондаренко, с.12]:

$$M = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} = \frac{k_w/\mu_w}{k_o/\mu_o} = \frac{k_w * \mu_o}{k_o * \mu_w}, \quad (1.12)$$

где λ_o, λ_w – подвижности нефти и воды соответственно, мкм²/(мПа·с);

k_o, k_w – относительные проницаемости по нефти и воде соответственно, мкм²;

μ_w, μ_o – вязкости водной и нефтяной фаз соответственно, мПа·с.

Для большинства продуктивных пластов не наблюдается стремление данного параметра к 1. Неоднородность по проницаемости приводит к прорыву воды к добывающим скважинам по высокопроводящим каналам.

Гелевый экран образуются в пласте из водных растворов полимеров и реагентов-сшивателей. Адсорбция полимера вызывает уменьшение сечения потока, снижается проницаемость, происходит ограничение водопритока, создается остаточный фактор сопротивления [Трифонов, Саттаров, Хурматуллин, с.27].

Коэффициент сопротивления – отношение подвижностей воды и полимера, описывающий понижение подвижности воды [Химченко, с.15]:

$$R_F = \frac{\lambda_w}{\lambda_p} = \frac{k_w/\mu_w}{k_p/\mu_p}. \quad (1.13)$$

Коэффициент остаточного сопротивления – отношение подвижностей воды перед растворением полимера и после добавления реагента:

$$R_{RF} = \frac{\lambda_1}{\lambda_{1a}} = \frac{k_w/\mu_w \text{ до введения полимера}}{k_w/\mu_w \text{ после введения полимера}} \quad (1.14)$$

Физический смысл коэффициента – характеристика степени снижения фазовой проницаемости воды после заполнения порового пространства гелем.

Является основным показателем того, что происходит закупорка каналов фильтрации.

На процесс гелеобразования оказывает влияние тепловая энергия пласта. Водные растворы полимеров превращаются в гели при достаточно высоких температурах, в условиях пониженных температур составы маловязкие. Время гелеобразования подбирается под конкретные пластовые условия- температура, давление, минерализация [Алтунина, с.1034].

Вязкость обратно пропорциональна величине текучести и определяется взаимодействиями молекул, внутреннее трение системы зависит от интенсивности теплового движения гидродинамических частиц, их размеров, формы, расположения относительно друг друга и действием межмолекулярных сил [Кочуров, с.2].

Средняя скорость сдвига в пористой среде определяется скоростью фильтрации и размерами частиц среды:

$$\gamma = \frac{v}{r} = \frac{3n + 1}{4\pi} * \frac{12 * (1 - m)v}{D_p m^2}, \quad (1.15)$$

где v – скорость фильтрации; m – пористость; n – показатель течения; D_p – диаметр частицы пористой среды: $D_p = \frac{1-m}{m} * \sqrt{\frac{150k}{m}}$, k – проницаемость.

Вискозиметрические исследования показывают, что характер течения растворов полимеров зависит от скорости сдвига – неньютоновское поведение жидкости. По мере возрастания скорости сдвига до определенного значения наблюдается снижение эффективной вязкости и фактора сопротивления – явление псевдопластического движения. При последующем увеличении скорости фильтрации фактор сопротивления стабилизируется, наблюдается ньютоновское течение. Дальнейший рост вызывает усиление фактора сопротивления – дилатантный характер течения [Баямирова, Утеулинов, с. 91].

Согласно теории Аррениуса-Френкеля-Эйринга, зависимость вязкости от температуры определяется выражением:

$$\eta = A * e^{\frac{E}{RT}}, \quad (1.16)$$

где A – константа, которая не зависит от температуры; E – энергия активации течения; R – универсальная газовая постоянная; T – абсолютная температура.

Энергия активации – минимальная энергия реагирующих частиц, которой достаточно для их столкновения и возникновения реакции. Принцип определения энергии активации показан на рисунке 1.8

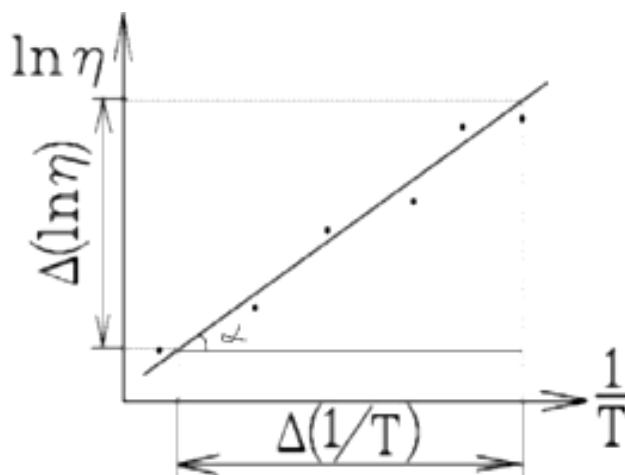


Рис. 1.8. Зависимость вязкости гелевого состава от температуры

Значение энергии активации определяется коэффициентом α угла наклона линии зависимости вязкости от температуры в координатах $\ln \eta - T^{-1}$:

$$E = k * \frac{\Delta(\ln \eta)}{\Delta\left(\frac{1}{T}\right)}, \quad (1.17)$$

где k – постоянная Больцмана.

На рисунке 1.9 представлен пример зависимости вязкости гелеобразующего состава с концентрацией 1 мас. % от температуры при различной минерализации (г/л): 1-60, 2-30, 3-15, 4-7,5, 5-0.

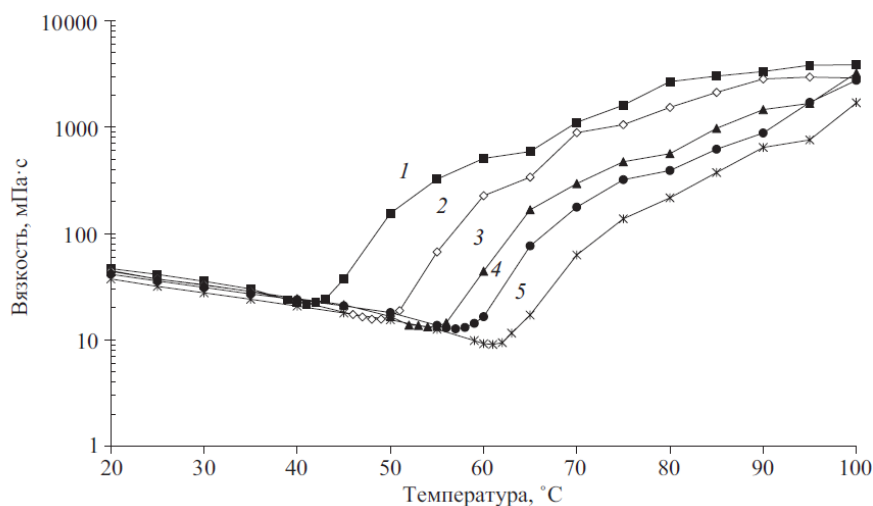


Рис.1.9. Зависимость вязкости раствора от температуры

Зависимость эффективной вязкости от концентрации растворенного полимера, по уравнению Флори-Хаггинса, определяет процесс вытеснения, описывает изменение соотношения вязкостей воды и нефти:

$$\eta' = \eta * [1 + a_1 * C + a_2 * C^2 + a_3 * C^3], \quad (1.18)$$

где η' – вязкость полимерного раствора, η – вязкость растворителя, a_i – константы, C – концентрация полимера.

Полимерные составы подвержены различным видам деструкции, поэтому данная технология имеет границы применимости (Таблица 2) по различным параметрам [Бондаренко, с.27, Тома, Саюк, с.60]:

Таблица 2

Оптимальные параметры полимерного заводнения

Параметр	Оптимальное значение	
	Минимум	Максимум
Проницаемость, мкм ²	0.01	1.5
Пористость, %	7	32
Эффективная мощность пласта, м	2	-
Обводненность, %	70	95
Среднесуточная приемистость, м ³ /сут	100	-
Среднесуточный дебит нефти, м ³ /сут	2.5	-
Среднесуточный дебит жидкости, м ³ /сут	30	-
Текущая нефтенасыщенность, д.ед.	0.45	-
Плотность нефти, кг/м	960	1070
Вязкость нефти, мПа·с	2	125
Минерализация пластовой воды, г/л	120	140
Глубина, м	1500	3000
Температура, °C	33	120

1.4. НЕИЗОТЕРМИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ ФИЛЬТРАЦИИ

Принято считать, что благодаря большой площади контакта скелета породы и насыщающих фаз, разность температур между компонентами выравняется мгновенно. Такое допущение позволяет не учитывать разницу температур между твердой и жидкими фазами. Однако, процесс выравнивания температур более сложен и зависит от ряда факторов.

В качестве первого приближения допустимо рассматривать закон теплопередачи Ньютона [Чекалюк, с.22]:

$$q = \alpha\Omega(T - \theta), \quad (1.19)$$

где q - мощность теплового потока, нагревающего единицу объема пористого тела, α - коэффициент теплоотдачи, Ω - поверхность смачивания в единице объема среды, T и θ - температура жидкости и скелета соответственно.

Изменение температурного поля пласта описывается уравнением теплопроводности [Ибатуллин, с. 45]. В одномерном случае изменение пластовой температуры во времени имеет вид:

$$\lambda_{Tx} \frac{\partial^2 T}{\partial x^2} - v_{ж} C_{ж} \rho_{ж} \frac{\partial T}{\partial x} + \lambda_{Tz} \frac{\partial^2 T}{\partial z^2} = C \rho \frac{\partial T}{\partial t}, \quad (1.20)$$

где λ_T - коэффициент теплопроводности, $v_{ж}$, $C_{ж}$ - скорость фильтрации и удельная объемная теплоемкость жидкости, C - удельная объемная теплоемкость системы, определяемая правилом аддитивности.

Первое слагаемое в левой части уравнения моделирует изменение температуры за счет теплопроводности, второе включает конвективный перенос тепла, третье слагаемое описывает теплопотери в кровлю и подошву.

Ловерье предложил решение уравнения неразрывности температуры с допущениями, что теплоемкость нагретого пласта пренебрежимо мала, его теплопроводность в вертикальном направлении бесконечно велика, потери тепла происходят в кровлю и подошву бесконечной толщины [Теслюк, с. 252]:

$$\frac{T(\xi, t) - T_0}{T_3 - T_0} = \operatorname{erfc} \left[\frac{\xi}{2\sqrt{b(\tau - \xi)}} \right] \sigma(\tau - \xi), \quad (1.21)$$

где T_3 – температура на забое, T_0 – начальная пластовая температура, $T(r, t)$ – температура на расстоянии r через время t , $\operatorname{erfc}(x) = 1 - \operatorname{erf}(x)$.

Параметр ξ выражает соотношение между потерями и сообщаемым теплом:

для плоскопараллельного случая

$$\xi = \frac{4\lambda_1 x}{v_B C_B \rho_B h^2},$$

для плоскорадиального случая

$$\xi = \frac{4\pi\lambda_1 r^2}{v_B C_B \rho_B h}.$$

Коэффициент b является отношением теплоемкостей пласта и окружающих пород, τ – безразмерное время, $\sigma(\tau - \xi)$ – функция Хевисайда:

$$b = \frac{C_{\Pi} \rho_{\Pi}}{C_{\text{оп}} \rho_{\text{оп}}}, \quad \tau = \frac{4\lambda_{\Pi} t}{C_{\Pi} \rho_{\Pi} h^2}, \quad \sigma(\tau - \xi) = \begin{cases} 1, & \text{при } \tau > \xi \\ 0, & \text{при } \tau \leq \xi \end{cases}$$

В случае непрерывной закачки воды для определения забойной температуры применима формула А.Ю. Намиота, учитывающая теплопотери по стволу скважины [Чекалюк, с. 89]:

$$T_3 = \theta_0 + \frac{\Gamma_T}{\beta_0} (\beta_0 H - 1) + \left(T_y - \theta_0 - \frac{\Gamma_T}{\beta_0} \right) \exp(-\beta_0 H), \quad (1.22)$$

$$\beta_0 = \frac{2\pi\lambda_{\text{оп}}}{q_B C_B \rho_B \ln \frac{r(t)}{r_c}}, \quad r(t) = 2\sqrt{\chi_{\text{оп}} t},$$

где θ_0 – температура на глубине, на которой прекращаются сезонные колебания температуры, $^{\circ}\text{C}$; Γ_T – геотермический градиент, $\text{м}^{\circ}\text{C}$; H – глубина, м; $\chi_{\text{оп}}$, $\lambda_{\text{оп}}$ – коэффициенты температуропроводности и теплопроводности окружающих пород.

Математическими моделями, описывающими конвективный перенос тепла в пласте, тепловой поток в кровлю и подошву, пропорциональный разности начальной и средней температуры, радиальную теплопроводность, занимались Рубинштейн, Авдонин, Золотухин [Морозов, с. 273].

Для инженерных расчетов пластовой температуры применяется уравнение Н.А. Авдониной [Авдонин, с. 39]:

$$T(r, t) = \frac{\zeta^v}{\Gamma(v)} \int_0^1 \exp\left(-\frac{\zeta}{u}\right) \operatorname{erfc}\left(\frac{b\sqrt{t}u}{2\sqrt{1-u}}\right) \frac{du}{u^{1+v}}, \zeta = \frac{r^2}{4t}. \quad (1.23)$$

В работе А.Б. Золотухина представлено решение задачи теплопроводности при заданном нестационарном коэффициенте теплообмена с окружающими пласт породами [Чупров, с. 87]:

$$T(r, t) = \frac{1}{\Gamma(v)} \int_{\zeta}^{\infty} \exp\left[-u - \frac{4b\sqrt{t}}{\sqrt{\pi}} \left(1 - \sqrt{1 - \frac{\zeta}{u}}\right)\right] \frac{du}{u^{1-v}}. \quad (1.24)$$

И.А. Чарный определил распределение температур в пласте следующими выражениями [Басниев с. 220]:

$$T - \theta = -\frac{C_{ж}q_{ж}}{\alpha\Omega} \frac{\partial T}{\partial V} - \frac{m\gamma_{ж}}{\alpha\Omega} \frac{\partial T}{\partial t}; \quad T - \theta = \frac{c\gamma(1-m)}{\alpha\Omega} \frac{\partial \theta}{\partial t}, \quad (1.25)$$

где $V = \int Fdl$ – объем твердой фазы, l – длина по пути фильтрации, $q_{ж}$ – объемный расход жидкости.

Э.Б. Чекалюк построил аналитическую модель нестационарного теплового потока при постоянном отборе жидкости из неограниченного пласта [Чекалюк, с. 80]:

$$\Delta T = -\varepsilon \frac{\mu Q}{4\pi kh} \left[E_1\left(\frac{r^2}{4\chi t}\right) - \left(1 + \frac{\eta^*}{\varepsilon}\right) \times E_1\left(\frac{r^2}{4\chi t} + ae^{-\frac{r^2}{4\chi t}}\right) \right], \quad (1.26)$$

$$\eta^* = \frac{C_f}{C_{res}} \eta, \quad a = \frac{r^2}{4\chi} \frac{C_f}{C_{res}} \frac{Q}{\pi h}, \quad E_1(x) = \int_x^{\infty} \frac{e^{-\xi}}{\xi} d\xi.$$

Уравнение Чекалюка учитывает только конвективный перенос, теплопроводностью окружающих пород пренебрегается.

Ю.П. Желтов рассмотрел процесс поршневого вытеснения нефти водой при закачке воды с отличной температурой от пластовой [Желтов, с. 257]:

$$\left(\frac{\partial(v_{\text{вх}} C_{\text{в}} \rho_{\text{в}} T)}{\partial x} \Delta x + \frac{v_{\text{мх}}}{\partial x} \Delta x \right) h \Delta t$$

$$= \Delta[(C_{\text{т}} \rho_{\text{т}}(1 - m) + m(C_{\text{в}} \rho_{\text{в}} S + C_{\text{н}} \rho_{\text{н}} S_{\text{н.о}}))T] - 2q_{\text{т}} \Delta x \Delta t \quad (1.27)$$

А.Ш. Рамазанов предложил аналитическую модель изменения температуры в насыщенном пористом пласте при переменном забойном давлении [Рамазанов, Нагимов, с. 3]:

$$T(r, t) = y \left(\sqrt{r^2 + 2a(P_{\text{пл}} t - s(t))} + \varepsilon [P_{\text{пл}} - p(r, t)] - (\varepsilon + \eta^*) \cdot \right.$$

$$\left. \cdot \left[P_{\text{пл}} - p \left(\sqrt{r^2 + 2a(P_{\text{пл}}(z - t) - s(z) + s(t)), t} \right) \right] \right]; \quad (1.28)$$

$$T(r, t) = y \left(\sqrt{r^2 + 2a(P_{\text{пл}} t - s(t))} + \varepsilon [P_{\text{пл}} - p(r, t)] \right.$$

$$\left. - (\varepsilon + \eta^*) \left[P_{\text{пл}} - p(r, t) + p(r, z) - p \left(\sqrt{r^2 + 2a(P_{\text{пл}} z - s(z))}, z \right) \right] \right).$$

Модель имеет допущения: нефтяной пласт однороден и изотропен, влиянием изменения температуры на флюид и породу пренебрегается, сжимаемость жидкости бесконечно мала, теплопроводность отсутствует.

Модель Д.Ф. Исламова и А.Ш. Рамазанова учитывает изменение температуры в пласте за счет конвекции, теплопроводности и баротермического эффекта [Исламов, Рамазанов, с. 5]:

$$\left\{ \begin{array}{l} C_{\text{ref}} \frac{\partial T}{\partial t} + C_f v(r, t) \frac{\partial T}{\partial r} = \frac{\lambda}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial T}{\partial r} \right) - C_f \varepsilon v(r, t) \frac{\partial p}{\partial r} + \varphi C_f \eta \frac{\partial p}{\partial t}, \\ T(r, 0) = T_{\text{res}}^0, T(R, t) = T_{\text{res}}^0, \\ -\lambda \frac{\partial T}{\partial r} \Big|_{r=r_w} = \alpha (T_w(t) - T|_{r=r_w}), \\ \beta^* \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{\lambda}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{k(r)}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} \right), \\ p(r, 0) = P_{\text{res}}^0, \quad p(R, t) = P_{\text{res}}^0, \\ p_w(t) = p(r_w, t) - S \left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right), \\ p(0) = P_w, \\ Q(t) = 2\pi \left(r \sigma(r) \frac{\partial p}{\partial r} \right) - C_s \frac{dp}{dt}. \end{array} \right. \quad (1.30)$$

А.В. Паршин и А.Ш. Рамазанов исследовали формирование температурного поля при совместном притоке к скважине пластовой воды и газированной нефти [Рамазанов, Паршин, с. 17]:

$$\left\{ \begin{array}{l}
 WOR = \frac{k_3(S_w^e)\mu_1}{k_1(S_w^e)\mu_3}, \\
 u_1 = \frac{c_1(1-g_s) + c_2(g_s-g) + c_3(1-g) \cdot WOR}{(1-g)C(s)} \rho_1^e |v_1^e| R_e, \\
 t_1 = \frac{r_s^2 - r_w^2}{2u_1}, \\
 \varepsilon^* = \frac{\varepsilon_1 c_1(1-g_s) + c_2 \varepsilon_2(g_s-g) + c_3 \varepsilon_3(1-g) \cdot WOR - q \frac{dg}{dp} \frac{1-g_s}{1-g}}{c_1(1-g_s) + c_2(g_s-g) + c_3(1-g) \cdot WOR}, \\
 T(r_w, t) = \frac{\varepsilon^* \Delta P_1}{2 \ln\left(\frac{r_s}{r_w}\right)} \ln\left(1 + \frac{2u_1 t}{r_w^2}\right) - \\
 - \frac{ms_1^e q \rho_2^0 \Delta P_1}{C(s)} \left[1 - \frac{\ln\left(1 + \frac{2u_1 t}{r_w^2}\right)}{2 \ln\left(\frac{r_s}{r_w}\right)} \right], t \leq t_1 \\
 T(r_w, t) = \varepsilon^* \Delta P_1 + \frac{\varepsilon_{13} \Delta P_2}{2 \ln\left(\frac{R_e}{r_s}\right)} \ln\left(1 + \frac{2u_{13}(t-t_1)}{r_s^2}\right), t_1 < t < t_1 + t_2 \\
 T(r_w, t) = \varepsilon^* \Delta P_1 + \varepsilon_{13} \Delta P_2, t_1 + t_1 < t.
 \end{array} \right. \quad (1.29)$$

Н.В. Иванова рассчитала среднюю температуру по сечению пористого образца [Кучумов, Иванова, с. 37]. В представленной модели неограниченный однородный цилиндрический образец радиусом R насыщен несжимаемой жидкостью. Образец находится в состоянии теплового равновесия с окружающей средой, в начальный момент времени жидкость начинает движение с постоянной скоростью. Средняя температура с учетом теплотерь определяется выражением:

$$\left\{ \begin{array}{l} W = \varepsilon_l \frac{C_{ж} \mu}{C_{п} k} v^2, \\ Bi = \frac{K}{\lambda} R, \\ \xi = \mu_1^2 \frac{a L_i}{v R^2}, \\ T_{cp1}(t) = T_0 + \frac{1}{8} W \left(1 + \frac{4}{Bi} \right) \mu_1^2 \frac{L_i}{v}, \xi \geq 0.1 \\ T_{cp2}(t) = T_0 + \frac{1}{8} \frac{W}{a} R^2 \left(1 + \frac{4}{Bi} \right)^{(1-e^{-\xi})}, \xi \geq 0.1 \end{array} \right. \quad (1.31)$$

В работе Нагимова В.М. представлена модель определения температурного поля пласта при притоке флюида с заданным переменным дебитом из пласта [Нагимов, с. 15]:

$$\left\{ \begin{array}{l} p(r, t) = P_{пл} + \frac{Q_1 \mu}{4\pi k h} \left[E_1 \left(-\frac{r^2}{4\chi t} \right) + \sum_{i=2}^N \frac{Q_1 - Q_{i-1}}{Q_1} E_1 \left(-\frac{r^2}{4\chi(t-t_{i-1})} \right) \right] \\ \frac{dr^2}{dt} = -\frac{c_{gt} Q_1}{\pi h} \left[\exp \left(-\frac{r^2}{4\chi t} \right) + \sum_{i=2}^N \frac{Q_1 - Q_{i-1}}{Q_1} \exp \left(-\frac{r^2}{4\chi(t-t_{i-1})} \right) \right] \\ r^2(t=0) = r_1^2, \\ T(r, t) = y(r_1) + \varepsilon [P_{пл} - p(r_1, t)] - (\varepsilon + \eta^*) \int_0^t \psi(r_\tau, \tau) d\tau, \\ \psi(r_\tau, \tau) = \frac{\partial p(r_\tau, \tau)}{\partial \tau} = -\frac{Q_1 \mu}{4\pi k h} \left(\frac{e^{-\frac{r_\tau^2}{4\chi \tau}}}{\tau} + \sum_{i=2}^N \frac{Q_1 - Q_{i-1}}{Q_1} \frac{e^{-\frac{r_\tau^2}{4\chi(t-t_{i-1})}}}{(t-t_{i-1})} \right). \end{array} \right. \quad (1.32)$$

Аналитическая модель неизотермической однофазной фильтрации в пласте с вертикальной трещиной разработана Р.Ф. Шарафутдиновым и Ф.Ф. Давлетшиным [Шарафутдинов, Давлетшин, с 165]:

$$\left\{ \begin{array}{l}
P_r(x, y, t) = \left[(C_1 \exp^{\lambda x} + C_2 \exp^{-\lambda x}) \frac{(L_y - y)}{L_y} + P_0 \right] \delta(t), \\
P_f(x, y, t) = [C_1 \exp^{\lambda x} + C_2 \exp^{-\lambda x} + P_0] \delta(t), \\
\lambda = \sqrt{\frac{\chi_r}{\chi_f w_f L_y}}, \\
C_1 = -\frac{Q\mu}{k_f w_f h_r \lambda (\exp^{2\lambda x} - 1)}, \\
C_2 = -\frac{Q\mu}{k_f w_f h_r \lambda} \left(1 + \frac{1}{\exp^{2\lambda x} - 1} \right), \\
T_r(x, y, t) = \varepsilon (P_r(x, y_1, t) - P_r(x, y, t)) - \eta^* (P_0 - P_r(x, y_1, t)), \\
y_1 = y + \frac{\rho c k_f (P_0 - P_f(x, t))}{C_r \mu L_y}.
\end{array} \right. \quad (1.33)$$

Модель Д.Ф. Исламова и А.А. Садретдинова позволяет определять температурное поле в пластах с различной проницаемостью в случае закачки, отбора и восстановления температуры при остановке скважины. Изменение температуры в случае прекращения работы скважины происходит за счет теплопроводности среды и одномерного вертикального теплопереноса. Расчеты позволяют сделать вывод, что температура непроницаемых пропластков восстанавливается значительно быстрее [Исламов, Садретдинов, с.28].

$$\left\{ \begin{array}{l}
C_{ref}(z) \frac{\partial T}{\partial t} + C_f(z) v(r, z) \frac{\partial T}{\partial r} = \\
= \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(\lambda(r, z) r \frac{\partial T}{\partial r} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\lambda(r, z) r \frac{\partial T}{\partial z} \right) + \Phi(r, z), \\
\Phi(r, z) = -C_f(z) v(r, z) \varepsilon \frac{\partial p}{\partial r} + \varphi C_f(z) \eta \frac{\partial p}{\partial t}, \\
\frac{\partial T}{\partial r} \Big|_{r=r_w} = 0, \quad v|_{r=r_w} \leq 0; \\
T|_{r=r_w} = T_{inj}, \quad v|_{r=r_w} > 0;
\end{array} \right. \quad (1.34)$$

ГЛАВА 2. РАСЧЕТ ТЕПЛОВОГО ПОЛЯ ПЛАСТА

2.1. ФАКТИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ

Для исследования изменения температуры призабойной зоны нагнетательной скважины подобран участок (Рисунок 2.1а) в районе некоторой нагнетательной скважины одного из месторождений Западной Сибири по следующим причинам:

- 1) для данной скважины ежегодно применяются осадко-гелеобразующие технологии на основе ПАА;
- 2) скважины этого участка имеют обширные данные термометрии (Рисунок 2.1(б)).

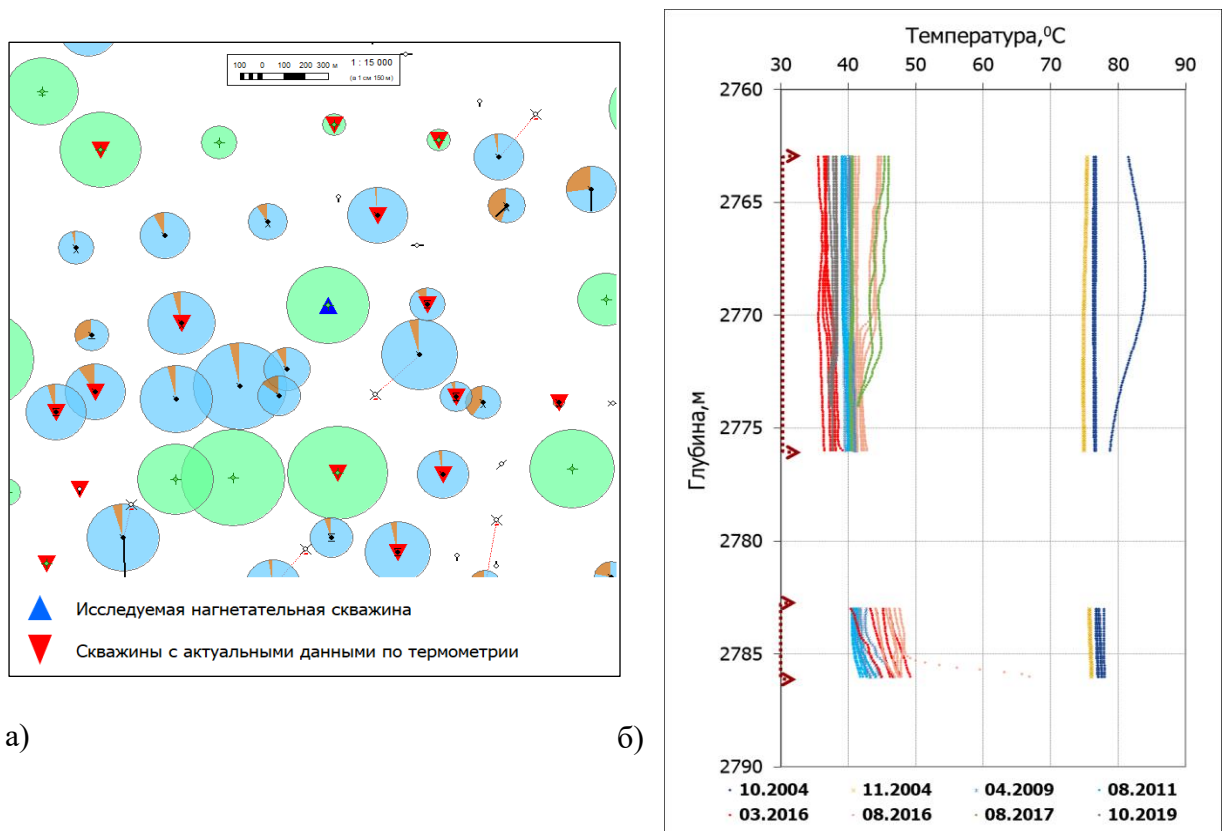


Рис. 2.1. а) участок моделирования, б) термометрия скважины

Данные термометрических исследований скважины, проведенных в различные годы, показывают, что температура жидкости в стволе добывающей скважины составляет 76-78 градусов. На глубинах 2763-2776 м средняя температура воды в нагнетательной скважине 40 °C, для нижележащего пропластка (2783-2786 м) температура 43 °C.

Геолого-физическая характеристика продуктивного пласта представлена в таблице 3.

Таблица 3

Свойства пласта

Свойство	Значение	Размерность
Начальная пластовая температура	83	$^{\circ}\text{C}$
Температура закачиваемой воды	40	$^{\circ}\text{C}$
Вязкость нефти при 20°C	2,65	мПа·с
Вязкость нефти при 83°C	1,48	мПа·с
Вязкость воды	0,38	мПа·с
Средняя общая толщина	14	м
Средняя нефтенасыщенная толщина	14	м
Пористость	0,2	д.ед.
Средняя проницаемость	47	$\cdot 10^{-3}$ мкм ²
Начальное пластовое давление	24	МПа
Плотность нефти	0,858	кг/м ³

На рисунке 2.2 представлено сопоставление данных закачки воды по месяцам нескольких нагнетательных скважин и замеров температуры призабойной зоны.

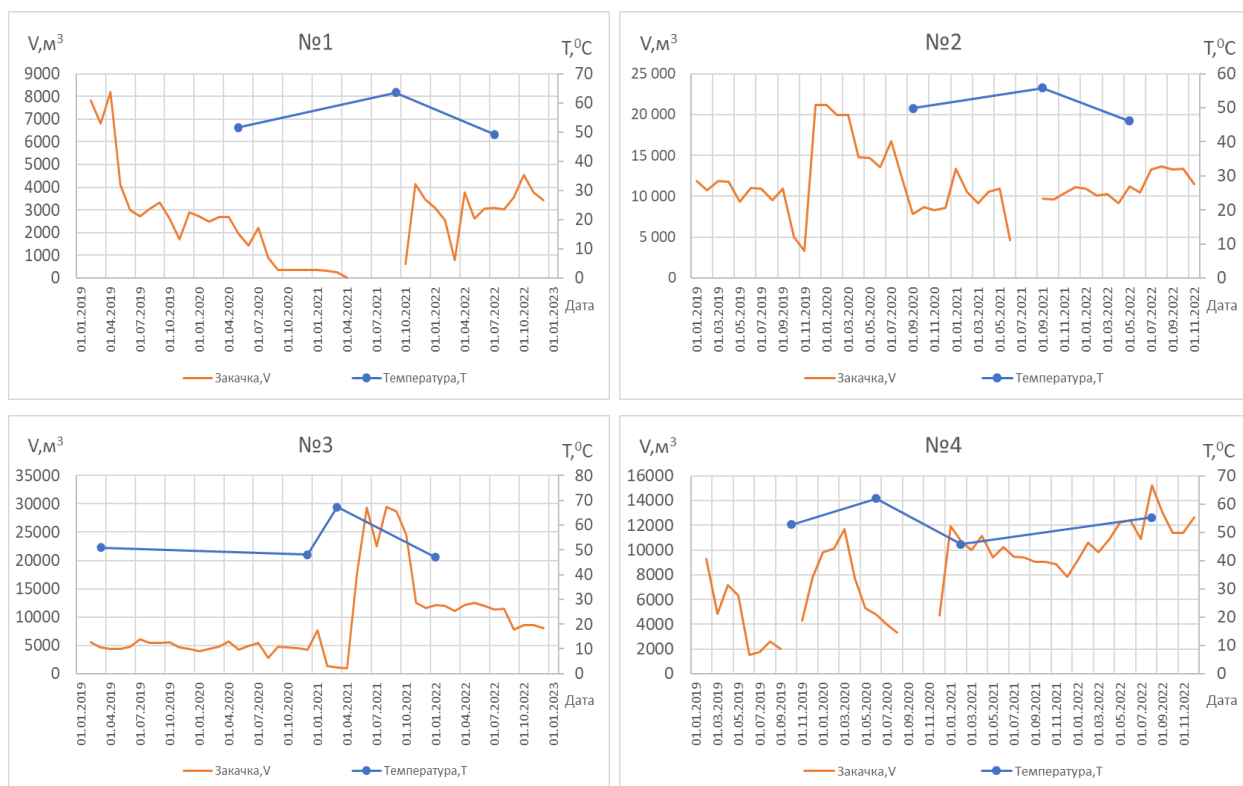




Рис. 2.2. Термометрия нагнетательных скважин в динамике

Имеющиеся данные позволяют сделать вывод, что температура воды в стволе нагнетательной скважины зависит от динамики закачки воды. При увеличении объемов закачки температура призабойной зоны снижается. При остановке скважины или снижении приемистости температура воды возрастает.

На данном объекте результатам лабораторных испытаний рекомендуем к применению термостабильный реагент марки PetroRAM P-104T на основе полиакриламида. Для полимера этой марки характерна замедленная кинетика гелеобразования. При нормальных условиях время гелеобразования раствора составляет более 10 дней. При пластовых температурах выше 80 °С гелеобразование происходит в течение 3-8 часов. Визуально в момент гелеобразования гель можно охарактеризовать как пластичный, подвижный, без фиксации языка. С течением времени гель упрочняется, становится менее подвижным и фиксирует язык (Таблица 4).

Таблица 4

Гелеобразующая способность полиакриламида

Марка ПАА	Время гелеобразования, ч			Время выдержки, дн.	Визуальная оценка качества геля	Фотоизображени е
	25 °С	70 °С	90 °С			
PetroRAM P-104T	>240	8,3	3,2	1	Пластичный, подвижный гель – фиксируется длинный тонкий язык	
				5	Пластичный, умеренно подвижный гель – фиксируется длинный толстый язык	

2.2. АНАЛИТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ

Рассмотрим неизотермический процесс поршневого вытеснения нефти водой в элементе пласта (Рисунок 2.3). Для задачи, когда в пласт закачивается вода, имеющая отличную от пластовой температуру, требуется применение уравнения переноса тепла в пласте [Желтов, с. 157].

Перенос тепла происходит за счет:

- 1) конвекции через правую грань элемента со скоростью:

$$v_{\text{вх}} C_{\text{в}} \rho_{\text{в}} T + \frac{\partial(v_{\text{вх}} C_{\text{в}} \rho_{\text{в}} T)}{\partial x} \Delta x,$$

где $v_{\text{вх}} C_{\text{в}} \rho_{\text{в}} T$ – скорость ввода тепла через левую грань, $v_{\text{вх}}$ – скорость фильтрации воды, $C_{\text{в}}$ – удельная теплоемкость воды, $\rho_{\text{в}}$ – плотность воды;

- 2) теплопроводности, при условии, что рассматриваемый элемент получает тепло через левую грань со скоростью $v_{\text{вх}}$ и отдает его через правую грань со скоростью:

$$v_{\text{отх}} + \frac{\partial v_{\text{отх}}}{\partial x} \Delta x,$$

при этом скорость отдачи тепла в кровлю и подошву составляет q_T .

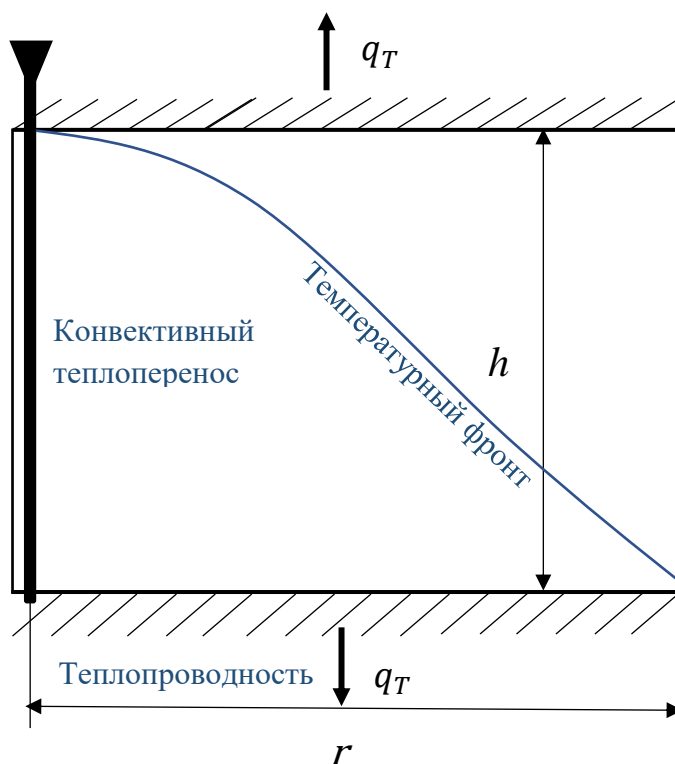


Рис.2.3. Перенос тепла в пласте

Уравнение теплопереноса в пористой среде при закачке жидкости в безразмерном имеет вид [Чупров, с.41]:

$$\frac{\partial^2 u_1}{\partial r^2} + \frac{1 - 2v}{r} \frac{\partial u_1}{\partial r} - 2F(\tau) \cdot u_1 = \frac{\partial u_1}{\partial \tau}, \quad (2.1)$$

где u_1 – безразмерная температура, $F(\tau)$ – безразмерный коэффициент теплообмена, v – безразмерный конвективный параметр, τ – критерий Фурье, r – безразмерная координата.

Граничные условия поставленной задачи:

$$u_1(0, \tau) = 1; u_1(\infty, \tau) = 0; u_1(r, 0) = 0. \quad (2.2)$$

И.Ф. Чупров представил аналитическую модель теплопереноса [Чупров, с.51]:

$$u_1(r, \tau) = \frac{2r^2}{\pi} \cdot \exp\left(-2 \int F(\tau) d\tau\right) \times \\ \times \int_0^\infty \frac{\exp(-\lambda^2 \tau) \cdot \lambda \cdot d\lambda}{J_v^2(\lambda) + Y_v^2(\lambda)} \int_0^\tau \exp\left(2 \int F(\xi) d\xi + \lambda^2 \xi\right) d\xi, \quad (2.3)$$

где J и Y – функции Бесселя 1-го и 2-го родов, $\xi = \frac{4\pi\lambda_1 r^2}{q_{в} C_{в} h^2}$ – безразмерный параметр, учитывающий темп закачки.

В данном решении коэффициент теплообмена характеризуется выражением:

$$F(\tau) = \frac{2b}{\sqrt{\pi\tau}}, b = \sqrt{\frac{\lambda_2 C_2 \rho_2}{\lambda_1 C_1 \rho_1}}. \quad (2.4)$$

При допущении, что коэффициент теплообмена является постоянной величиной, решение принимает вид:

$$u_1(r, \tau) = \frac{2r^2}{\pi} \cdot \exp(-2F) \times \\ \times \int_0^\infty \frac{(\exp(2F + \lambda^2)\tau - 1) \exp(-\lambda^2 \tau) \cdot \varphi_\lambda(r) \cdot \lambda d\lambda}{(2F + \lambda^2)(J_v^2(\lambda) + Y_v^2(\lambda))}. \quad (2.5)$$

Пласты, имеющие большую мощность, можно считать теплоизолированными, коэффициент теплообмена в таком случае зануляется:

$$u_1(r, \tau) = 1 - \frac{2r^v}{\pi} \cdot \int_0^{\infty} \frac{\exp(-\lambda^2 \cdot \tau) \cdot \varphi_{\lambda}(r) \cdot d\lambda}{\lambda(J_v^2(\lambda) + Y_v^2(\lambda))}. \quad (2.6)$$

Описанное выше решение отражает температурное поле пласта при различных коэффициентах теплообмена. Уравнение становится непригодным для численных расчетов при больших значениях скорости закачки воды в пласт. Для инженерных расчетов требуется использовать более простую приближенную формулу.

Для упрощенного решения задачи принимаются граничные условия:

$$u_1(0, \tau) = 1, u_1(\infty, t) = 0, u_1(r, 0) = 0. \quad (2.7)$$

Расчетная формула получена путем аппроксимации теплового поля в виде параболы n -й степени, введения радиуса теплового влияния и сохранения баланса тепла.

Аппроксимация температуры пласта:

$$\begin{cases} T_1 = A \cdot r^n + B, \\ T|_{r=0} = T_B = A \cdot 0^n + B, \\ T|_{r=l} = T_0 = A \cdot l^n + B. \end{cases} \quad (2.8)$$

Тогда:

$$\begin{aligned} T_1 &= T_B - (T_B - T_0) \cdot \left(\frac{l}{l(\tau)}\right)^n, \\ u_1 &= \frac{T_1 - T_0}{T_B - T_0}, \\ u_1 &= 1 - \left(\frac{l}{l(\tau)}\right)^n, r \in [0, l]. \end{aligned} \quad (2.9)$$

Определение радиуса влияния позволит найти безразмерную температуру в любой момент времени.

Безразмерное количество тепла, накопленное в пласте за время τ , сосредоточенное в радиусе $l(\tau)$, описывается функцией:

$$\theta(\tau) = \int_0^{\infty} u_1(0, \tau) r dr. \quad (2.10)$$

Радиус теплового влияния определяется после интегрирования и решения обыкновенного дифференциального уравнения:

$$\theta = \frac{n \cdot l^2(\tau)}{2(n+1)}, \theta = \exp\left(-2 \int F(\tau) d\tau\right) \left(2v \int \exp(F(\tau) d\tau + c)\right), \theta(0) = 0.$$

В случае теплоизолированного пласта решение имеет вид:

$$\begin{cases} l(\tau) = 2 \sqrt{v\tau \left(1 + \frac{1}{n}\right)} \\ u_1(r, \tau) = 1 - \left(\frac{r}{2 \sqrt{v\tau \left(1 + \frac{1}{n}\right)}}\right)^n. \end{cases} \quad (2.11)$$

Коэффициент теплообмена можно получить из выражения:

$$F(\tau) = \frac{2b^2(1 - \exp(4b^2\tau) \cdot \operatorname{erfc}(2b\tau))}{4b \frac{\sqrt{\tau}}{\pi} + \exp(4b^2\tau) \cdot \operatorname{erfc}(2b\tau) - 1} \sim \frac{2b}{\sqrt{\pi\tau}}, \quad b = \sqrt{\frac{\lambda_2 C_2 \rho_2}{\lambda_1 C_1 \rho_1}}. \quad (2.12)$$

С учетом вышеизложенных уравнений тепловое поле пласта можно определить, как

$$u_1(r, \tau) = 1 - \left(\frac{r}{\sqrt{\frac{2v \left(1 + \frac{1}{n}\right)}{d^2} (\exp(-2d\sqrt{\tau}) + 2d\sqrt{\tau} - 1)}}\right)^n, \quad (2.13)$$

$$d = \frac{4b}{\sqrt{\pi}}, \quad v = \frac{q_2 C_2 \rho_2}{4\pi \lambda_1 h}.$$

где $C_i \cdot \rho_i$ – объемная теплоемкость, кДж/м³·°С, λ – теплопроводность, кДж/(м³·с·°С). Индекс 1 представленных выражениях относится к продуктивному пласту, 2 – к окружающим породам.

Решение задачи температурного поля пласта, исключаящее кондуктивный перенос, учитывающее конвективный теплоперенос и теплопроводность примет вид:

$$u_1(r, \tau) = 1 - \frac{r^2}{\frac{3(2\nu - 1)}{2d^2} (\exp(-2d\sqrt{\tau}) + 2d\sqrt{\tau} - 1)}. \quad (2.14)$$

Средняя температура при изменении температуры по разрезу от кровли к подошве пласта:

$$\bar{\theta} = \frac{1}{h} \int_0^h \operatorname{erfc}\left(\frac{z}{2\sqrt{at}}\right) dz = \operatorname{erfc}\left(\frac{h}{2\sqrt{at}}\right) + \frac{2}{\sqrt{\pi}} \sqrt{\frac{at}{h^2}} \left(1 - \exp\left(-\frac{h^2}{4at}\right)\right). \quad (2.15)$$

Результаты расчетов показывают, что больший вклад в изменение теплового поля вносит конвективный теплоперенос.

Расчет теплового пласта в рамках рассматриваемой модели позволяет получить распределение температур пласта в безразмерных координатах (Рисунок 2.4). Для расчета теплового поля принята скорость закачки холодной воды 120 м³/сут.

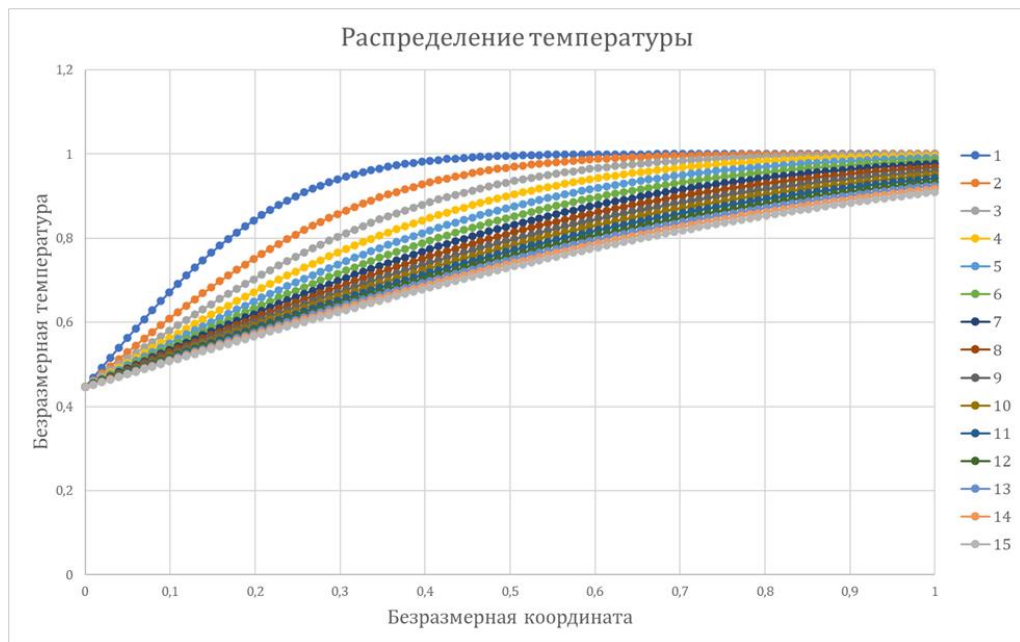


Рис.2.4. Результаты расчета аналитической модели

Модель не описывает изменение температуры по толщине и глубине пласта, она принята постоянной. Пласт однороден и изотропен. Тепло в пласте распространяется посредством вынужденной конвекции в горизонтальном направлении. Потери тепла в окружающие породы происходят за счет теплопроводности.

2.3. ГИДРОДИНАМИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ

Неизотермическая 3D модель участка построена в гидродинамическом симуляторе Tempest MORE. Температурное поле пласта рассчитывается при подключении термальной опции, в основе которой лежит уравнение изменения внутренней энергии. Численная модель позволяет учесть удельные теплоемкости, коэффициенты теплопроводности и температурного расширения нефти, воды и коллектора, теплотери на кровле и подошве.

Для построения модели использовались данные, описанные в таблице 3. В гидродинамической модели пласта не учитывается изменение температуры воды при ее движении по стволу скважины от устья до забоя. В качестве температуры закачиваемой воды принимается значение термометрии скважины.

Геолого-гидродинамическая модель построена с шагом расчетной сетки по координате 100 метров (Рисунок 2.5). Принимаем, что призабойной зоной является ячейка модели, в которой расположена скважина. Поэтому шаг расчетной сетки оказывает влияние на значение средней температуры призабойной зоны и точность определения фронта охлаждения пласта.

Гелевые экраны способны продвигаться в поровом пространстве на расстояние менее 100 метров. Расчеты, выполненные с учетом мощности интервала поглощения по ПГИ, пористости и объема закачки рабочего состава, показывают, что радиус проникновения закачиваемого раствора составляет от 11 до 20 метров.

Для проведения анализа чувствительности модели к шагу расчетной сетки создано несколько гидродинамических моделей участка вблизи исследуемой нагнетательной скважины (Рисунок 2.5): с локальным измельчением размера ячейки до 50, 25 и 10 метров. Такая детализация потребовалась на основании расчета радиуса проникновения рабочего раствора в пласт. Расчет шага сетки менее 10 метров требует больших вычислительных мощностей.

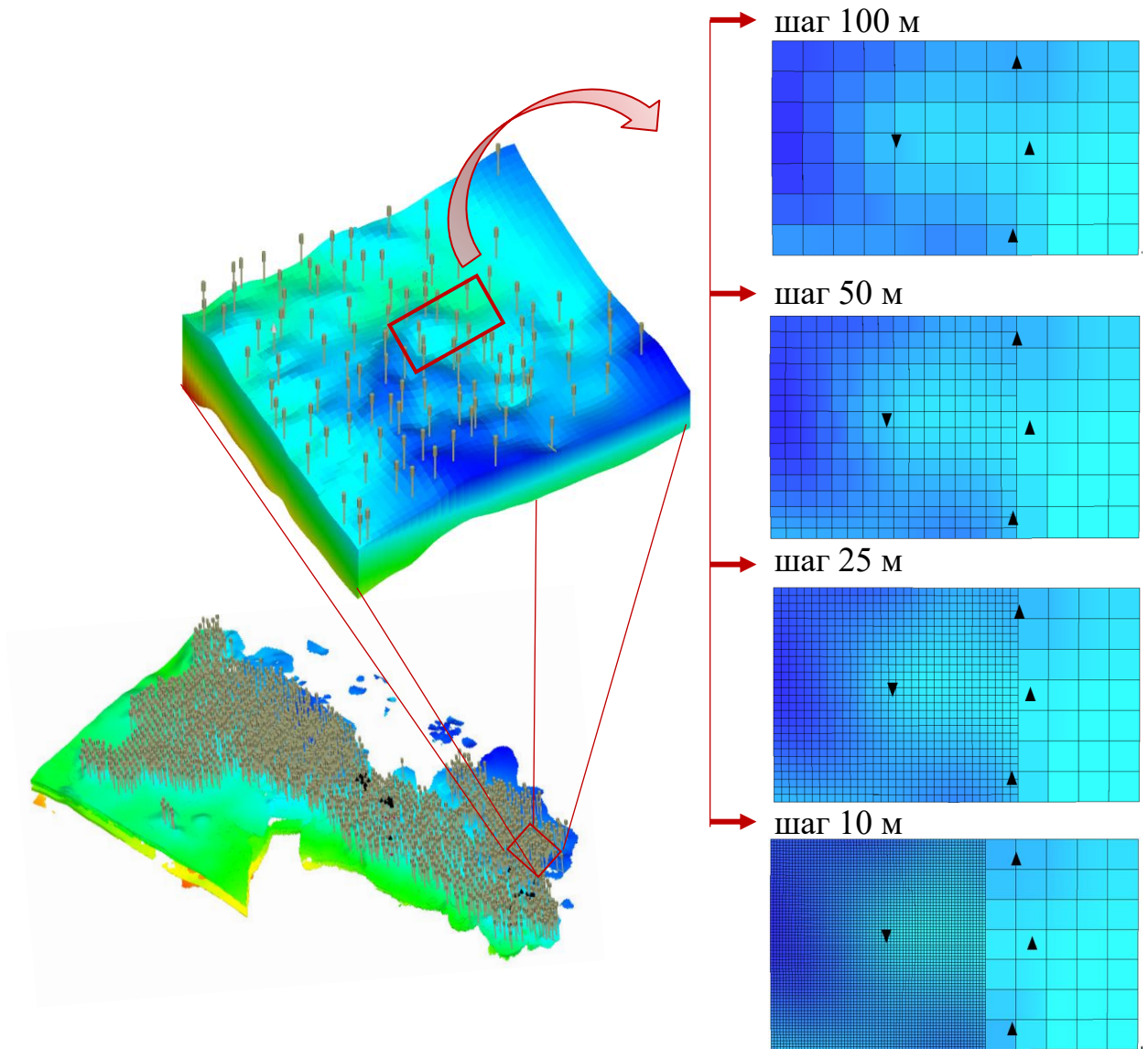


Рис.2.5. Размер расчетной сетки

При стандартном подходе к созданию геолого-гидродинамических моделей неколлектор – непроницаемая для флюидов порода, задается неактивными ячейками расчетной сетки, которые не участвуют в фильтрации и теплопроводности, они имеют нулевые значения песчаности, пористости, проницаемости. На рисунке 2.6 (а) представлен разрез по исследуемой скважине, активные ячейки модели выделены синим цветом. При введении таких допущений неизотермическая гидродинамическая модель не способна давать адекватную оценку изменения температурного режима пласта, так как в перераспределении тепла должны участвовать все горные породы.

Для расчета теплового поля пласта в гидродинамической модели требуется учесть теплопроводность неколлектора. В таком случае все ячейки в модели становятся активными (Рисунок 2.5 (б)), но в расчете процессов фильтрации участвуют только ранее активные, которые выделены синим цветом.

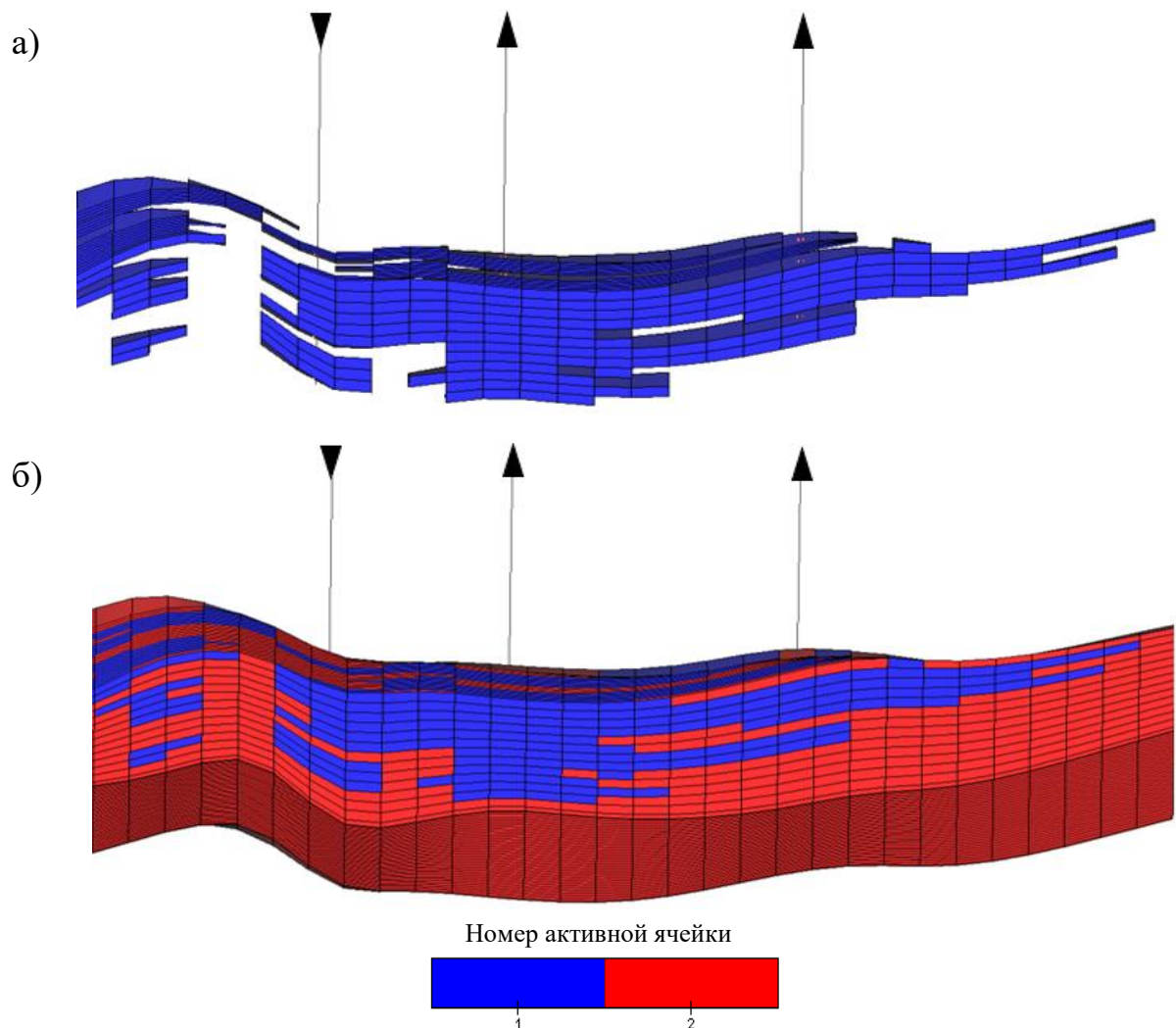


Рис.2.6. Активные ячейки модели: а) без теплопроводности неколлектора;
б) при включении в теплопередачу неколлектора

Рисунок 2.7. демонстрирует, что пренебрежение теплопроводностью неколлектора приводит к ошибочным результатам. На изображении (а) можем видеть, что пластовая температура вблизи неколлектора равна температуре закачиваемой воды, если не учтена его теплопроводность. Более физическое распределение температуры в призабойной зоне нагнетательной скважины продемонстрировано на рисунке 2.7 (б).

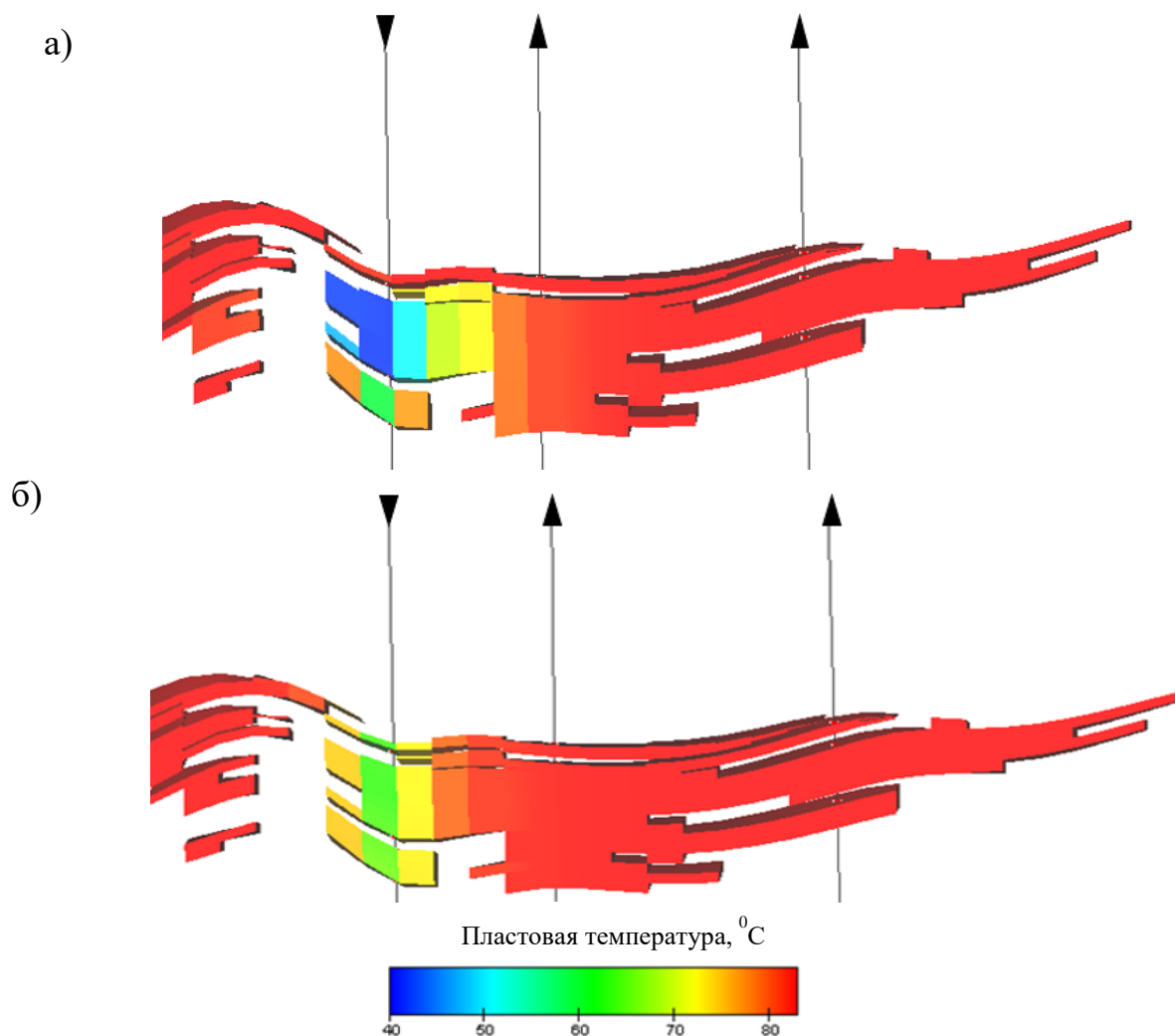


Рис.2.7. Температура пласта: а) с неактивными ячейками, б) при включении в теплопередачу неколектора

Симулятор Tempest MORE не позволяет задавать различные значения теплофизических свойств песчаника и глин (коллектора и неколектора), которые значительно отличаются. Породы, не проводящие жидкость, имеют большой коэффициент теплоемкости, их температура равна начальной пластовой и изменяется незначительно. Чтобы учесть этот факт и задать большой коэффициент теплоемкости для глин, в ячейках неколектора были изменены пористость и песчанистость с нулевых значений до 0.1 и 0.01.

Влияние выше- и нижележащих пород в Tempest возможно учесть несколькими способами: задать ключевое слово HLOS ON, добавить множество неактивных теплопроводящих ячеек сверху и снизу или задать температуру воды aquifera в версии Tempest MORE 2022.2.

На процесс теплопереноса оказывают влияние коэффициенты теплоемкости и теплопроводности. В первом приближении использовались средние значения теплофизических параметров из литературных источников, так как фактических исследований на данном месторождении не проводилось. С помощью комплекса Tempest Enable был проведен ряд расчетов с различными значениями коэффициентов теплоемкости, теплопроводности и температурного расширения нефти, воды и коллектора. Рисунок 2.8. показывает динамику изменения температуры призабойной зоны нагнетательной скважины при вариации коэффициентов. При использовании завышенных значений теплоемкостей воды и породы наблюдается, что температура в районе скважины практически не изменяется. Занижение величины теплоемкости породы приводит к тому, что пласт охлаждается до температуры закачиваемой воды. Таким образом, величины теплоемкостей в модели адаптированы на данные термометрии добывающих скважин.

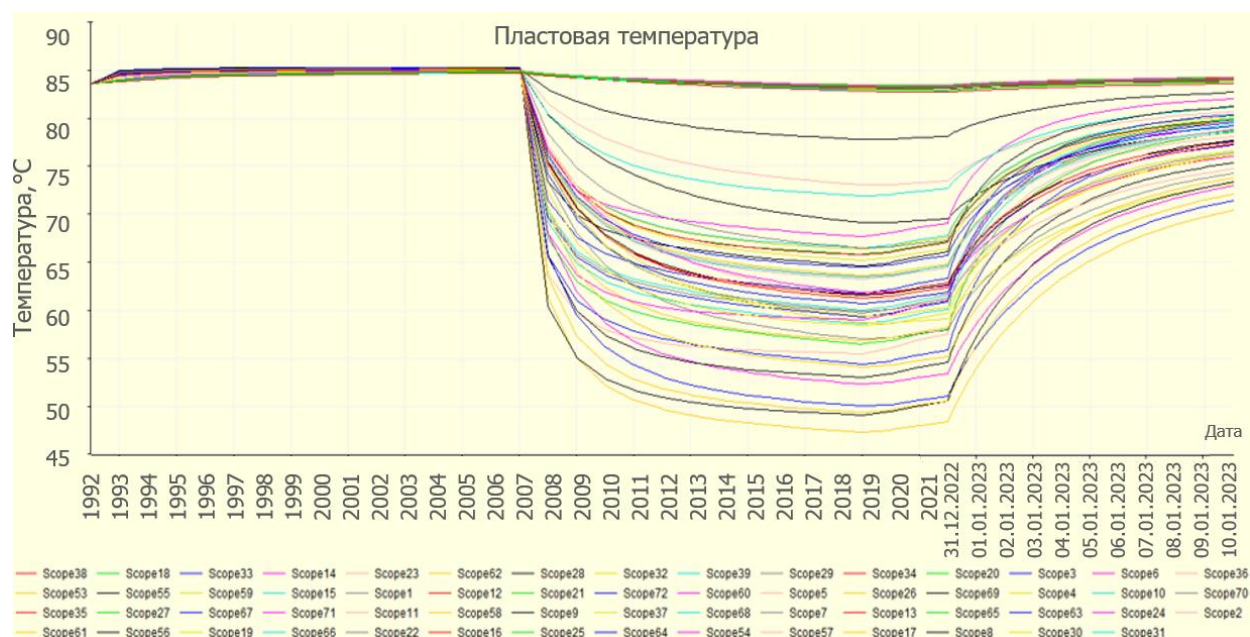


Рис. 2.8. Анализ чувствительности модели к изменению теплофизических параметров

Общая схема построения неизотермической модели в Tempest MORE представлена в Приложении 1.

С учетом вышеизложенных допущений, был проведен анализ чувствительности расчетной сетки к шагу по координате. Распределение

температур, полученное при разных размерах ячейки, отображено на рисунках 2.9 (разрез по нагнетательной скважине) и 2.10 (вид сверху).

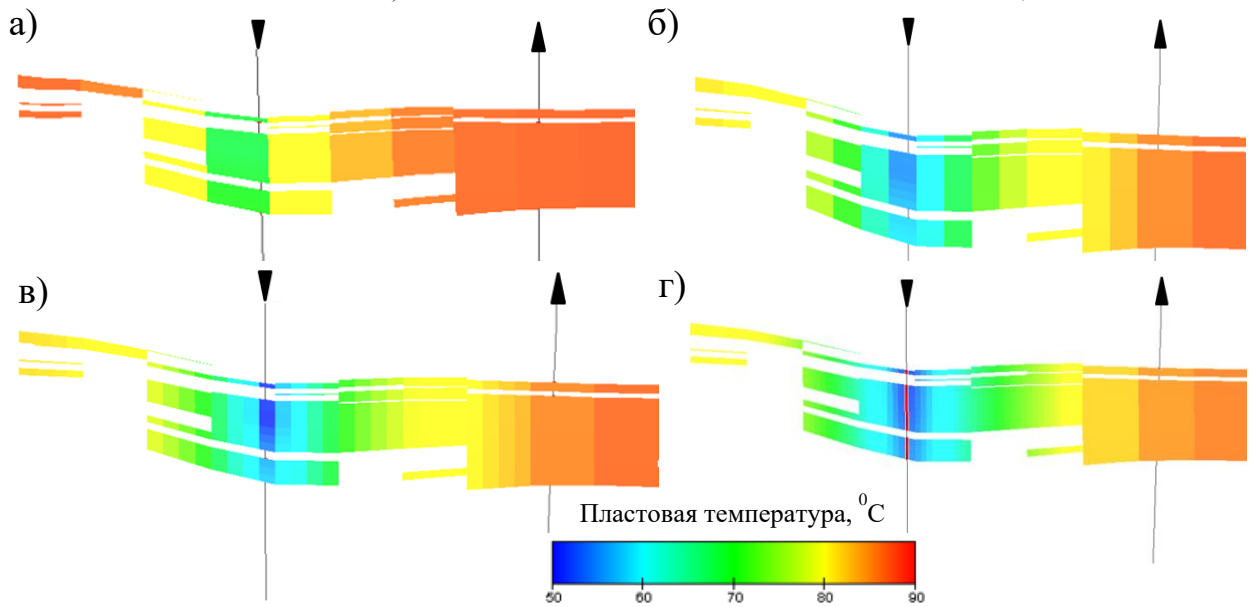


Рис. 2.9. Фронт распространения температуры с шагом расчетной сетки:

а) 100м, б) 50м, в) 25м, г) 10м

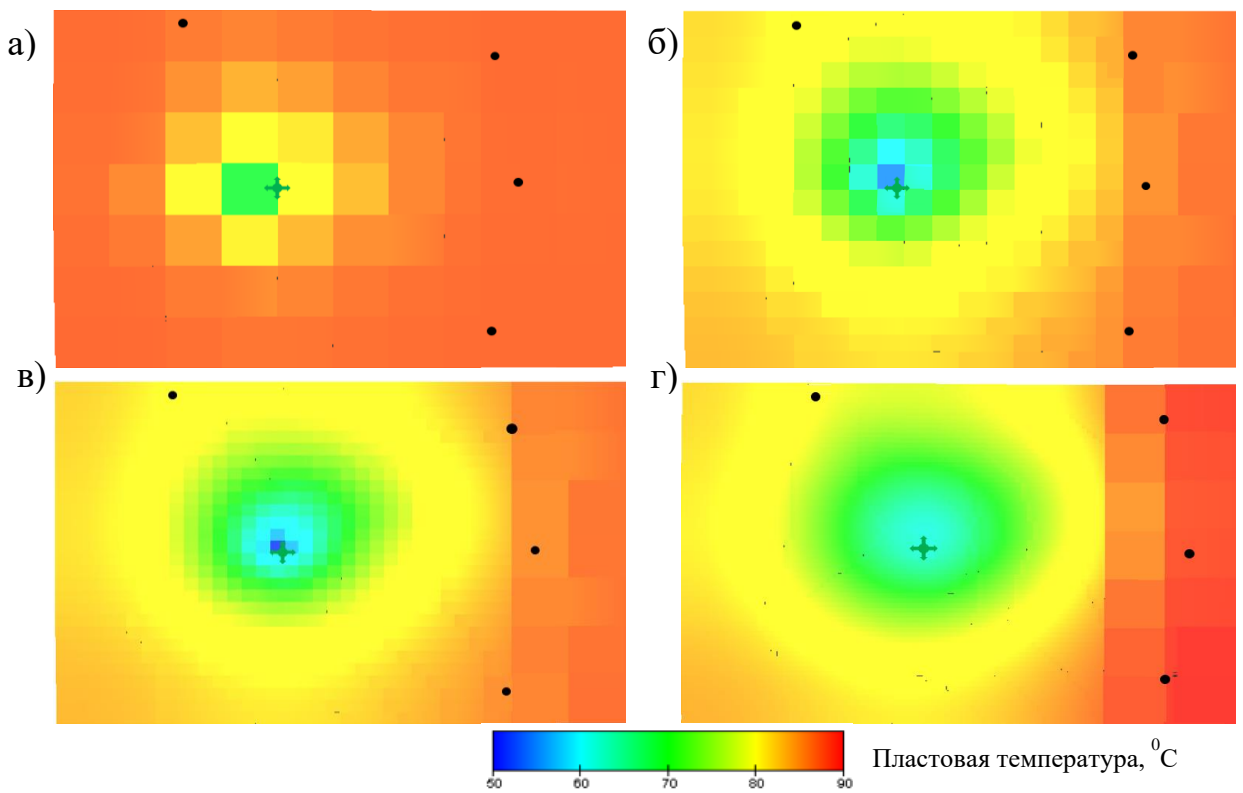


Рис. 2.10. Температурное поле с шагом сетки: а) 100м, б) 50м, в) 25м, г) 10м

Сравнение результатов расчетов с шагом сетки 10, 25, 50 и 100 м при удалении от нагнетательной скважины представлено на рисунке 2.11. На представленных графиках видно, что значения пластовой температуры на расстоянии 100 метров от скважины отличаются друг от друга незначительно, однако на более близком расстоянии отклонение величин составляет до 15 %.

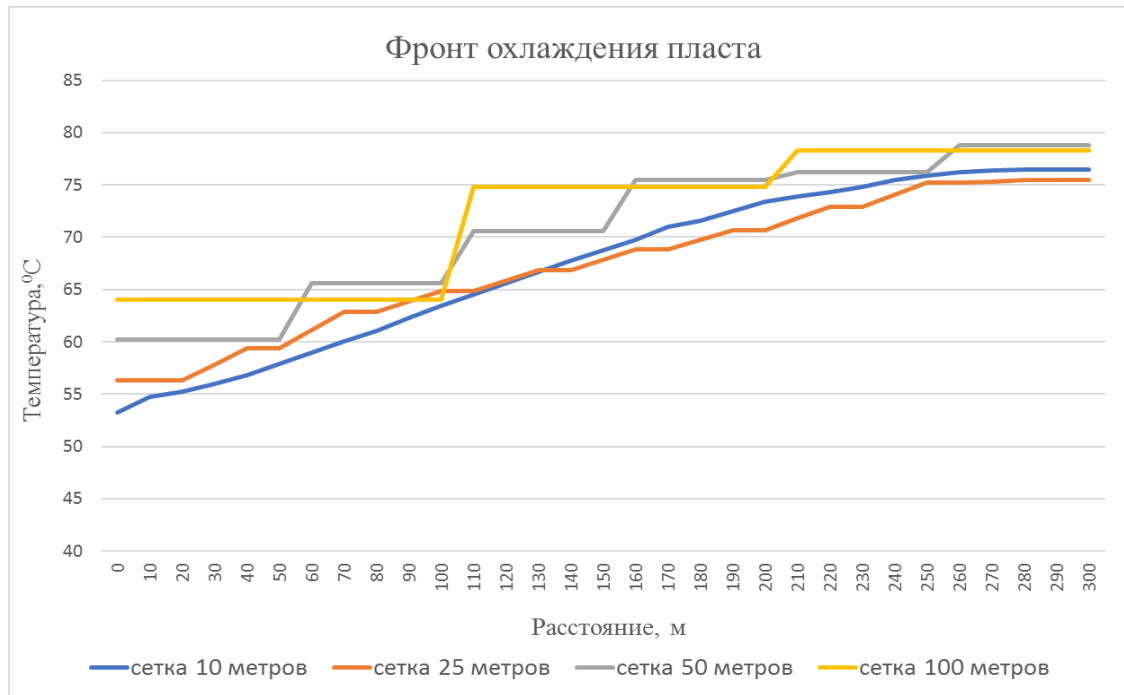


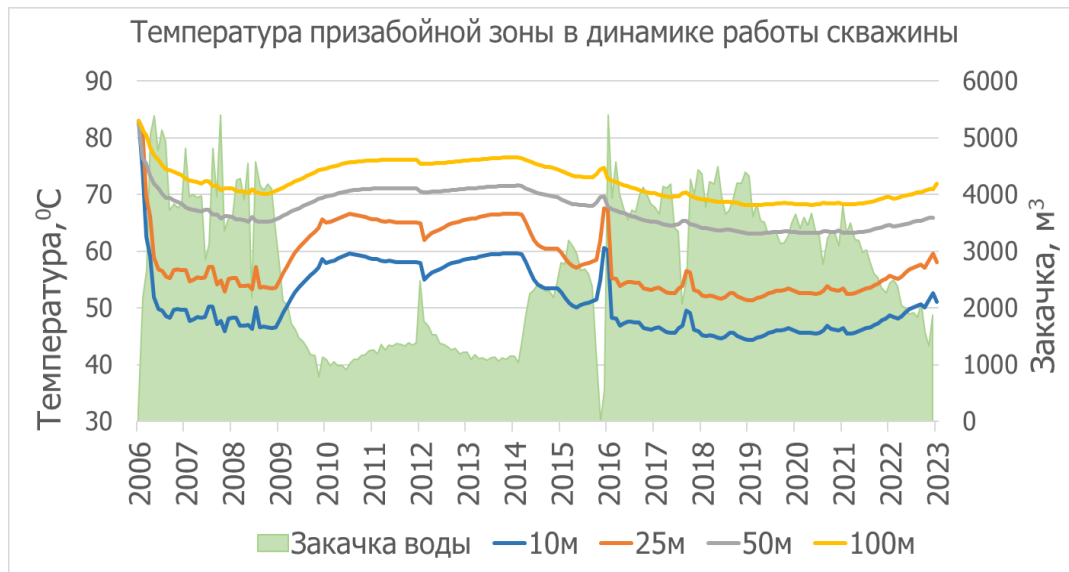
Рис. 2.11. Анализ чувствительности модели к изменению расчетной сетки

Темп закачки холодной воды оказывает влияние на температуру призабойной зоны. На рисунке 2.12а представлено сопоставление температуры ПЗП при различном расчетном шаге и величины закачки воды по годам. Можем наблюдать, что при снижении объема закачки в 2 раза температура пласта увеличивается на 20%. В течение первого года работы нагнетательной скважины температура пласта снижается на 38% от начального значения в радиусе 10 метров, на расстоянии 100 метров изменение температуры в динамике не превышает 10%.

Размер зоны охлаждения зависит от объема закачиваемой в пласт воды (Рисунок 2.12). Расчет показывает, что на расстоянии более 90 метров от нагнетательной скважины пласт охлаждается менее, чем на 10% начального значения. На таком расстоянии объем закачки не оказывает влияние на

температуру ПЗП. Зона наибольшего охлаждения находится в радиусе до 20 метров.

а)



б)

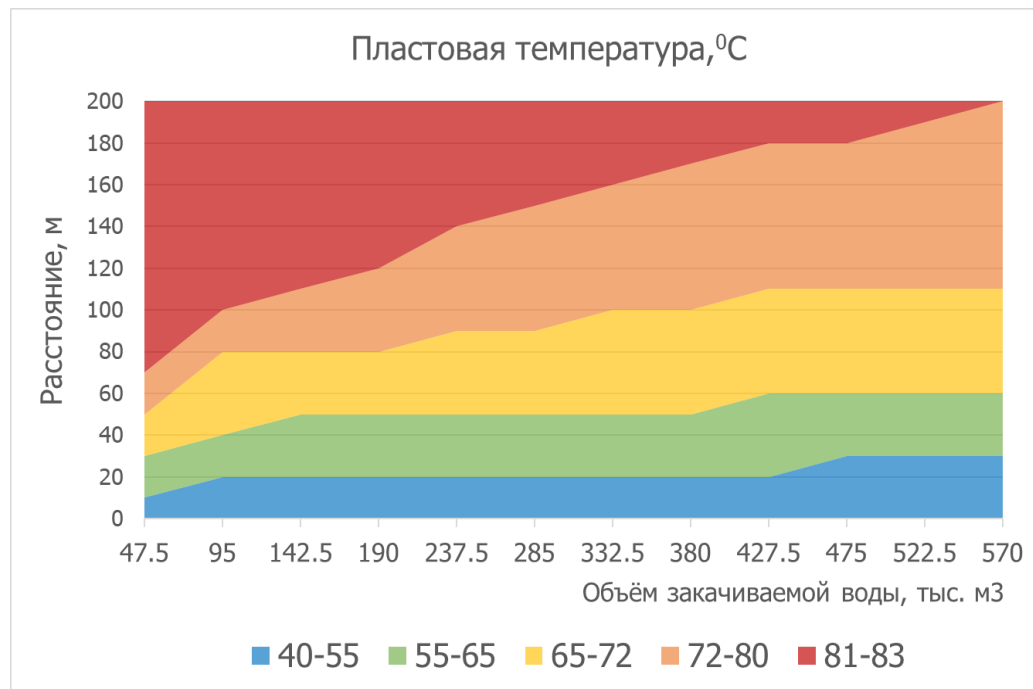


Рис. 2.12. Изменение пластовой температуры: а) в динамике работы скважины; б) на расстоянии от скважины в зависимости от объема закачки

При подключении опции трассера установлено, что фронт охлаждения продвигается приблизительно в 3 раза медленнее гидродинамического (Рисунок 2.13).

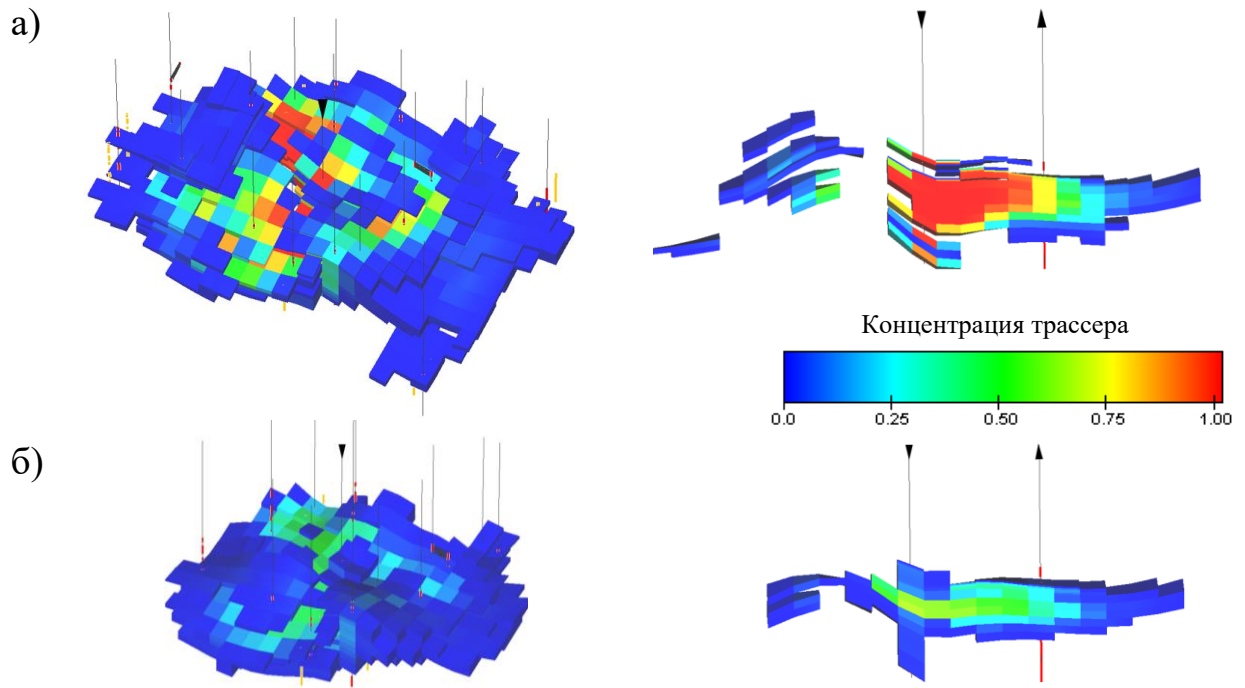


Рис. 2.13. Соотношение фронтов вытеснения (а) и охлаждения (б)

На основании расчета температурного режима пласта была получена карта температур участка в районе нагнетательной скважины (Рисунок 2.14).

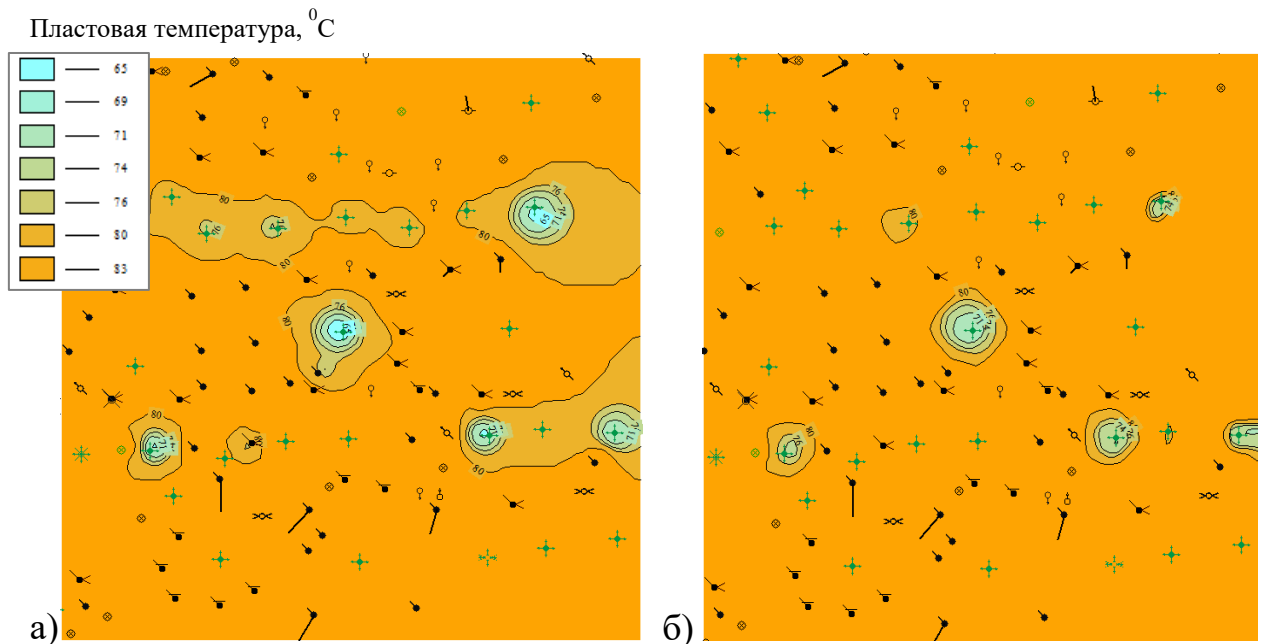


Рис. 2.14. Карта пластовых температур участка: а) ячейки неколлектора не активны, б) ячейки неколлектора проводят тепло

Рисунок 2.14а демонстрирует распределение температур при закачке воды температуры 40 °С без учета теплопроводности неактивных ячеек. Более

физичное тепловое поле показано на рисунке 2.13б. Разница размеров областей распределения пониженных температур на картах обусловлена учетом передачи тепла через неколлектор.

Карта пластовых температур имеет высокую практическую значимость, так как фактических данных термометрии для ее построения недостаточно. При построении карты по замерам температуры учитываются данные только по добывающим скважинам, температура призабойной зоны нагнетательных скважин не учитывается. На основании расчета теплового поля карта текущего температурного режима пласта может быть скорректирована вблизи нагнетательных скважин.

Построенная модель позволила оценить время, необходимое для восстановления температуры призабойной зоны пласта после прекращения работы нагнетательной скважины (Рисунок 2.15).

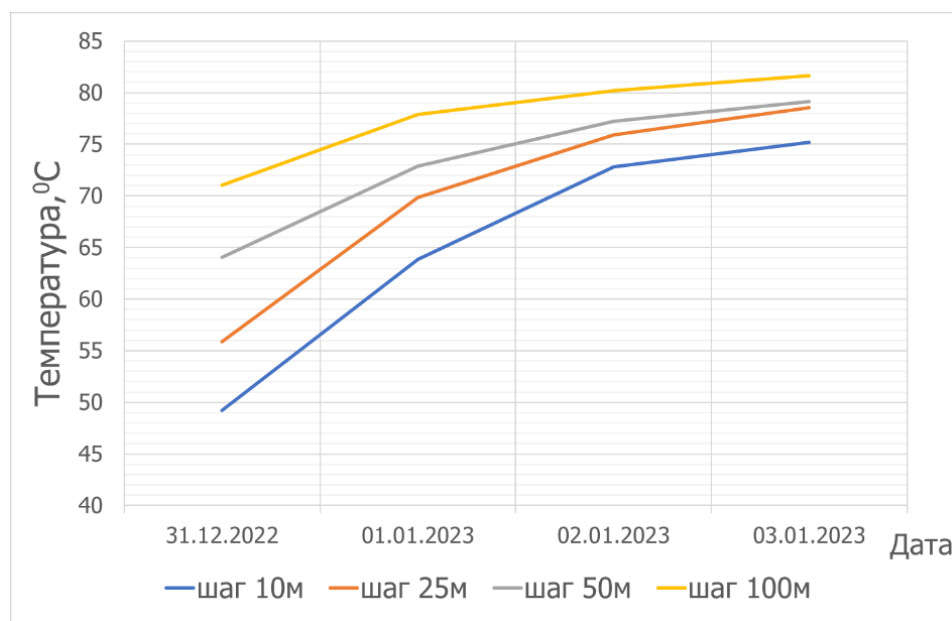


Рис. 2.15. Кривая восстановления температур при различных расчетных сетках

Восстановление температуры до начального значения 83°C не происходит, температура достигает значений $76-78^{\circ}\text{C}$, что верифицируется с данными термометрии добывающих скважин участка.

После остановки скважины через 2-е суток температура в радиусе 10 м увеличивается на 40%, на расстоянии 25 м температура повышается на 22°C .

2.4. АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ

Расчет радиуса проникновения гелеобразующего состава с учетом мощности интервала поглощения по данным промыслово-геофизических исследований (ПГИ) (предполагается, что весь объем раствора равномерно распределяется по работающим интервалам), пористости, объема закачки ФХ МУН в пласт показывает, что удаление раствора от ствола скважины составляет от 11 до 20 метров. В связи с этим расчет гидродинамической модели с крупной сеткой (100 и 50 метров) недостаточно информативен. Такой шаг может быть использован для моделирования закачки большеобъемных полимерных оторочек. Таким образом, для оценки фронта охлаждения призабойной зоны требуется использовать расчетную сетку по координате не более 10 метров.

На рисунке 2.16 представлено распределение пластовой температуры, полученное с помощью аналитической и численной модели. Для сравнения приведено аналитическое решение в размерных координатах и расчет геолого-гидродинамической модели с шагом расчетной сетки по координате 10м. Результат расчета показывает, что призабойная зона нагнетательной скважины в результате длительной закачки охлаждается на 34%.

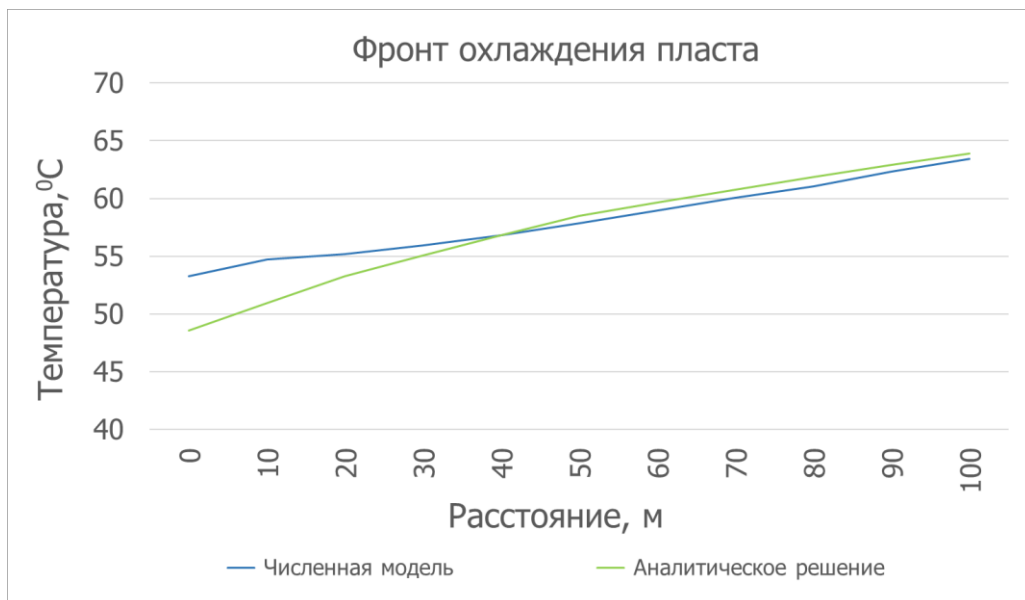


Рис. 2.16. Температура призабойной зоны

Температура пласта в зоне действия гелеобразующего состава после длительной закачки холодной воды составляет 50-55 °C. В рассматриваемых

условиях используются геле- и осадко-гелеобразующие составы на основе полиакриламида. Время сшивания таких растворов значительно зависит от температуры зоны их размещения (Рисунок 2.17). Можем наблюдать, что при температуре 50 °С время гелеобразования составляет 40 часов.

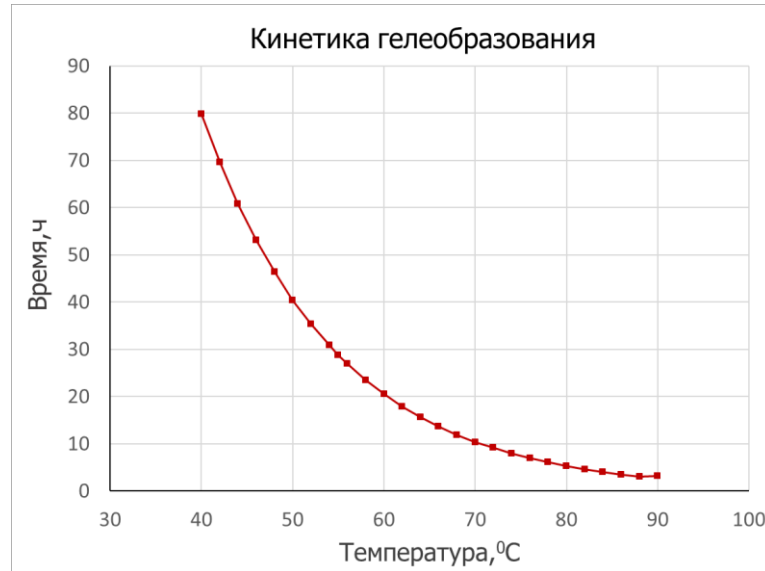


Рис. 2.17. Кинетика гелеобразования состава на основе полиакриламида

Время сшивания состава оказывает на эффективность его применения. Результат расчета скорости восстановления пластовой температуры, оказывающей влияние на время гелеобразования, приведен на рисунке 2.18.

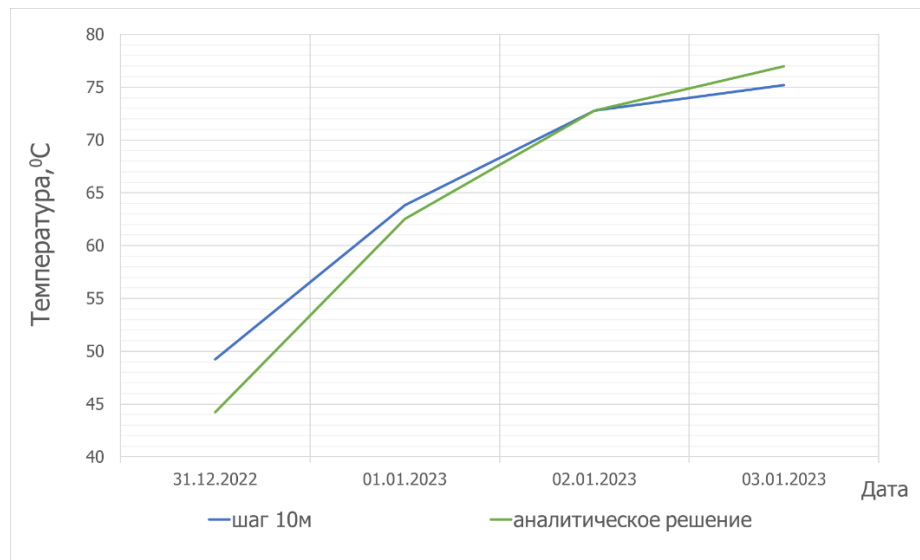


Рис. 2.18. Кривая восстановления температуры

Полученные зависимости показывают, что 24-х часов недостаточно для полного восстановления температуры. Через 2-е суток пластовая температура достигает значения, близкого к начальному.

Результаты расчетов подтверждает кривая (Рисунок 2.19), записанная в рамках опытно-промышленных работ (ОПР) по установке оптоволоконной системы (ОВС) с креплением на насосно-компрессорных трубах (НКТ) на глубине 2450 м. Данная кривая фиксирует восстановление температуры после остановки нагнетательной скважины. На графике представлено скачкообразное изменение температуры при остановке скважины на двое суток. Отмечается нелинейная зависимость роста температуры в первые сутки после остановки – на $9\text{ }^{\circ}\text{C}$, и линейная зависимость в последующие сутки – на $1,5\text{ }^{\circ}\text{C}$ (цена деления – 12 часов). Кривая показывает, что для восстановления пластовой температуры требуется более суток.

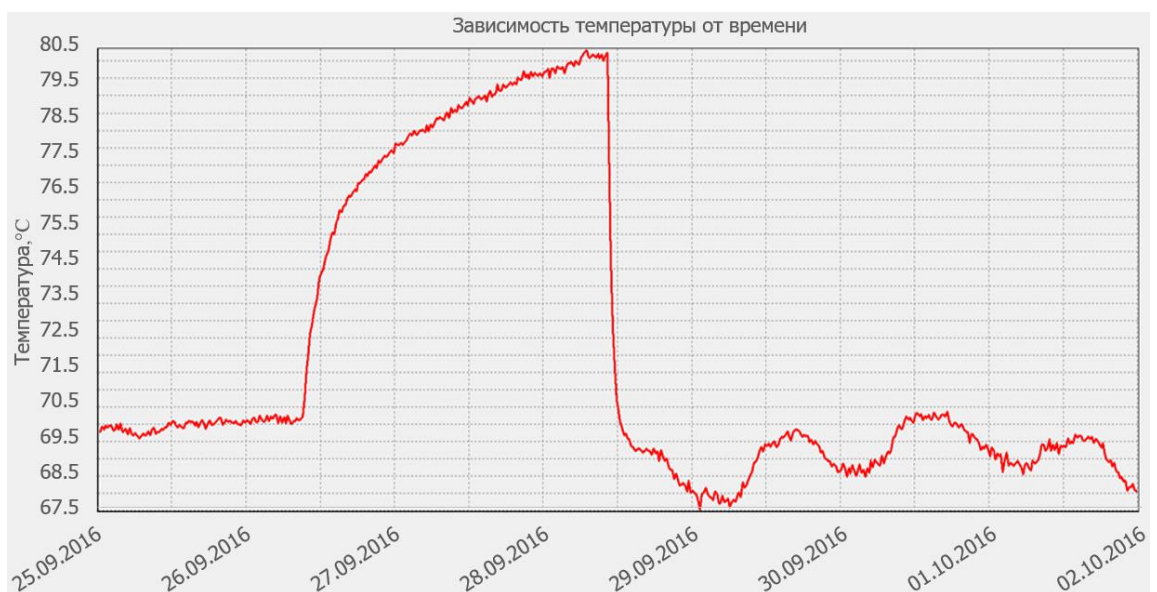


Рис. 2.19. Изменение температуры на глубине 2450 м объекта БС₁₀²⁻³

На рисунке 2.20 представлена область размещения $200\text{-}600\text{ м}^3$ закачиваемого гелеобразующего состава. Изображение показывает, что при закачке состава без остановки нагнетательной скважины весь объем рабочего агента находится в охлажденной зоне. В таких условиях время гелеобразования составляет 40 часов. При времени выдержки, равному 1 сутки, в зоне восстановленной температуры находится лишь 45 % состава, для полного

гелеобразования требуется дополнительно 16 часов. По прошествии двух суток весь объем расположен в зоне требуемой для сшивания температуры.

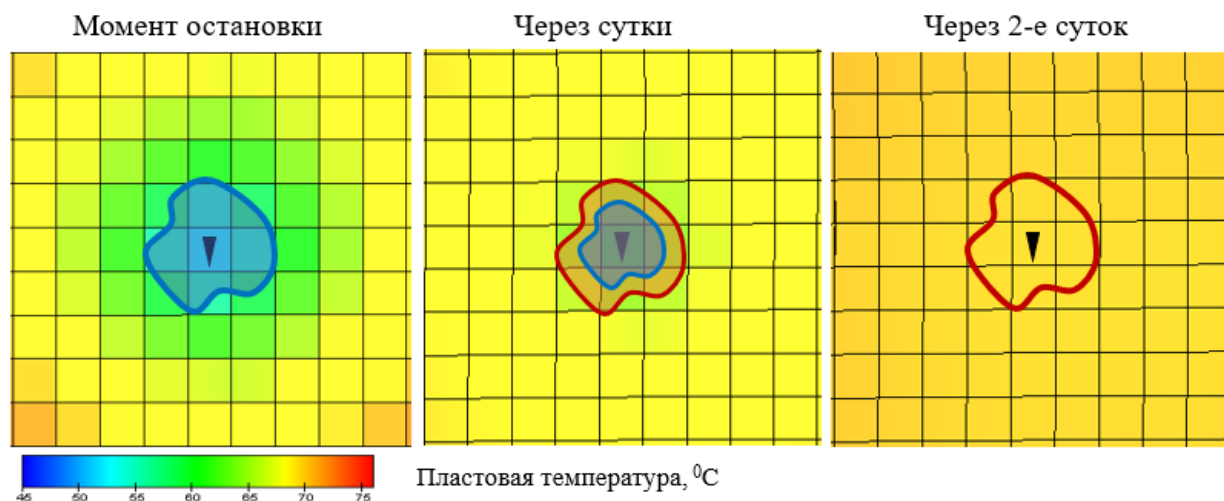


Рис. 2.20. Область размещения гелевого состава

Таким образом, рекомендуемое время выдержки нагнетательной скважины составляет 2-е суток.

Технико-экономическое описание

Расчет эффективности применения гелеобразующего состава учитывает фактические данные физико-химических обработок на рассматриваемом объекте и результаты гидродинамического моделирования обработки призабойной зоны.

Обзор применяемых физико-химических методов увеличения нефтеотдачи на объекте БС₁₀²⁻³ отражает тенденцию снижения эффективности применения реагента, входящего в состав осадко-гелеобразующих технологий на основе термостабильного ПАА (ГОС(Т) и ГОС-1АС(Т)) при его применении в зоне охлаждения пласта (Рисунок 2.21).

По данным термометрии нагнетательных скважин построены графики зависимости удельной эффективности от снижения температуры относительно начальной пластовой температуры.

Всего за 2020 г. и 2021 г. проведено 100 обработок, в обзор попала 51 скважин – обработка. Из массива данных исключены скважины:

- находящиеся в бездействии в связи с ограничением ОПЕК+;
- с законсервированными добывающими скважинами;

- имеющие потенциал для роста давления закачки;
- с влиянием сторонних геолого-технических мероприятий (ГТМ) на эффективность обработки;
- с несоблюдением режимов работы скважин участка;
- имеющие некорректный замер термометрии или его отсутствие.

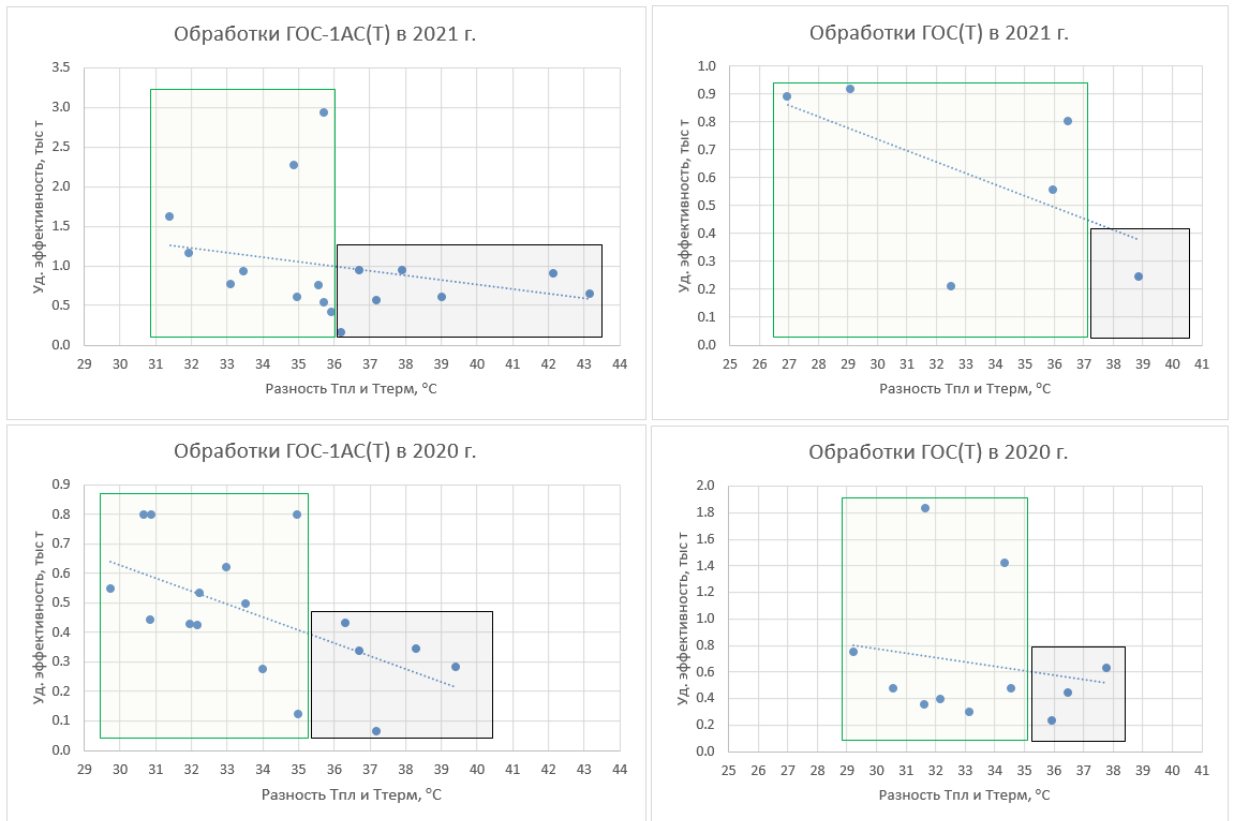


Рис.2.21. Зависимость удельной эффективности обработок ФХ МУН от снижения температуры, объект БС₁₀²⁻³

На основе полученных зависимостей можно сделать вывод: с увеличением разницы между температурой пласта и температурой в призабойной зоне пласта (ПЗП) нагнетательной скважины технологический эффект от обработок ФХ МУН уменьшается.

Построение гидродинамической модели закачки состава позволяет оценить количество дополнительно добытой нефти при применении этого метода увеличения нефтеотдачи. Выполнено несколько расчетов: базовый вариант – без обработки пласта, вариант с остановкой скважины на сутки, на двое

суток и на трое суток. Показатели добычи жидкости и нефти окружающих скважин за 6 месяцев после проведения обработки представлены на рисунке 2.22.

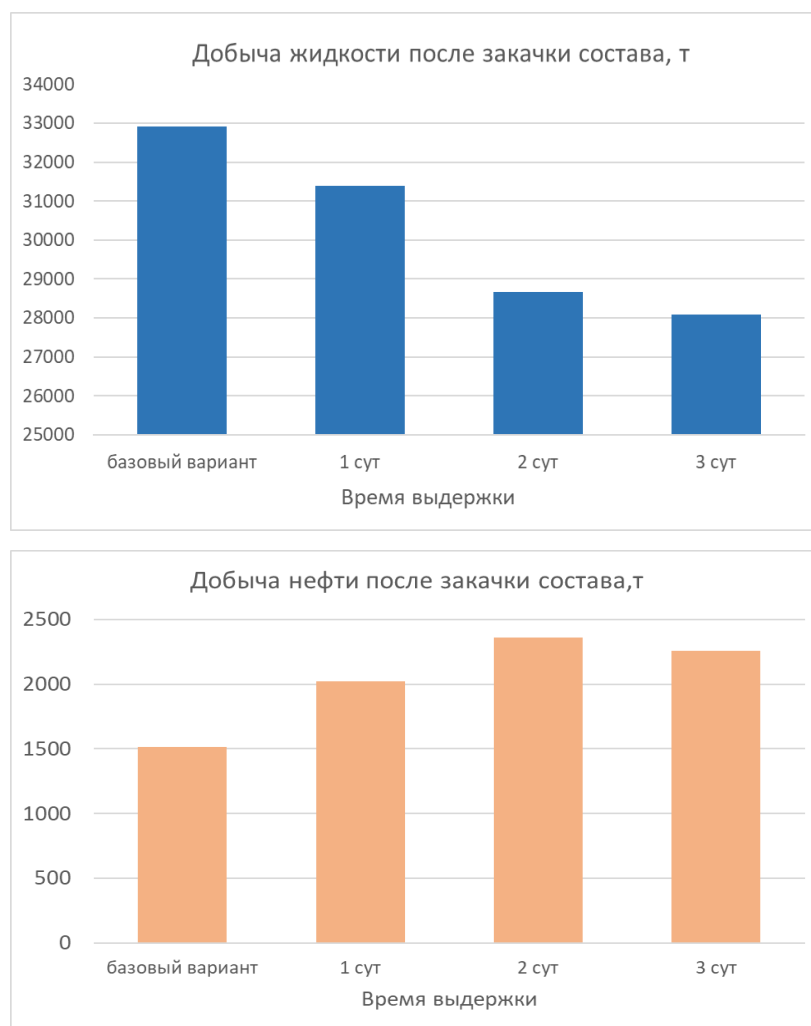


Рис. 2.22. Прогнозные показатели добычи после обработки

В результате проведенных расчетов сделан вывод, что дополнительная добыча нефти при времени выдержки скважины 1 сутки составляет 447 тонн. Увеличение времени выдержки до 2 суток дает дополнительно 849 тонн нефти. Остановка нагнетательной скважины на более длительной срок не приводит к росту дебита нефти. Оптимальным вариантом остановки скважины является прекращение работы скважины на 2-е суток.

Параметры для расчета экономического эффекта представлены в таблице 5.

Расчет экономических показателей

	ГОС-1АС (Т) - полный эффект	ГОС-1АС (Т) - эффект с учетом потерь
Общие Затраты на обработку скв., руб.	1 676 595.384	1 676 595.38
Прогнозная доп. добыча, т	849	508
Общие затраты на добычу нефти, руб.	17 447 181.38	10 439 538.45
Поступления от реализации продукции, руб.	24 590 520.90	14 713 762.80
Необходимая доп. добыча при которой затраты начинают окупаться, т	203	203
Срок окупаемости обработки на скважине по данной технологии, сут.	57	96
Общий экономический эффект от реализации данной технологии на скважине, руб.	5 466 744	2 597 629

Таким образом, в результате нехватки времени для структурного упрочнения потокоотклоняющего экрана в зонах со значительным охлаждением ПЗП и высокой пластовой температуры общий экономический эффект от обработок с применением реагента PetroRAM-104T сокращается на 53 % относительно прогнозных значений (Рисунок 2.23).

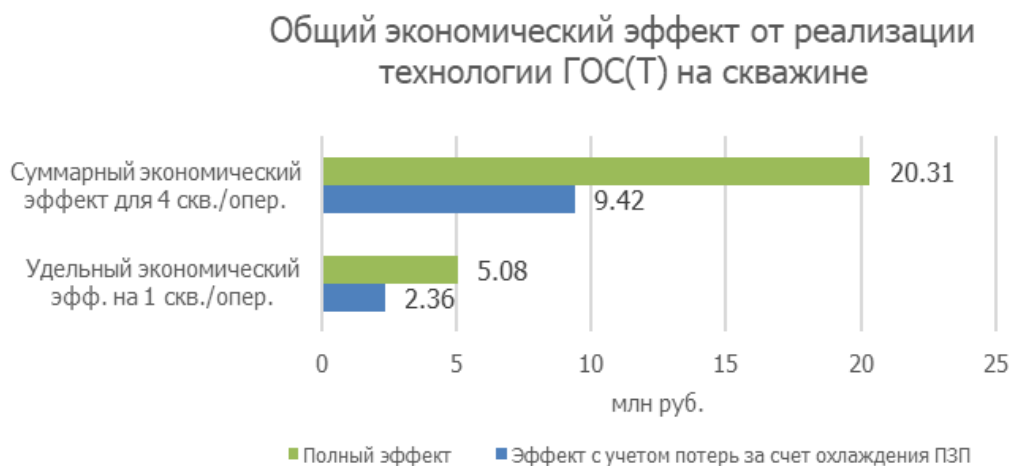


Рис. 2.23. Экономический эффект от применения гелеобразующего состава

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В условиях применения заводнения нагнетание больших масс холодной воды вызывает некоторое снижение температуры продуктивных пластов в районе нагнетательных и окружающих добывающих скважин. Расчет аналитической и численной модели дает схожий результат: по итогу длительной закачки воды пластовая температура вблизи нагнетательной скважины снижается на 34%. Зона наибольшего охлаждения пласта находится в радиусе 20 метров, на расстоянии более 90 метров от нагнетательной скважины изменения температуры незначительны и не зависят от скорости и объема закачки воды пониженной температуры. При снижении объемов закачки температура в радиусе повышается на 20%.

Время, необходимое для достижения начальной пластовой температуры после прекращения закачки воды, составляет 2-е суток.

С увеличением разницы между начальной температурой пласта и температурой в призабойной зоне нагнетательной скважины технологический эффект от обработок ФХ МУН уменьшается. При изменении дизайна обработок ФХ МУН с увеличением выдержки до 2 суток общий экономический эффект увеличится в 2 раза.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1) Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений: Учебник для вузов. Москва: Недра, 1986. 332 с.
- 2) Чекалюк Э.Б. Термодинамика нефтяного пласта. Москва: Недра, 1965. 240 с.
- 3) Гиматудинов Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта. Москва: Недра, 1965. 312 с.
- 4) Кочина Т.Б. Физика пласта: Учебное пособие. Нижневартовск, НВГУ, 2017. 214 с.
- 5) Султанова М.В. Термогидродинамические эффекты в многофазных средах. // Башкирский государственный университет. Уфа, 2017. С. 164-167.
- 6) Купцов С.М. Методология прогнозирования теплофизических свойств пластовых жидкостей и горных пород нефтяных месторождений: специальность 25.00.17 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений: дис. докт. техн. наук. Москва, 2010. 252 с.
- 7) Буйлова Е.А. Химия пластовых вод: Учебное пособие/ Уфа: Изд. УГНТУ, 2008. 92 с.
- 8) Теплоемкость и теплопроводность пород и флюидов баженовской свиты – исходные данные для численного моделирования тепловых способов разработки / В.А. Юдин, А.В. Королев, И.В.Афанаскин, С.Г. Вольпин. Москва: ФГУ ФНЦ НИИСИ РАН, 2015. 225 с.
- 9) Бондаренко А.В. Обоснование технологии полимерного заводнения для увеличения нефтеотдачи пластов в условиях высокой минерализации пластовых и закачиваемых вод: специальность 25.00.17 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений: дис. канд. техн. наук. Москва, 2017. 149 с.
- 10) Физико-химические МУН на поздней стадии разработки месторождений / Т.В. Трифонов, Р.И. Саттаров, А.В. Хурматуллин, Д.В. Сазонов // Экспозиция Нефть газ. 2015. №7. С. 26-29.
- 11) Химченко П.В. Обоснование выбора полимера и композиции на основе полиакриламида для полимерного заводнения на месторождениях с высокой

температурой и минерализацией: специальность 02.00.11 Коллоидная химия: дис. канд. хим. наук. Москва, 2018. 132 с.

12) Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов / Л.К. Алтунина, В.А. Кувшинов // Успехи химии. 2007, Т. 76. № 10. С. 1034-1035.

13) Кочуров Д.В. Реология разбавленных растворов полимеров // Международный студенческий научный вестник. 2018. № 5. С. 157.

14) Неньютоновское течение структурированных систем. V. Возможность универсального реологического уравнения / Е.А. Кирсанов, Ю.Н. Тимошин // Жидкие кристаллы и их практическое использование. 2013. № 3 (45). С. 35–44.

15) Неньютоновское течение структурированных систем. IX. Упругость растворов полимеров/ Е.А. Кирсанов, Ю.Н. Тимошин // Жидкие кристаллы и их практическое использование. 2014. Т. 14. № 2. С. 65–73.

16) Структурное обоснование неньютоновского течения / В.Н. Матвеев, Е.А. Кирсанов // Вестн. Моск. Ун-та. Сер. 2. Химия. 2017. Т. 58. № 2. С.59-82.

17) Фильтрационные характеристики полимерных растворов / Р.У. Баямирова, А.Б. Утеулинов // Международный академический вестник. 2015. №5(11). С.89–92.

18) Полимерное заводнение для увеличения нефтеотдачи на месторождениях легкой и тяжелой нефти / А. Тома, Б. Саюк, Ж. Абиров, Е. Мазбаев // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2017. № 7–8. С. 58–67.

19) Проселков Е.Б., Проселков Ю.М. Физика пласта: Учебное пособие/ Краснодар: Изд. КубГТУ, 2011.188 с.

20) Гафаров Ш.А. Физика нефтяного пласта: Учебное пособие / Уфа: Изд. УГНТУ, 1998. 141 с.

21) Математическое моделирование воздействия на нефтяной пласт/ В.Ф. Бурнашев, Б.Х. Хужаёров // Проблемы вычислительной и прикладной математики. 2016. № 2. С. 11–18.

22) Моделирование термогелевого заводнения нефтяных пластов / Р.Ф. Нуруллин, А.И. Никифоров // Математическое моделирование. 2012. Т. 24. № 4. С. 95-106.

- 23) Ибатуллин Р.Р. Теоретические основы процессов разработки нефтяных месторождений: Курс лекций. Альметьевск: АГНИ, 2009. 200 с.
- 24) Теслюк Е.В., Теслюк Р.Е. Термогидродинамические основы проектирования разработки нефтяных месторождений при неизотермических условиях фильтрации, обоснование и внедрение энерго- и ресурсосберегающих технологий. Москва: Грааль, 2002. 542 с.
- 25) Басниев К.С., Кочина И.Н., Максимов В.М. Подземная гидромеханика. Москва: Недра, 1993. 414 с.
- 26) Рубинштейн Л.И. О температурном поле пласта при нагнетании в пласт горячего теплоносителя // Труды Уфимского нефтяного института, 1958. № 2. С. 149-173.
- 27) Морозов П.Е. Влияние конвективной теплопроводности на температурное поле пласта при радиальном течении горячей жидкости // Материалы Всероссийской научной конференции с международным участием «Актуальные проблемы механики сплошной среды — 2020». Казань: КФУ. 2020. С. 271-276.
- 28) Авдонин И.А. О некоторых формулах для расчета температурного поля пласта при тепловой инжекции // Нефть и газ. 1964. № 3. С. 37-41.
- 29) Пудовкин М.А. Нахождение поля температур пласта при закачке воды в нагнетательную скважину// Казанский гос. университет. Ученые записки. 1961. Т. 121. Кн. 5. С. 194-199.
- 30) Филиппов А.И., Рамазанов А.Ш. К расчету теплового поля дроссельного элемента установки для изучения эффекта Джоуля-Томсона // ИФЖ, 1980. Т. 38. № 2. С. 318–324.
- 31) Аналитическая модель температурных изменений при фильтрации газированной нефти / А.Ш. Рамазанов, А.В. Паршин // Вестник Башкирского университета. 2007. №1. С. 16–18.
- 32) Аналитическая модель для расчета температурного поля в нефтяном пласте при нестационарном притоке жидкости / А.Ш. Рамазанов, В.М. Нагимов // Нефтегазовое дело. 2007. С. 1-9.

- 33) Нагимов В.М. Исследование температурных полей в пластах в нестационарном поле давления: специальность 01.02.05 Механика жидкости, газа и плазмы: дис. канд. техн. наук. Уфа, 2016. 147 с.
- 34) Нестационарное тепловое поле при фильтрации жидкости в неоднородном пласте / Д.Ф. Исламов, А.Ш. Рамазанов // Вестник Башкирского университета. 2016. Т. 21. № 1. С. 39-48.
- 35) Численное исследование неизотермической фильтрации сжимаемого флюида в низкопроницаемом пласте с трещиной гидроразрыва / Р.Ф. Шарафутдинов, Ф.Ф. Давлетшин // Прикладная механика и техническая физика. Уфа, 2021. Т. 2. № 2. С. 160-173.
- 36) Моделирование профилей температуры и давления в добывающей скважине / Р.Л. Кучумов, Н.В. Иванова // Изв. ВУЗов Нефть и газ. Тюмень: ТюмГНГУ, 2007. № 6. С. 1-7.
- 37) Исследования температурного поля в слоистом пласте / Д.Ф. Исламов, А.А. Садретдинов // Известия Томского политехнического университета. 2019. С. 27-36.
- 38) Чупров И.Ф. Теоретические и технологические основы теплового воздействия на залежи аномально вязких нефтей и битумов: специальность 25.00.17 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений: дис. докт. техн. наук. Ухта, 2009. 265 с.
- 39) Рамазанов А.Ш. Теоретические основы термогидродинамических методов исследования нефтяных пластов: специальность 01.04.14 Теплофизика и теоретическая теплотехника: дис. докт. техн. наук. Уфа, 2004. 256 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1. СХЕМА ПОСТРОЕНИЯ НЕИЗОТЕРМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ В TEMPEST

