

Министерство образования Республики Беларусь

Учреждение образования
«Гомельский государственный технический
университет имени П. О. Сухого»

Кафедра «Разработка, эксплуатация нефтяных
месторождений и транспорт нефти»

С. В. Козырева, М. Д. Иоффе

**ПРИМЕНЕНИЕ ЭВМ В РАСЧЕТАХ
ПО РАЗРАБОТКЕ, ЭКСПЛУАТАЦИИ
НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

ПРАКТИКУМ

**по выполнению лабораторных работ
для студентов специальности 1-51 02 02
«Разработка и эксплуатация нефтяных
и газовых месторождений»
дневной и заочной форм обучения**

Электронный аналог печатного издания

Гомель 2018

УДК 622.276:004.38(075.8)
ББК 33.361-5-05я73
К59

*Рекомендовано к изданию научно-методическим советом
машиностроительного факультета ГГТУ им. П. О. Сухого
(протокол № 4 от 12.12.2016 г.)*

Рецензент: заведующий лабораторией моделирования резервуаров
и разработки месторождений нефти и газа
РУП «Белоруснефть» БелНИПИ В. А. Мальцев

Козырева, С. В.

К59

Применение ЭВМ в расчетах по разработке, эксплуатации нефтяных месторождений : практикум по выполнению лаборатор. работ для студентов специальности 1-51 02 02 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» днев. и заоч. форм обучения / С. В. Козырева, М. Д. Иоффе. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2018. – 98 с. – Систем. требования: PC не ниже Intel Celeron 300 МГц ; 32 Mb RAM ; свободное место на HDD 16 Mb ; Windows 98 и выше ; Adobe Acrobat Reader. – Режим доступа: <https://elib.gstu.by>. – Загл. с титул. экрана.

ISBN 978-985-535-365-3.

Освещены вопросы построения математических моделей применительно к задачам разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Изложены этапы построения эмпирических моделей по типу характеристик вытеснения, одномерных моделей фильтрации по типу модели Бакли–Левретта и трехмерных цифровых моделей месторождений с использованием программных продуктов Microsoft Excel, MathCAD и Schlumberger Eclipse.

Для студентов специальности 1-51 02 02 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» дневной и заочной форм обучения.

УДК 622.276:004.38(075.8)
ББК 33.361-5-05я73

ISBN 978-985-535-365-3

© Козырева С. В., Иоффе М. Д., 2018
© Учреждение образования «Гомельский
государственный технический университет
имени П. О. Сухого», 2018

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ВДП –	верхние дыры перфорации
ВНК –	водонефтяной контакт
ВНФ –	водонефтяной фактор
ГДИ –	гидродинамические исследования
ГТМ –	геолого-технологические мероприятия
КИН –	коэффициент извлечения нефти
МНК –	метод наименьших квадратов
МУН –	методы увеличения нефтеотдачи
МЭР –	месячный эксплуатационный рапорт
ТЭО КИН –	технико-экономическое обоснование коэффициента извлечения нефти
УВС –	углеводородное сырье

ПРЕДИСЛОВИЕ

Разработка месторождений УВС в условиях ухудшения структуры запасов представляет собой комплексную задачу, решение которой не видится вне мультидисциплинарных подходов.

Развитие новых подходов в области воздействия на пласт приводит к необходимости их описания на количественном уровне. Решение поставленной задачи стало возможным благодаря развитию сложной вычислительной техники, используемой в разрезе геологического и гидродинамического моделирования.

Геолого-фильтрационные модели позволяют численно описывать сложные процессы, происходящие при разработке месторождений УВС применительно к конкретным геолого-техническим условиям. Тем не менее, эффективным остается принцип иерархичной соподчиненности моделей, а именно: от суррогатных моделей к полномасштабным цифровым моделям месторождений. По такому же принципу построено изложение материала: от создания простейших эмпирических моделей, одномерных моделей фильтрации до цифровых моделей месторождений.

Каждый раздел строится по общей схеме: постановка задачи, описание математической модели, реализация модели (включая выводы), индивидуальное задание (включая ответы для самопроверки и рекомендации к каждому варианту), тестовые задания, и представляется самостоятельным научным исследованием автора.

В частности, авторами получены эквивалентные преобразования кривых обводнения, освещено преобразование кривых обводнения относительно нефтесодержания, рассмотрены методы уточнения оценок параметров регрессии, освещены вопросы нормализации и аппроксимации ОФП и другие вопросы, возникающие на разных этапах моделирования. Примеры и индивидуальные задания разделов основаны на промысловых данных реальных месторождений. В практикуме отражен личный опыт авторов, накопленный при создании моделей месторождений УВС Беларуси, России и Эквадора.

Выполнение работ, представленных в практикуме, позволит расширить и применить знания из области прикладной математики, разработки, подземной гидромеханики и физики пласта к конкретным практическим задачам. Именно в этом и состоит особенность дисциплины «Применение ЭВМ в расчетах по РЭН и ГМ», развивающейся на стыке наук.

Лабораторная работа № 1

ПРОМЫСЛОВО-СТАТИСТИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ В ОЦЕНКЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГТМ

1. Постановка задачи

Цель работы: определить прирост добычи нефти от ГТМ по данным МЭР.

Задача работы: провести корреляционно-регрессионный анализ в программном пакете Microsoft Excel (далее Excel).

2. Описание математической модели

Промыслово-статистические методы прогноза показателей разработки обладают большой оперативностью расчетов и требуют для их производства минимального количества исходной информации – большинство из них включено в ряд руководящих документов. Они базируются на эмпирических моделях – характеристиках вытеснения – кривых, выражающих зависимости между суммарными показателями по добыче нефти Q_n , воды Q_v и жидкости Q_j . Задача оценки прироста в добыче нефти ΔQ_n по кривым решается в несколько этапов:

- строится график кривой вытеснения по результатам добычи нефти за период, предшествующий проведению мероприятия;
- рассчитывается теоретическая кривая по фактическим точкам; устанавливается ожидаемая добыча из скважины по базовому варианту экстраполяцией теоретической кривой на период проведения мероприятия;
- рассчитывается прирост сопоставлением фактических результатов после проведения мероприятия с теоретическими данными по базовому варианту;
- проводится исследование теоретических кривых, рассчитанных по фактическим данным относительно мероприятия, с целью прогноза и анализа предельных показателей разработки.

Кривые вытеснения обладают значительной наглядностью. Мероприятие на них отражается характерным переломом в развитии. Так, отклонением кривой, характерной для периода, предшествующего ГТМ, от кривой, получаемой после его внедрения, определяется прирост графоаналитическим способом.

Расчету теоретических кривых предшествует корреляционный анализ для оценки тесноты связи между признаками. Пусть парная регрессия задана как $Q_H = f(Q_{ж})$, тогда в ходе анализа рассчитываются средние значения накопленной добычи жидкости $\overline{Q_{ж}}$ и нефти $\overline{Q_H}$ по формулам (1.1) и (1.2), их дисперсии $\sigma_{Q_{ж}}^2$ и $\sigma_{Q_H}^2$ по формулам (1.3) и (1.4), среднеквадратические отклонения $\sigma_{Q_{ж}}$ и σ_{Q_H} , коэффициент парной линейной корреляции Пирсона $r_{Q_H Q_{ж}}$ по формуле (1.5):

$$\overline{Q_{ж}} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n Q_{жi}, \text{ T}; \quad (1.1)$$

$$\overline{Q_H} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n Q_{Hi}, \text{ T}; \quad (1.2)$$

$$\sigma_{Q_{ж}}^2 = \text{var}(Q_{ж}) = \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (Q_{жi} - \overline{Q_{ж}})^2, \text{ T}^2; \quad (1.3)$$

$$\sigma_{Q_H}^2 = \text{var}(Q_H) = \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (Q_{Hi} - \overline{Q_H})^2, \text{ T}^2; \quad (1.4)$$

$$r_{Q_H} = \frac{\text{cov}(Q_{ж}, Q_H)}{\sqrt{\text{var}(Q_{ж}) \text{var}(Q_H)}} = \frac{1}{(n-1)\sigma_{Q_{ж}}\sigma_{Q_H}} \sum_{i=1}^n (Q_{жi} - \overline{Q_{ж}})(Q_{Hi} - \overline{Q_H}), \quad (1.5)$$

где n – число значений динамического ряда.

По значению $r_{Q_H Q_{ж}}$ оценивается теснота линейной связи между переменными на основании шкалы Чеддока, значения которой приведены в табл. 1.1.

Таблица 1.1

Шкала Чеддока

Теснота связи	$ r_{xy} \in$
Слабая	[0,1; 0,3)
Умеренная	[0,3; 0,5)
Заметная	[0,5; 0,7)
Высокая	[0,7; 0,9)
Весьма высокая	[0,9; 1)

Производится выбор и обоснование типа кривой регрессии. Если регрессия относится к классу линейных или квазилинейных (нелинейных по объясняющим переменным), то приступают к оценке параметров регрессии МНК; в случае, если регрессия относится ко второму классу регрессий (нелинейных по оцениваемым параметрам), предварительно производят линеаризацию функции по оцениваемым параметрам. МНК основан на выполнении условия (1.6):

$$\sum_{i=1}^n (Q_{Hi} - \hat{Q}_{Hi})^2 \rightarrow \min. \quad (1.6)$$

Обозначим выражение (1.6) символом S . Тогда в случае линейной регрессии вида (1.7) условие (1.6) будет эквивалентно системе линейных уравнений (1.8) относительно оценок параметров a и b :

$$\hat{Q}_H(a, b) = a + bQ_{жi}; \quad (1.7)$$

$$\begin{cases} \frac{\partial S(a, b)}{\partial a} = -2 \sum_{i=1}^n (Q_{Hi} - a - bQ_{жi}) = 0; \\ \frac{\partial S(a, b)}{\partial b} = -2 \sum_{i=1}^n (Q_{Hi} - a - bQ_{жi})Q_{жi} = 0; \end{cases} \quad (1.8)$$

$$\begin{cases} na + b \sum_{i=1}^n Q_{жi} = \sum_{i=1}^n Q_{Hi}; \\ a \sum_{i=1}^n Q_{жi} + b \sum_{i=1}^n Q_{жi}^2 = \sum_{i=1}^n Q_{жi} Q_{Hi}. \end{cases}$$

Очевидно также выполнение условий (1.9)–(1.11):

$$\frac{\partial^2 S(a, b)}{\partial a^2} > 0; \quad (1.9)$$

$$\frac{\partial^2 S(a, b)}{\partial b^2} > 0; \quad (1.10)$$

$$\frac{\partial^2 S(a, b)}{\partial a^2} \frac{\partial^2 S(a, b)}{\partial b^2} - \left(\frac{\partial^2 S(a, b)}{\partial a \partial b} \right)^2 > 0. \quad (1.11)$$

В соответствии с правилом Крамера получим выражения (1.12) и (1.13) для параметров a и b :

$$a = \frac{\Delta_1}{\Delta}; \quad (1.12)$$

$$b = \frac{\Delta_2}{\Delta}, \quad (1.13)$$

где определители Δ_1 , Δ_2 , Δ определяются по формулам (1.14)–(1.16):

$$\Delta_1 = \begin{vmatrix} \sum_{i=1}^n Q_{Hi} & \sum_{i=1}^n Q_{Жi} \\ \sum_{i=1}^n Q_{Жi} Q_{Hi} & \sum_{i=1}^n Q_{Жi}^2 \end{vmatrix} = \sum_{i=1}^n Q_{Hi} \sum_{i=1}^n Q_{Жi}^2 - \sum_{i=1}^n Q_{Жi} \sum_{i=1}^n Q_{Жi} Q_{Hi}, T^3; \quad (1.14)$$

$$\Delta_2 = \begin{vmatrix} n & \sum_{i=1}^n Q_{Hi} \\ \sum_{i=1}^n Q_{Жi} & \sum_{i=1}^n Q_{Жi} Q_{Hi} \end{vmatrix} = n \sum_{i=1}^n Q_{Жi} Q_{Hi} - \sum_{i=1}^n Q_{Жi} \sum_{i=1}^n Q_{Hi}, T^2; \quad (1.15)$$

$$\Delta = \begin{vmatrix} n & \sum_{i=1}^n Q_{Жi} \\ \sum_{i=1}^n Q_{Жi} & \sum_{i=1}^n Q_{Жi}^2 \end{vmatrix} = n \sum_{i=1}^n Q_{Жi}^2 - \left(\sum_{i=1}^n Q_{Жi} \right)^2, T^2. \quad (1.16)$$

Покажем, что определитель Δ_2 пропорционален значению $\text{cov}(Q_{Ж}, Q_{H})$. Для этого произведем линейные отклонения по фактору $Q_{Жi} - \overline{Q_{Ж}}$ и признаку $Q_{Hi} - \overline{Q_{H}}$ запишем с учетом формул (1.1) и (1.2), полученное равенство (1.17) просуммируем по i . После преобразований (1.17) примет вид (1.18):

$$\begin{aligned} (Q_{Жi} - \overline{Q_{Ж}})(Q_{Hi} - \overline{Q_{H}}) &= \left(Q_{Жi} - \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n Q_{Жi} \right) \left(Q_{Hi} - \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n Q_{Hi} \right), \\ (Q_{Жi} - \overline{Q_{Ж}})(Q_{Hi} - \overline{Q_{H}}) &= \\ &= Q_{Жi} Q_{Hi} - Q_{Жi} \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n Q_{Hi} - Q_{Hi} \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n Q_{Жi} + \frac{1}{n^2} \sum_{i=1}^n Q_{Жi} \sum_{i=1}^n Q_{Hi}; \quad (1.17) \end{aligned}$$

$$\sum_{i=1}^n (Q_{Жi} - \overline{Q_{Ж}})(Q_{Hi} - \overline{Q_{H}}) = \sum_{i=1}^n Q_{Жi} Q_{Hi} - \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n Q_{Жi} \sum_{i=1}^n Q_{Hi}. \quad (1.18)$$

Покажем, что определитель Δ пропорционален значению $\text{var}(Q_{\text{ж}})$. Для этого линейное отклонение по фактору $Q_{\text{ж}i} - \overline{Q_{\text{ж}}}$ запишем с учетом формулы (1.1), полученное равенство (1.19) возведем в квадрат и просуммируем по i . После преобразований (1.19) примет вид (1.20):

$$Q_{\text{ж}i} - \overline{Q_{\text{ж}}} = Q_{\text{ж}i} - \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n Q_{\text{ж}i}, \quad (1.19)$$

$$(Q_{\text{ж}i} - \overline{Q_{\text{ж}}})^2 = Q_{\text{ж}i}^2 - 2Q_{\text{ж}i} \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n Q_{\text{ж}i} + \frac{1}{n^2} \left(\sum_{i=1}^n Q_{\text{ж}i} \right)^2;$$

$$\sum_{i=1}^n (Q_{\text{ж}i} - \overline{Q_{\text{ж}}})^2 = \sum_{i=1}^n Q_{\text{ж}i}^2 - \frac{1}{n} \left(\sum_{i=1}^n Q_{\text{ж}i} \right)^2. \quad (1.20)$$

Таким образом, коэффициент регрессии b на основании выражений (1.13), (1.18) и (1.20) может быть представлен как отношение ковариации $\text{cov}(Q_{\text{ж}}, Q_{\text{н}})$ к дисперсии $\text{var}(Q_{\text{ж}})$. Формула для его определения принимает компактный вид (1.21):

$$b = \frac{\text{cov}(Q_{\text{ж}}, Q_{\text{н}})}{\text{var}(Q_{\text{ж}})}. \quad (1.21)$$

Постоянная регрессии a также может быть определена делением первого уравнения системы (1.8) на объем выборки n . В результате на основе (1.1) и (1.2) имеем уравнение (1.22):

$$a = \overline{Q_{\text{н}}} - b \overline{Q_{\text{ж}}}, \text{ т.} \quad (1.22)$$

В случае нелинейной регрессии рассчитываются индекс детерминации $B_{Q_{\text{н}}Q_{\text{ж}}}$, его исправленное значение $B_{Q_{\text{н}}Q_{\text{ж}}}^*$ и соответствующее ему значение индекса корреляции $R_{Q_{\text{н}}Q_{\text{ж}}}$ по формулам (1.23), (1.24) и (1.26):

$$B_{Q_{\text{н}}Q_{\text{ж}}} = \frac{\text{var}(\hat{Q}_{\text{н}})}{\text{var}(Q_{\text{н}})}; \quad (1.23)$$

$$B_{Q_{\text{н}}Q_{\text{ж}}}^* = 1 - \left(1 - B_{Q_{\text{н}}Q_{\text{ж}}} \right) \frac{n-1}{f_2}, \quad (1.24)$$

где f_2 – число степеней свободы, определяемое по формуле (1.25):

$$f_2 = n - m - 1; \quad (1.25)$$

m – число объясняющих переменных функций регрессии:

$$R_{Q_H Q_J} = +\sqrt{B_{Q_H Q_J}^*}. \quad (1.26)$$

Дисперсию $\text{var}(\hat{Q}_H)$ принято называть «объясненной», $\text{var}(Q_H)$ – общей.

Определяются стандартные ошибки σ_{b_i} оценок параметров b_i регрессии из формулы (1.27):

$$\sigma_{b_i}^2 = \sigma_u^2 (\Delta^{-1})_{i,j}, \quad T^2 \quad [1, \text{с. 115}], \quad (1.27)$$

где $i=j=\overline{1, m+1}$; σ_u^2 – «необъясненная» или остаточная дисперсия.

σ_u^2 рассчитывается по формуле (1.28) как дисперсия остатков \hat{u} :

$$\sigma_u^2 = \frac{1}{f_2} \sum_{i=1}^n \hat{u}_i^2 = \frac{1}{f_2} \sum_{i=1}^n (Q_{Hi} - \hat{Q}_{Hi})^2, \quad T^2. \quad (1.28)$$

С учетом (1.16) для простой линейной регрессии имеем

$$\Delta^{-1} = \frac{1}{n \sum_{i=1}^n Q_{ji}^2 - \frac{1}{n} \left(\sum_{i=1}^n Q_{ji} \right)^2} \begin{pmatrix} \sum_{i=1}^n Q_{ji}^2 & -\sum_{i=1}^n Q_{ji} \\ -\sum_{i=1}^n Q_{ji} & n \end{pmatrix},$$

тогда согласно формулам (1.20), (1.27), (1.28) получим стандартные ошибки σ_a , σ_b оценок ее параметров в виде (1.29) и (1.30).

$$\sigma_a = \sqrt{\sigma_u^2 (\Delta^{-1})_{1,1}} = \sigma_u \sqrt{\frac{1}{n} + \frac{Q_{ж}}{(n-1) \text{var}(Q_{ж})}}, \quad T; \quad (1.29)$$

$$\sigma_b = \sqrt{\sigma_u^2 (\Delta^{-1})_{2,2}} = \frac{\sigma_u}{\sigma_{Q_{ж}} \sqrt{n-1}}. \quad (1.30)$$

Строятся доверительные интервалы (1.31) для параметров регрессии:

$$\begin{aligned} & [a - t_{f_2, \alpha} \sigma_a; \quad a + t_{f_2, \alpha} \sigma_a]; \\ & [b - t_{f_2, \alpha} \sigma_b; \quad b + t_{f_2, \alpha} \sigma_b], \end{aligned} \quad (1.31)$$

где $t_{f_2, \alpha}$ – квантиль распределения Стьюдента при доверительном уровне α . Доверительный уровень определяет риск ошибки, т. е. вероятность того, что значения оценок параметров a и b выйдут за пределы значений доверительных границ. Как правило, α принимается равным 0,05.

Доверительный интервал для коэффициента и индекса корреляции строится при помощи z -преобразования Фишера в виде (1.32):

$$[\tanh(z - \lambda_\alpha \sigma_z); \tanh(z + \lambda_\alpha \sigma_z)], \quad (1.32)$$

где λ_α – квантиль стандартного нормального распределения при доверительном уровне α ; z – случайная величина, определяемая по формуле (1.33); σ_z – стандартная ошибка z , определяемая по формуле (1.34):

$$z = 0,5 \ln \frac{1+r}{1-r}, \quad (1.33)$$

где r – коэффициент или индекс корреляции.

$$\sigma_z = \frac{1}{\sqrt{n-3}}. \quad (1.34)$$

Доверительный интервал для истинного значения регрессии \tilde{Q}_{ni} в точке i строится в виде (1.35):

$$[\hat{Q}_{ni} - t_{f_2, \alpha} \sigma_{\hat{Q}_n}; \hat{Q}_{ni} + t_{f_2, \alpha} \sigma_{\hat{Q}_n}], \quad (1.35)$$

где $\sigma_{\hat{Q}_n}$ – стандартное отклонение значения МНК-оценки функции регрессии.

$\sigma_{\hat{Q}_n}$ определяется выражением (1.36) и сводится к (1.37) в случае простой (парной) линейной регрессии.

$$\sigma_{\hat{Q}_{ni}} = \sigma_u \sqrt{Q_{ji} \Delta^{-1} (Q_j)_i^T}, \quad (1.36)$$

где Q_{ji} – i -я вектор-строка матрицы значений объясняющих переменных Q_{jij} при $j=1, m+1$.

$$\sigma_{\hat{Q}_{ni}} = \sigma_u \sqrt{\frac{1}{n} + \frac{(Q_{ji} - \overline{Q_j})^2}{(n-1) \text{var}(Q_j)}}, \quad (1.37)$$

Одноименные доверительные границы для истинных значений регрессии \tilde{Q}_{ni} при всех значениях Q_{ji} ($i = \overline{1, n}$) образуют доверительный «коридор», заключающий эмпирическую линию регрессии. Подобный подход может быть распространен и на прогностические значения Q_{ni} за тем исключением, что точность оценки по (1.35) будет рассчитываться исходя из стандартного отклонения ошибки прогноза σ_{ei} . Оценка дисперсии ошибки прогноза σ_{ei}^2 , значения регрессии $\sigma_{Q_{ni}}^2$ в точке i и дисперсия остатков σ_u^2 связаны тождеством (1.38):

$$\sigma_{ei}^2 = \sigma_{Q_{ni}}^2 + \sigma_u^2, T^2. \quad (1.38)$$

Производится оценка значимости коэффициента корреляции, детерминации и оценок параметров регрессии. Для этого формулируются нулевая H_0 и альтернативная H_1 ей гипотезы. Первая для соответствующих коэффициентов и оценок может быть записана в виде $H_0: \rho = 0$, т. е. различие между выборочным и коэффициентом корреляции генеральной совокупности $\rho = 0$ незначимо; $H_0: B_{Q_n Q_{ж(г)}} = 0$, т. е. различие между выборочным и коэффициентом детерминации генеральной совокупности $B_{Q_n Q_{ж(г)}} = 0$ незначимо; $H_0: b_i = \beta_i$, т. е. различие между оценкой параметра регрессии, полученной по результатам выборки, и истинным значением параметра $\beta_i = 0$ незначимо.

Если $|t| > t_{f_2, \alpha}$ ($F > F_{f_1=m; f_2; \alpha}$), то H_0 на уровне значимости α отвергается. t , F определяются по формулам (1.39), (1.40):

$$t = \frac{r\sqrt{f_2}}{\sqrt{1-r^2}}, t = \frac{b_i}{\sigma_{b_i}}; \quad (1.39)$$

$$F = \frac{B_{Q_n Q_{ж(г)}}}{1 - B_{Q_n Q_{ж(г)}}} \frac{f_2}{f_1}. \quad (1.40)$$

3. Реализация модели в Excel

Оценим прирост добычи нефти от НКО на 04.2012 г. по скважине 251 Речицкого месторождения по данным МЭР, представленным в табл. 1.2.

Таблица 1.2

Динамика вытеснения по скважине 251 Речицкого месторождения

i	Год	Месяц	$Q_H, \text{т}$	$Q_{\text{ж}}, \text{т}$	Описание ГТМ	
1	2012	4	13 738	17 542	–	
2		3	13 613	17 406		
3		2	13 498	17 270		
4		1	13 388	17 146		
5	2011	12	13 268	17 009		
6		11	13 152	16 886		
7		9	13 141	16 875		
8		8	13 048	16 769		
9		7	12 899	16 620		
10		6	12 749	16 470		
11		5	12 555	16 276		
12		4	12 364	16 052		НКО
13		3	12 199	15 863		–
14		2	12 135	15 782		
15		1	12 074	15 702		
16	2010	12	11 993	15 593		
17		11	11 910	15 497		
18		10	11 833	15 404		
19		9	11 738	15 309		
20		8	11 585	15 134	Замена УШГН	

3.1. Зададим кривую обводнения по методу С. Н. Назарова и Н. В. Сипачева в виде (1.41):

$$\frac{Q_{\text{ж}}}{Q_H} = a + bQ_{\text{в}}. \quad (1.41)$$

Линеаризуем функцию, произведя в (1.41) замену $y = \frac{Q_{\text{ж}}}{Q_H}$,
 $x = Q_{\text{в}} = Q_{\text{ж}} - Q_H$.

Введем исходные данные и произведем их преобразование в Excel. Первой строкой сформируем головку таблицы. В диапазоне ячеек

A2:A20 зададим номера точек $i=\overline{1,19}$, B2:B20, C2:C20 – соответствующие им значения Q_{ni} и Q_{ji} . В ячейку D2 введем формулу «=C2/B2», E2 – «=C2-B2», определив тем самым новые переменные y_i, x_i . Осуществим их табулирование.

3.2. Корреляционно-регрессионный анализ проведем по данным до ГТМ, т. е. значениям при $i=\overline{1,19}$. Рассчитаем $\bar{x}, \bar{y}, \text{var}(x), \text{var}(y), \sigma_x, \sigma_y, \text{cov}(x,y), r_{yx}$, используя встроенные статистические функции «=СРЗНАЧ(X)», «=СРЗНАЧ(Y)», «=ДИСП(X)», «=ДИСП(Y)», «=СТАНДОТКЛОН(X)», «=СТАНДОТКЛОН(Y)», «=КОВАР(X;Y)*P1/(P1-1)», «=КОРРЕЛ(Y;X)», где $Y=D13:D20, X=E13:20$. Формулы запишем в диапазоне P10:P17 соответственно. Столбец O при этом отведем под боковик таблицы.

Оценки параметров регрессии b и a с учетом (1.21), (1.22) определим по формулам «=P16/P12», «=P11-P18*P10», которые запишем в ячейках P18:P19.

Вычислим значения регрессии \hat{y} . В ячейку F2 введем формулу «=\$P\$19+\$P\$18*E2», произведем ее табулирование. Значение факторной дисперсии $\text{var}(\hat{y})$ рассчитаем в ячейке P20 как «=ДИСП(F13:F20)».

Коэффициент детерминации B_{yx} , его исправленное значение B_{yx}^* с учетом (1.23), (1.24) определим как «=P20/P13», «=1-(1-P21)*(P1-1)/P4» в ячейках P21:P22, где значения ячеек P1 и P4 численно равны n и f_2 . f_2 рассчитаем как «=P1-P2-1», где P2 отвечает значению m .

Вычислим остатки \hat{u} . В ячейку G13 введем формулу «=D13-F13», произведем ее табулирование. Стандартную ошибку остатков σ_u определим с учетом (1.28) как «=КОРЕНЬ(ДИСП(G13:G20)*(P1-1)/P4)». Эквивалентные формы записи формулы (1.28): «=КОРЕНЬ(СУММКВРАЗН(D13:D20;F13:F20)/P4)» и «=КОРЕНЬ(СУММКВ(G13:G20)/P4)». Результат занесем в ячейку P23.

Вычислим стандартную ошибку σ_y отдельного значения регрессии. В соответствии с (1.37) в ячейку H13 введем формулу «=\$P\$23*КОРЕНЬ(1/\$P\$1+(E13-\$P\$10)^2/((P1-1)*P12))», произведем ее табулирование.

Вычислим стандартную ошибку прогноза в точке σ_e . Исходя из (1.38) в ячейку I2 введем формулу «=SP\$23*КОРЕНЬ(1+1/SP\$1+(E2-SP\$10)^2/((SP\$1-1)*SP\$12))», произведем ее табулирование.

Вычислим стандартные ошибки оценок параметров регрессии σ_a и σ_b . С учетом (1.29), (1.30) получим «=P23*КОРЕНЬ(1/P1+P10/(P12*(P1-1)))» и «=P23/(P14*КОРЕНЬ(P1-1))». Результаты занесем в ячейки P24:P25.

Доверительные границы для a и b с учетом (1.31) определим по формулам «=P19-P7*P24», «=P19+P7*P24» и «=P18-P7*P25», «=P18+P7*P25», где значение P7 соответствует значению $t_{f_2, \alpha}$ при двусторонней критической области. Значение $t_{f_2, \alpha}$ может быть определено с помощью функции «=СТЮДРАСПОБР(P5;P4)», где P5 и P4 равны α и f_2 соответственно. Результаты занесем в ячейки P26:Q26 и P27:Q27. $t_{f_2, \alpha}$ при односторонней критической области рассчитывается в ячейке P8 по формуле «=СТЮДРАСПОБР(2*P5;P4)».

Доверительные границы для r_{yx} с учетом (1.32) определим по формулам «=ТАНН(P30)», «=ТАНН(Q30)», где P30:Q30 – доверительные границы для z , рассчитываемые по формулам «=P28-НОРМСТОБР(1-P5/2)*P29», «=P28+НОРМСТОБР(1-P5/2)*P29». Здесь P28 – значение z , определяемое с учетом (1.33) как «=ФИШЕР(P17)», P29 – значение σ_z , определяемое с учетом (1.34) как «=1/КОРЕНЬ(P1-3)», НОРМСТОБР(1-P5/2) – функция, численно равная λ_α , 1-P5/2 – доверительная вероятность.

Доверительные границы для \tilde{y}_{12} с учетом (1.35) определим по формулам «=F13-SP\$7*H13» и «=F13+SP\$7*H13», занесенным в ячейки J13 и K13 соответственно. Осуществим их табулирование.

Доверительные границы для прогноза значения y_1 определим по формулам «=F2-SP\$7*I2» и «=F2+SP\$7*I2», занесенным в ячейки J2 и K2. Осуществим их табулирование.

Абсолютные значения t -критериев для r , a и b ($|t_r|, |t_a|, |t_b|$) с учетом (1.39) рассчитаем по формулам «=ABS(P17*КОРЕНЬ(P4)/КОРЕНЬ(1-P17^2))», «=ABS(P19/P24)» и «=ABS(P18/P25)». Результаты занесем в ячейки P32:P34.

Значение F -критерия для B_{yx} с учетом (1.40) рассчитаем по формуле «=P21/(1-P21)*P4/P3» в ячейке P35, где значение P3 числен-

но равно f_1 , т. е. P2. Критическое значение $F_{f_1; f_2; \alpha}$ определим с помощью функции «=ФРАСПОБР(P5;P3;P4)».

Обратимся к исходным координатам. Рассчитаем \dot{Q}_{H1} в ячейке L2 по формуле «=C2/F2». Произведем ее табулирование.

Доверительные границы для прогностической оценки Q_{H1} определим по формулам «=C2/J2» и «=C2/K2» в ячейках M2 и N2. Произведем их табулирование.

Значения Q_{Hi} при $i=\overline{12,19}$ отвечают доверительным границам для \tilde{Q}_{Hi} .

Индекс корреляции $r_{Q_H Q_{ж}}$ определим как «=КОРЕНЬ(1-СУММКВРАЗН(B13:B20;L13:L20)/ДИСП(B13:B20)*(P1-1))» в ячейке P36.

Результаты расчетов представлены в табл. 1.3 и на рис. 1.1, 1.2.

Так как $|t_r| > t_{f_2, \alpha}$, то с доверительной вероятностью 95 % можно утверждать, что связь между переменными значима. Так как $|t_a| > t_{f_2, 2\alpha}$ и $|t_b| > t_{f_2, 2\alpha}$, то a и b существенно больше (меньше) нуля. $F > F_{f_1; f_2; \alpha}$, следовательно, регрессия достаточно определена включенными переменными.

3.3. По рабочими табл. 1.3, 1.4 оценим прирост ΔQ_H в виде интервала (1.42):

$$[Q_{H1} - \tilde{Q}_{H1}^{\max}; Q_{H1} - \tilde{Q}_{H1}^{\min}]$$

или

$$Q_{H1} - \tilde{Q}_{H1} \pm \frac{\tilde{Q}_{H1}^{\max} - \tilde{Q}_{H1}^{\min}}{2} \quad (1.42)$$

на 04.2012 г., который составит 147–242 т или 195 ± 47 т.

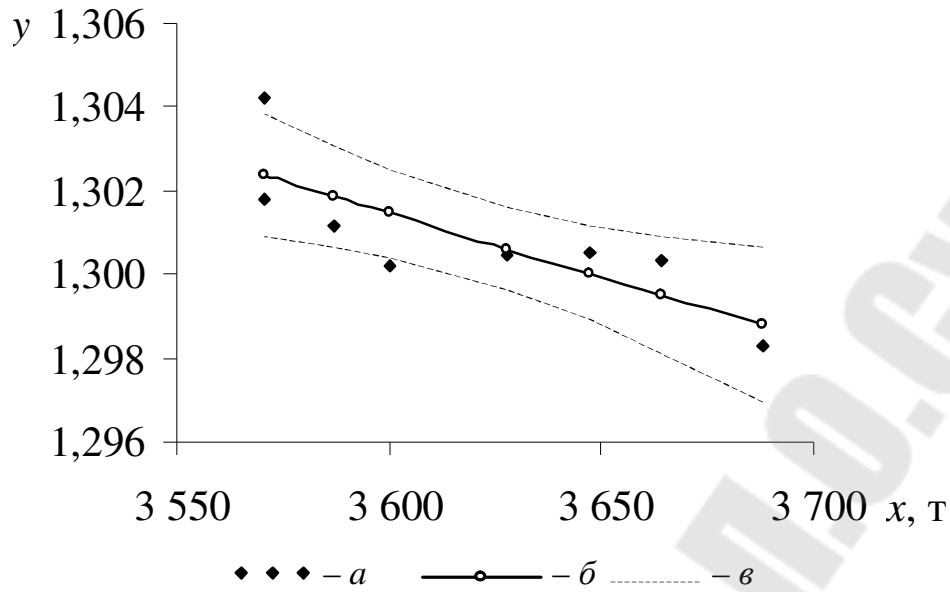


Рис. 1.1. Диаграмма рассеяния (а), регрессионная прямая (б) и ее доверительные границы (в) в преобразованных координатах

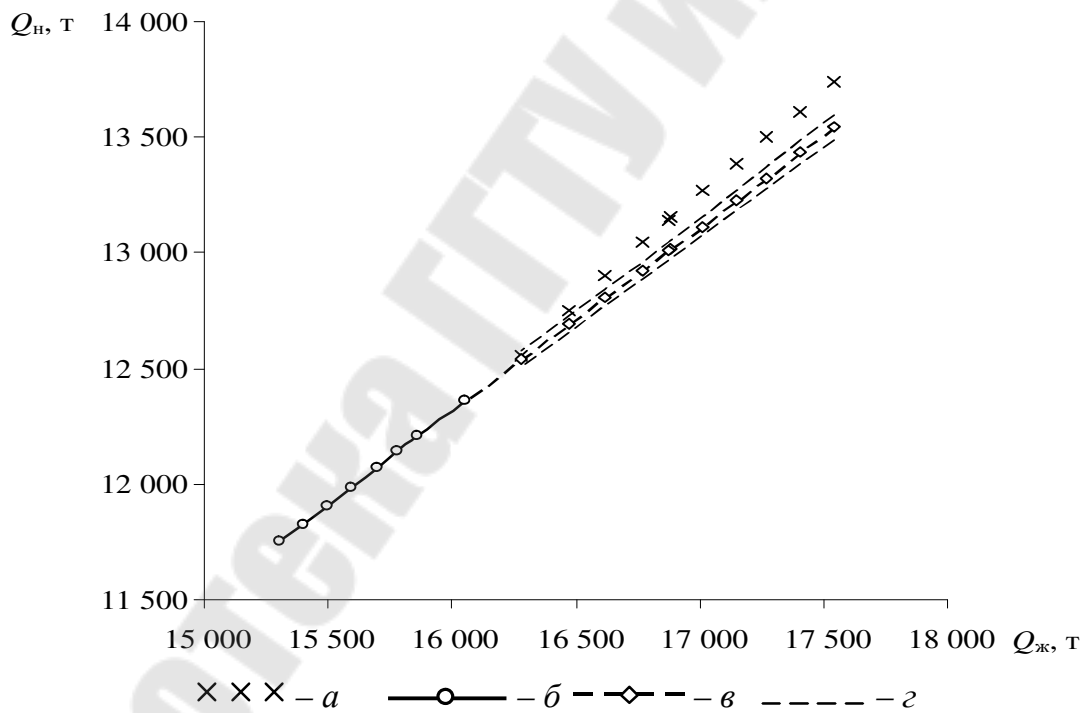


Рис. 1.2. Фактическая (а), теоретические относительно ГТМ кривые обводнения (б) и (в), доверительный «коридор» для прогностических значений (г) в исходных координатах

Таблица 1.3

Рабочая таблица Excel для регрессии Назарова–Сипачева

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N
1	i	Q_{Hi}, T	$Q_{Жи}, T$	y_i	x_i, T	\hat{y}_i	u_i	$\sigma_{\hat{y}_i}$	σ_{ei}	\tilde{y}_i^{\min}	\tilde{y}_i^{\max}	\hat{Q}_{Hi}, T	\tilde{Q}_{Hi}^{\max}, T	\tilde{Q}_{Hi}^{\min}, T
2	1	13 738	17 542	1,276896	3 804	1,295251	–	–	0,002084	1,290152	1,300349	13 543	13 597	13 490
3	2	13 613	17 406	1,278631	3 793	1,295586	–	–	0,001999	1,290695	1,300477	13 435	13 486	13 384
4	3	13 498	17 270	1,279449	3 772	1,296226	–	–	0,001842	1,291718	1,300734	13 323	13 370	13 277
5	4	13 388	17 146	1,280699	3 758	1,296653	–	–	0,001742	1,292390	1,300917	13 223	13 267	13 180
6	5	13 268	17 009	1,281957	3 741	1,297172	–	–	0,001627	1,293191	1,301153	13 112	13 153	13 072
7	6	13 152	16 886	1,283911	3 734	1,297385	–	–	0,001582	1,293515	1,301255	13 015	13 054	12 977
8	7	13 141	16 875	1,284149	3 734	1,297385	–	–	0,001582	1,293515	1,301255	13 007	13 046	12 968
9	8	13 048	16 769	1,285178	3 721	1,297782	–	–	0,001502	1,294107	1,301456	12 921	12 958	12 885
10	9	12 899	16 620	1,288472	3 721	1,297782	–	–	0,001502	1,294107	1,301456	12 806	12 843	12 770
11	10	12 749	16 470	1,291866	3 721	1,297782	–	–	0,001502	1,294107	1,301456	12 691	12 727	12 655
12	11	12 555	16 276	1,296376	3 721	1,297782	–	–	0,001502	1,294107	1,301456	12 541	12 577	12 506
13	12	12 364	16 052	1,298285	3 688	1,298788	-0,000502	0,0007500	–	1,296953	1,300623	12 359	12 377	12 342
14	13	12 199	15 863	1,300352	3 664	1,299520	-0,000833	0,0005692	–	1,298127	1,300913	12 207	12 220	12 194
15	14	12 135	15 782	1,300536	3 647	1,300038	-0,000498	0,0004652	–	1,298900	1,301176	12 140	12 150	12 129
16	15	12 074	15 702	1,300480	3 628	1,300617	-0,000137	0,0003953	–	1,299650	1,301585	12 073	12 082	12 064
17	16	11 993	15 593	1,300175	3 600	1,301471	-0,001296	0,0004282	–	1,300424	1,302519	11 981	11 991	11 971
18	17	11 910	15 497	1,301175	3 587	1,301868	-0,000692	0,0004927	–	1,300662	1,303073	11 904	11 915	11 893
19	18	11 833	15 404	1,301783	3 571	1,302356	-0,000572	0,0005973	–	1,300894	1,303817	11 828	11 841	11 815
20	19	11 738	15 309	1,304226	3 571	1,302356	-0,001870	0,0005973	–	1,300894	1,303817	11 755	11 768	11 742

Таблица 1.4

Рабочая таблица Excel для регрессии Назарова–Сипачева

	<i>O</i>	<i>P</i>	<i>Q</i>		<i>O</i>	<i>P</i>	<i>Q</i>
1	n	8		19	a	1,411	
2	m	1		20	$\text{var}(\hat{y})$	$1,812188 \cdot 10^{-6}$	
3	f_1	1		21	B_{yx}	0,6380445	
4	f_2	6		22	B_{yx}^*	0,5777186	
5	α	0,05		23	σ_u	0,00110	
6	i	12–19		24	σ_a	0,000684	
7	$t_{f_2}; \alpha$	2,447		25	σ_b, T^{-1}	$9,38 \cdot 10^{-6}$	
8	$t_{f_2}; 2\alpha$	1,943		26	$a \in$	[1,410;	1,413]
9	$F_{f_1; f_2; \alpha}$	5,987		27	$b, T^{-1} \in$	$[-5,344 \cdot 10^{-5}$	$-0,755 \cdot 10^{-5}]$
10	\bar{x}, T	3 620		28	z	–1,09522	
11	\bar{y}	1,300877		29	σ_z	0,4472	
12	$\text{var}(x), T^2$	1 949		30	$z \in$	[–1,97175;	–0,21870]
13	$\text{var}(y)$	$2,840223 \cdot 10^{-6}$		31	$r_{yx} \in$	[–0,9620;	–0,2153]
14	$\sigma_{x, T}$	44,15		32	$ t_r $	3,25	
15	σ_y	0,001685296		33	$ t_a $	2 062,60	
16	$\text{cov}(x, y), T$	–0,05943		34	$ t_b $	3,25	
17	r_{yx}	–0,7988		35	F	10,58	
18	b, T^{-1}	$-3,049 \cdot 10^{-5}$		36	$R_{Q_n Q_k}$	0,9484	

4. Индивидуальное задание

В программном пакете Excel произвести корреляционно-регрессионный анализ по данным табл. 1.2 для регрессии, вид которой определен в табл. 1.5 в соответствии с номером варианта N . Анализ предусматривает формирование рабочей таблицы, построение характеристик в линеаризованных и исходных координатах.

4.1. Линеаризация переменных регрессии

Для линеаризации регрессии А. А. Казакова следует Q_H продифференцировать по $Q_{ж}$. Полученное выражение (1.43), отвечающее текущему нефтесодержанию f , необходимо прологарифмировать (1.44) и ввести замену, сводящую регрессию к линейному виду (1.45):

$$f = \frac{dQ_H}{dQ_{ж}} = \frac{d}{dQ_{ж}} \left(a + \frac{b}{Q_H^{-\lambda}} \right) = -\lambda b Q_{ж}^{-\lambda-1}, \quad (1.43)$$

где λ – показатель степени, являющийся функцией относительной вязкости μ_0 .

$$\ln f = \ln(-\lambda b) - (\lambda + 1) \ln Q_{ж}; \quad (1.44)$$

$$y = a' + b'x, \quad (1.45)$$

где y, x, a', b' определяются по формулам (1.46):

$$y = \ln f, \quad x = \ln Q_{ж}, \quad a' = \ln(-\lambda b), \quad b' = -\lambda - 1. \quad (1.46)$$

Для оценки f можно воспользоваться дискретизацией вида (1.47):

$$f_i \approx \frac{Q_{Hi} - Q_{Hi+1}}{Q_{жи} - Q_{жи+1}}. \quad (1.47)$$

Подобным способом приводятся к линейному виду (1.45) регрессии В. В. Стасенкова, Арпса, А. М. Шавалиева, для которых y, x, a', b' могут быть рассчитаны по формулам (1.48)–(1.50) соответственно:

$$y = \ln f, \quad x = Q_{ж}, \quad a' = \ln bc, \quad b' = -c; \quad (1.48)$$

$$y = \frac{1}{f}, \quad x = Q_{ж}, \quad a' = \frac{1}{e^a}, \quad b' = b; \quad (1.49)$$

$$y = \ln f, \quad x = Q_{ж}, \quad a' = \ln abc, \quad b' = -c. \quad (1.50)$$

Очевидно, что регрессии В. В. Стасенкова и А. М. Шавалиева равнозначны.

В случае регрессий А. А. Казакова, В. В. Стасенкова и А. М. Шавалиева к МНК необходимо прибегнуть дважды. На первой итерации определяется показатель степени, на следующей – остальные параметры регрессии.

Для метода Ю. П. Борисова необходимо провести множественную регрессию. При этом под матрицей Δ нужно понимать $X^T X$. В матрице X размерности $n \times (m+1)$ записываются значения объясняющих переменных x_{ij} ($i = \overline{1, n}, j = \overline{1, m+1}$), а фиктивная переменная x_{i1} при постоянной регрессии b_1 принимается равной 1. Пример определения некоторых характеристик множественной регрессии приведен в табл. 1.7 для аналога метода Ю. П. Борисова вида (1.51):

$$\frac{Q_H}{Q_J} = \frac{b(Q_J - a)}{c - Q_J}. \quad (1.51)$$

Регрессия (1.51) линеаризуется в виде (1.52):

$$y = b_1 x_1 + b_2 x_2 + b_3 x_3, \quad (1.52)$$

где y, x_2, x_3 определяются по формулам (1.53):

$$y = Q_H, \quad x_2 = Q_J, \quad x_3 = \frac{Q_H}{Q_J}. \quad (1.53)$$

ΔQ_H по методу составит 21,1–37,7 или $29,4 \pm 8,29$ т.

Для линеаризации связей можно воспользоваться табл. 1.8.

Значения параметров регрессии, прироста добычи нефти и индекса корреляции по вариантам для самопроверки даны в табл. 1.7.

4.2. Уточнение оценок параметров нелинейной регрессии

Как было показано выше, линеаризация связей дает возможность применять МНК для нахождения оценок параметров регрессии. Но полученные оценки параметров исходных функций могут не обладать свойствами МНК-оценок. Разработаны способы уточнения этих оценок. Один из таких способов может быть реализован с помощью встроенной функции *genfit* программного пакета MathCAD. В основу функции *genfit* положен алгоритм Левенберга–Марквардта, направленный на решение задач о наименьших квадратах.

При использовании численных методов решения основная сложность сводится к выбору начальных приближений, обеспечивающих сходимость алгоритма либо к локальному, либо глобальному минимуму. За начальные приближения функции *genfit* можно принять оценки параметров, полученных в результате линеаризации переменных и применения МНК. Поясним это на примере модифицированной регрессии Арпса вида (1.54):

$$Q_H = \frac{1}{b} \ln(c + b e^a Q_{\text{ж}}). \quad (1.54)$$

Регрессия (1.54) путем дифференцирования по переменной $Q_{\text{ж}}$ сводится к виду (1.55). Линеаризация переменных и постоянных осуществляется при помощи замены (1.56). На этом этапе рассчитывается параметр b :

$$\frac{1}{f} = \frac{c}{e^a} + b Q_{\text{ж}}; \quad (1.55)$$

$$y' = \frac{1}{f}, \quad x' = Q_{\text{ж}}, \quad a' = \frac{c}{e^a}, \quad b' = b. \quad (1.56)$$

Потенцирование функции (1.54) позволяет свести ее к виду (1.57). Линеаризация переменных и постоянных регрессии осуществляется при помощи замены (1.58). На этом этапе рассчитываются параметры a и c :

$$e^{b Q_H} = c + b e^a Q_{\text{ж}}; \quad (1.57)$$

$$y'' = e^{b Q_H}, \quad x'' = Q_{\text{ж}}, \quad (1.58)$$

$$a'' = c, \quad b'' = b e^a.$$

Таким образом, a , b и c будут рассчитываться по формуле (1.59):

$$a = \ln \frac{b''}{b'}, \quad b = b', \quad c = a''. \quad (1.59)$$

Так как МНК в этом случае применяется дважды, то один и два штриха в обозначениях отвечают этапам применения метода.

Покажем, что полученные МНК оценки a , b и c , равные 2,368, $2,13 \cdot 10^{-4}$ и $-22,6$, при сравнительно высоком индексе корреляции 0,9722 не удовлетворяют условию (1.6).

Пусть $Q_H(Q_{\text{ж}}, b)$ – матрица, содержащая в качестве элементов исходную регрессию и ее частные производные по параметрам (1.60):

$$Q_H(Q_{ж}, b) = \begin{pmatrix} \frac{1}{b_2} \ln(b_3 + b_2 e^{b_1} Q_{ж}) \\ \frac{e^{b_1} Q_{ж}}{b_3 + b_2 e^{b_1} Q_{ж}} \\ \frac{e^{b_1} Q_{ж}}{b_2 (b_3 + b_2 e^{b_1} Q_{ж})} - \frac{\ln(b_3 + b_2 e^{b_1} Q_{ж})}{(b_2)^2} \\ \frac{1}{b_2 (b_3 + b_2 e^{b_1} Q_{ж})} \end{pmatrix}, \quad (1.60)$$

где $b^T = (b_1 \ b_2 \ b_3) = (a \ b \ c)$.

Тогда условие (1.7) можно записать в виде (1.61):

$$\begin{cases} \frac{\partial S(a, b, c)}{\partial a} = -2 \sum_{i=1}^n (Q_{Hi} - Q_{H1}) Q_{H2} = 0; \\ \frac{\partial S(a, b, c)}{\partial b} = -2 \sum_{i=1}^n (Q_{Hi} - Q_{H1}) Q_{H3} = 0; \\ \frac{\partial S(a, b, c)}{\partial c} = -2 \sum_{i=1}^n (Q_{Hi} - Q_{H1}) Q_{H4} = 0. \end{cases} \quad (1.61)$$

Так как $S'_a \approx -726$, $S'_b \approx -4511296$, $S'_c \approx -31$, то очевидно, что необходимое условие минимизации функции (1.61) не выполняется.

Уточним оценки параметров регрессии с помощью функции `genfit`. Аргументами функции будут служить переменные $Q_{ж}$, Q_H , b_0 , $Q_H(Q_{ж}, b)$, где b_0 – вектор начальных приближений оценок a , b и c , принятый по результатам МНК.

Оценки параметров регрессии a , b и c , рассчитанные с помощью функции `genfit`, равные $1,386$, $1,31 \cdot 10^{-4}$ соответственно, удовлетворяют условию (1.61).

Покажем также, что в найденной точке выполняется достаточное условие минимума функции $S(a, b, c)$. Для этого составим матрицу Гессе H (1.62):

$$H = \begin{pmatrix} S''_{aa} & S''_{ab} & S''_{ac} \\ S''_{ba} & S''_{bb} & S''_{bc} \\ S''_{ca} & S''_{cb} & S''_{cc} \end{pmatrix}. \quad (1.62)$$

Вторые и смешанные производные функции будут рассчитываться по формуле (1.63):

$$\frac{\partial^2 S}{\partial b_j \partial b_k} = -2 \sum_{i=1}^n \left\{ (Q_{Hi} - Q_{H1}) \frac{\partial^2 Q_{H1}}{\partial b_j \partial b_k} - \frac{\partial Q_{H1}}{\partial b_j} \frac{\partial Q_{H1}}{\partial b_k} \right\}, \quad (1.63)$$

где $j=\overline{1,3}$, $k=\overline{1,3}$;

$$\frac{\partial^2 Q_H}{\partial^2 b} = \frac{2}{b^3} \ln(c + b e^a Q_{ж}) - \frac{e^a Q_{ж} (2c + 3b e^a Q_{ж})}{b^2 (c + b e^a Q_{ж})^2},$$

$$\frac{\partial^2 Q_H}{\partial^2 a} = \frac{c e^a Q_{ж}}{(c + b e^a Q_{ж})^2};$$

$$\frac{\partial^2 Q_H}{\partial^2 c} = -\frac{1}{b(c + b e^a Q_{ж})^2};$$

$$\frac{\partial^2 Q_H}{\partial a \partial b} = -\left(\frac{e^a Q_{ж}}{c + b e^a Q_{ж}} \right)^2;$$

$$\frac{\partial^2 Q_H}{\partial b \partial c} = -\frac{c + 2b e^a Q_{ж}}{b^2 (c + b e^a Q_{ж})^2};$$

$$\frac{\partial^2 Q_H}{\partial a \partial c} = -\frac{e^a Q_{ж}}{(c + b e^a Q_{ж})^2};$$

$$\frac{\partial^2 Q_H}{\partial a \partial b} = \frac{\partial^2 Q_H}{\partial b \partial a};$$

$$\frac{\partial^2 Q_H}{\partial b \partial c} = \frac{\partial^2 Q_H}{\partial c \partial b};$$

$$\frac{\partial^2 Q_H}{\partial a \partial c} = \frac{\partial^2 Q_H}{\partial c \partial a}.$$

Так как в найденной точке все угловые миноры Гессiana положительны, то квадратичная форма положительно определенная по критерию Сильвестра, следовательно, в этой точке имеем минимум.

Итак, использование только МНК в оценке эффективности ГТМ с помощью модифицированной регрессии Арпса привело к завышению абсолютного прироста на 69,4 т. Для долгосрочного прогноза такой подход может приводить к существенным ошибкам.

4.3. Оценка предельных показателей разработки

Для оценки прогнозных показателей разработки необходимо преобразовать кривую обводнения относительно нефтесодержания f и, задаваясь последним (например, 0,02, что отвечает экономическому ограничению обводненности 98 %), определить Q_H , Q_B , $Q_{ж}$.

Для примера определим долгосрочные показатели разработки для аналога метода Ю. П. Борисова. Для этого выражение (1.52) с учетом (1.53) необходимо продифференцировать по Q_H и решить относительно $Q_{ж}$. Полученная формула (1.64) позволяет рассчитать $Q_{ж}$ как функцию нефтесодержания f .

$$Q_{ж} = b_3 \left(1 - \sqrt{1 + \frac{b_1 + fb_3}{b_3(b_2 - f)}} \right). \quad (1.64)$$

По формулам (1.52) и (1.54):

$$Q_{ж}|_{f=0,02} \approx Q_{ж}|_{f=0} \approx 37\,066,0 \text{ т}, \quad Q_H|_{f=0,02} \approx Q_H|_{f=0} \approx 28\,737,6 \text{ т},$$

$$Q_B|_{f=0,02} \approx Q_B|_{f=0} \approx 8\,328,4 \text{ т}.$$

Таким образом, скважина на 04.2012 г. отобрала 48 % от удельных извлекаемых запасов на скважину. Полученное значение включает ряд допущений. Для сравнения потенциала обработок рекомендуется определять его приращение.

Для преобразования функции относительно нефтесодержания можно воспользоваться табл. 1.8.

Некоторые методы не позволяют применить описанный подход либо дают неадекватные результаты, что связано с границами их применимости. Так вышло с методом Назарова–Сипачева в связи со снижением ВНФ.

В работе [2] даны некоторые критерии применимости методов, основанных на характеристиках вытеснения:

1) ошибка аппроксимации \bar{A} на базовом интервале не должна превышать 20 %; \bar{A} рассчитывается по формуле (1.65):

$$\bar{A} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left| \frac{Q_{Hi} - \hat{Q}_{Hi}}{Q_{Hi}} \right| \cdot 100 \% ; \quad (1.65)$$

2) рассчитанные значения вовлеченных в разработку извлекаемых запасов нефти на момент проведения ГТМ должны быть сопоставимы с числящимися на балансе и быть больше накопленной добычи нефти по скважине. При этом предполагаются удельные запасы нефти в пределах области дренирования скважины.

Несмотря на большую популярность характеристик вытеснения в оценке эффективности ГТМ, критерии их объективного выбора в зависимости от геолого-физических характеристик, стадии разработки, количества точек на кривой в предпрогнозный период и других факторов, к сожалению, не установлены.

Таблица 1.5

Исходные данные к индивидуальному заданию
[2, с. 74–76], [3, с. 56–121], [4, с. 150], [5]

Номер варианта	Вид регрессии	Название метода
1	$\frac{Q_B}{Q_H} = a + bQ_B$	Аналог метода С. Н. Назарова, Н. В. Сипачева
2	$\ln \frac{Q_B}{Q_H} = a + bQ_B$	Модифицированный метод С. Н. Назарова, Н. В. Сипачева
3	$\frac{Q_B}{Q_H} = a + bQ_H$	Метод Французского нефтяного института
4	$\ln \frac{Q_B}{Q_H} = a + bQ_H$	
5	$\frac{Q_{Ж}}{Q_H} = a + bQ_H$	Аналог метода Французского нефтяного института
6	$\frac{Q_{Ж}}{Q_H} = a + bQ_{Ж}$	Метод Н. В. Сипачева, Е. В. Посевича
7	$\ln \frac{Q_H}{Q_{Ж}} = a + bQ_H$	Модифицированный метод Н. В. Сипачева, Е. В. Посевича
8	$\frac{Q_B}{Q_H} = a + bQ_{Ж}$	Метод Д. К. Гайсина, Э. М. Тимашева
9	$Q_H = a - be^{-cQ_{Ж}}$	Метод В. В. Стасенкова
10	$\frac{Q_H}{Q_{Ж}} = a + bQ_H$	Метод Д. К. Гайсина
11	$Q_B = \beta \alpha^{Q_H}$	Метод М. И. Максимова
12	$Q_H = a + b \ln Q_{Ж}$	Метод Б. Ф. Сазонова
13	$Q_H = a + \frac{b}{\sqrt{Q_{Ж}}}$	Метод А. М. Пирвердяна

Номер варианта	Вид регрессии	Название метода
14	$Q_H \sqrt{Q_{\text{ж}}} = a + b \sqrt{Q_{\text{ж}}}$	Модифицированный метод А. М. Пирвердяна
15	$Q_H = a + \frac{b}{Q_{\text{ж}}}$	Метод Г. С. Камбарова
16	$Q_H Q_{\text{ж}} = a + b Q_{\text{ж}}$	Модифицированный метод Г. С. Камбарова
17	$Q_H = a + b Q_{\text{ж}}$	Метод постоянного нефтесодержания
18	$Q_H = a + \frac{b}{Q_{\text{ж}}^\lambda}$	Метод А. А. Казакова
19	$Q_H Q_{\text{ж}}^\lambda = a + b Q_{\text{ж}}^\lambda$	Модифицированный метод А. А. Казакова
20	$\ln Q_{\text{в}} = a + b \ln Q_{\text{н}}$	Метод Г. Л. Говоровой, З. К. Рябиной
21	$\ln \frac{Q_{\text{в}}}{Q_{\text{н}}} = a + b \ln Q_{\text{н}}$	Метод Б. Ф. Сазонова, Т. К. Маслянцева, В. Я. Булыгина
22	$\ln \frac{Q_{\text{в}}}{Q_{\text{н}}} = a + b \ln Q_{\text{в}}$	
23	$\ln Q_{\text{н}} = a + b \ln Q_{\text{ж}}$	Метод Н. И. Абызбаева
24	$\ln \frac{Q_{\text{ж}}}{Q_{\text{н}}} = a + b \ln Q_{\text{н}}$	Модифицированный метод Н. И. Абызбаева
25	$\ln \frac{Q_{\text{ж}}}{Q_{\text{н}}} = a + b \ln Q_{\text{ж}}$	
26	$Q_{\text{н}} = \frac{1}{b} \ln(c + b e^a Q_{\text{ж}})$	Метод Арпса (J. J. Arps)
27	$\left(\frac{Q_{\text{ж}}}{Q_{\text{н}}}\right)^2 = a + b Q_{\text{ж}}^2$	Метод А. С. Захарова
28	$Q_{\text{н}} = a + b Q_{\text{ж}} + c Q_{\text{ж}}^2$	Метод Ткаченко
29	$\frac{Q_{\text{в}}}{Q_{\text{н}}} = \frac{b(Q_{\text{н}} - a)}{c - Q_{\text{н}}}$	Метод Ю. П. Борисова
30	$Q_{\text{н}} = a(1 - b e^{-c Q_{\text{ж}}})$	Метод А. М. Шавалиева

Таблица 1.6

Рабочая таблица Excel для регрессии Ю. П. Борисова

	<i>A</i>	<i>B</i>	<i>C</i>	<i>D</i>	<i>E</i>	<i>F</i>	<i>G</i>	<i>H</i>	<i>I</i>	<i>J</i>	<i>K</i>	<i>L</i>	<i>M</i>
1	<i>i</i>	\tilde{Q}_{Hi}^{\min}, T	$Q_{жi}, T$	y_i, T	x_{i1}	x_{i2}, T	x_{i3}	\hat{y}_i, T	u_i, T	σ_{y_i}, T	σ_{ei}, T	\tilde{Q}_{Hi}^{\min}, T	\tilde{Q}_{Hi}^{\max}, T
2	1	13 738 ⁽¹⁾	17 542 ⁽²⁾	13 738 ⁽³⁾	1	17 542 ⁽⁴⁾	0,78315 ⁽⁵⁾	13 708,6 ⁽⁶⁾	–	–	3,81 ⁽⁷⁾	13 700,3 ⁽⁸⁾	13 716,9 ⁽⁹⁾
3
4	12	12 364	16 052	12 364	1	16 052	0,77025	12 363,5	–0,5 ⁽¹⁰⁾	0,15 ⁽¹¹⁾	–	12 363,2 ⁽¹²⁾	12 363,9 ⁽¹³⁾
5	13	12 199	15 863	12 199	1	15 863	0,76902	12 199,3	–0,3	0,11	–	12 199,0	12 199,5
6	14	12 135	15 782	12 135	1	15 782	0,76891	12 135,2	–0,2	0,06	–	12 135,1	12 135,4
7	15	12 074	15 702	12 074	1	15 702	0,76895	12 074,2	–0,2	0,04	–	12 074,1	12 074,2
8	16	11 993	15 593	11 993	1	15 593	0,76913	11 993,0	–0,0	0,11	–	11 992,8	11 993,3
9	17	11 910	15 497	11 910	1	15 497	0,76854	11 910,1	–0,1	0,08	–	11 909,9	11 910,2
10	18	11 833	15 404	11 833	1	15 404	0,76818	11 833,0	–0,0	0,10	–	11 832,7	11 833,2
11	19	11 738	15 309	11 738	1	15 309	0,76674	11 737,7	–0,3	0,23	–	11 737,2	11 738,2

Примечание: 1 – формула массива для диапазона ячеек вводится последовательным нажатием клавиш F2 и CTRL+SHIFT+ВВОД; 2 – транспонирование и отыскание обратной матрицы М, произведение матриц М1, М2 реализуется функциями ТРАНСП(М), МОБР(М), МУМНОЖ(М1; М2); 3 – «=B2»; 4 – «=C2»; 5 – «=B2/C2»; 6 – «=\$O\$6*E2+\$O\$7*F2+\$O\$8*G2»; 7 – «=КОРЕНЬ(\$O\$9*(1+МУМНОЖ(МУМНОЖ(E2:G2;МОБР(МУМНОЖ(ТРАНСП(\$E\$4:\$G\$11);\$E\$4:\$G\$11))))); ТРАНСП(E2:G2))»); 8 – «=H2-\$O\$14*K2»; 9 – «=H2+\$O\$14*K2»; 10 – «=D4-H4»; 11 – «=\$O\$9*МУМНОЖ(МУМНОЖ(E4:G4;МОБР(МУМНОЖ(ТРАНСП(\$E\$4:\$G\$11);\$E\$4:\$G\$11)));ТРАНСП(E4:G4))»; 12 – «=H4-\$O\$14*J4»; 13 – «=H4+\$O\$14*J4».

Таблица 1.7

Рабочая таблица Excel для регрессии Ю. П. Борисова

	N	O	P	Q
1	n		8	
2	m		2	
3	f_1		2	
4	F_2		5	
6	α		0,05	
5	j		1...(m+1)	
7	$t_{f_2, \alpha}$		2,179 ⁽¹⁾	
8	$b_{1, T}$	11818,6 ⁽²⁾		
9	b_2	-0,769769		
10	$b_{3, T}$	15353,2		
11	σ_u, T		0,294 ⁽³⁾	
12	σ_{1j}	171,681 ⁽⁴⁾	0,378756	#ЧИСЛО!
13	σ_{2j}	0,378756	0,000965	#ЧИСЛО!
14	σ_{3j}	#ЧИСЛО!	#ЧИСЛО!	240,549
15	$ t_{b_0} $		68,84 ⁽⁵⁾	
16	$ t_{b_1} $		797,55 ⁽⁶⁾	
17	$ t_{b_2} $		63,83 ⁽⁷⁾	
18	$R_{Q_n Q_j}$		0,999964 ⁽⁸⁾	

Примечание: 1 – «=СТЮДРАСПОБР(O5;12)»; 2 – «=МУМНОЖ(МУМНОЖ(МОБР(МУМНОЖ(ТРАНСП(E4:G11);E4:G11));ТРАНСП(E4:G11)); D4:D11)»; 3 – «=КОРЕНЬ(ДИСП(I4:I11)*(O1-1)/O4)»; 4 – «=\$O\$11*КОРЕНЬ(МОБР(МУМНОЖ(ТРАНСП(E4:G11);E4:G11)))»; 5 – «=ABS(O8/O12)»; 6 – «=ABS(O9/P13)»; 7 – «=ABS(O10/Q14)»; 8 – «=КОРЕНЬ(1-СУММКВРАЗН(D4:D11;H4:H11)/ДИСП(D4:D11)*(P1-1))».

Эквивалентные преобразования функций

Номер варианта	Аналитическое выражение функции	Линейная замена	Связи между параметрами	
1	$\frac{Q_B}{Q_H} = a + bQ_B$	$y = \frac{Q_B}{Q_H}, x = Q_B$	-	
2	$\ln \frac{Q_B}{Q_H} = a + bQ_B$	$y = \ln \frac{Q_B}{Q_H}, x = Q_B$	-	
3	$\frac{Q_B}{Q_H} = a + bQ_H$	$y = \frac{Q_B}{Q_H}, x = Q_H$	-	
4	$\ln \frac{Q_B}{Q_H} = a + bQ_H$	$y = \ln \frac{Q_B}{Q_H}, x = Q_H$	-	
5	$\frac{Q_{Ж}}{Q_H} = a + bQ_H$	$y = \frac{Q_{Ж}}{Q_H}, x = Q_H$	-	
6	$\frac{Q_{Ж}}{Q_H} = a + bQ_{Ж}$	$y = \frac{Q_{Ж}}{Q_H}, x = Q_{Ж}$	-	
7	$\ln \frac{Q_H}{Q_{Ж}} = a + bQ_H$	$y = \ln \frac{Q_H}{Q_{Ж}}, x = Q_H$	-	
8	$\frac{Q_B}{Q_H} = a + bQ_{Ж}$	$y = \frac{Q_B}{Q_H}, x = Q_{Ж}$	-	
9	$Q_H = a - b e^{-cQ_{Ж}}$	$x^{(1)} = Q_{Ж},$ $y^{(1)} = \ln f$	$c = -b^{(1)}$	
		$y^{(2)} = Q_H,$ $x^{(2)} = e^{b^{(1)}Q_{Ж}}$	$a = a^{(2)}$	$b = -b^{(2)}$
10	$\frac{Q_H}{Q_{Ж}} = a + bQ_H$	$y = \frac{Q_H}{Q_{Ж}}, x = Q_H$	-	
11	$Q_B = \beta \alpha^{Q_H}$	$y = \ln(Q_{Ж} - Q_H),$ $x = Q_H$	$\alpha = e^b$	$\beta = e^a$
12	$Q_H = a + b \ln Q_{Ж}$	$y = Q_H, x = \ln Q_{Ж}$	-	
13	$Q_H = a + \frac{b}{\sqrt{Q_{Ж}}}$	$y = Q_H, x = \frac{1}{\sqrt{Q_{Ж}}}$	-	
14	$Q_H \sqrt{Q_{Ж}} = a + b \sqrt{Q_{Ж}}$	$y = Q_H \sqrt{Q_{Ж}},$ $x = \sqrt{Q_{Ж}}$	-	
15	$Q_H = a + \frac{b}{Q_{Ж}}$	$y = Q_H, x = \frac{1}{Q_{Ж}}$	-	

Номер варианта	Аналитическое выражение функции	Линейная замена	Связи между параметрами	
16	$Q_H Q_{Ж} = a + b Q_{Ж}$	$y = Q_H Q_{Ж},$ $x = Q_{Ж}$	-	
17	$Q_H = a + b Q_{Ж}$	$y = Q_H, x = Q_{Ж}$	-	
18	$Q_H = a + \frac{b}{Q_{Ж}^\lambda}$	$y^{(1)} = f,$ $x^{(1)} = Q_{Ж}$	$\lambda = -(1 + b^{(1)})$	
		$y^{(2)} = Q_H,$ $x^{(2)} = Q_{Ж}^{1+b^{(1)}}$	$a = a^{(2)}$	$b = -b^{(2)}$
19	$Q_H Q_{Ж}^\lambda = a + b Q_{Ж}^\lambda$	$y^{(1)} = f,$ $x^{(1)} = Q_{Ж}$	$\lambda = -(1 + b^{(1)})$	
		$y^{(2)} = Q_H Q_{Ж}^{-(1+b^{(1)})},$ $x^{(2)} = Q_{Ж}^{-(1+b^{(1)})}$	$a = a^{(2)}$	$b = -b^{(2)}$
20	$\ln Q_B = a + b \ln Q_H$	$y = \ln(Q_{Ж} - Q_H),$ $x = \ln Q_H$	-	
21	$\ln \frac{Q_B}{Q_H} = a + b \ln Q_H$	$y = \ln \left(\frac{Q_{Ж} - Q_H}{Q_H} \right),$ $x = \ln Q_H$	-	
22	$\ln \frac{Q_B}{Q_H} = a + b \ln Q_B$	$y = \ln \left(\frac{Q_{Ж} - Q_H}{Q_H} \right),$ $x = \ln(Q_{Ж} - Q_H)$	-	
23	$\ln Q_H = a + b \ln Q_{Ж}$	$y = \ln Q_H,$ $y = \ln Q_{Ж}$	-	
24	$\ln \frac{Q_{Ж}}{Q_H} = a + b \ln Q_H$	$y = \ln \frac{Q_{Ж}}{Q_H},$ $x = \ln Q_H$	-	
25	$\ln \frac{Q_{Ж}}{Q_H} = a + b \ln Q_{Ж}$	$y = \ln \frac{Q_{Ж}}{Q_H},$ $x = \ln Q_{Ж}$	-	

Номер варианта	Аналитическое выражение функции	Линейная замена	Связи между параметрами	
26	$Q_H = \frac{1}{b} \ln(c + be^a Q_{\text{ж}})$	$y^{(1)} = \frac{1}{f},$ $x^{(1)} = Q_{\text{ж}}$	$b^{(1)} = b$	
		$y^{(2)} = e^{b^{(1)} Q_H},$ $x^{(2)} = Q_{\text{ж}}$	$a = \ln \frac{b^{(2)}}{b^{(1)}}$	$c = a^{(2)}$
27	$\left(\frac{Q_{\text{ж}}}{Q_H}\right)^2 = a + bQ_{\text{ж}}^2$	$y = \left(\frac{Q_{\text{ж}}}{Q_H}\right)^2,$ $x = Q_{\text{ж}}^2$	–	
28	$Q_H = a + bQ_{\text{ж}} + cQ_{\text{ж}}^2$	$y = Q_H, x_2 = Q_{\text{ж}},$ $x_3 = Q_{\text{ж}}^2$	$a = b_1$	$b = b_2$
			$c = b_3$	
29	$\frac{Q_B}{Q_H} = \frac{b(Q_H - a)}{c - Q_H}$	$y = Q_{\text{ж}} - Q_H,$ $x_2 = \frac{Q_{\text{ж}} - Q_H}{Q_H},$ $x_3 = Q_H$	$a = -\frac{b_1}{b_3}$	$b = -b_3$
			$c = b_2$	
30	$Q_H = a(1 - be^{-cQ_{\text{ж}}})$	$y^{(1)} = \ln f,$ $x^{(1)} = Q_{\text{ж}}$	$c = -b^{(1)}$	
			$y^{(2)} = Q_H,$ $x^{(2)} = e^{b^{(1)} Q_{\text{ж}}}$	$a = a^{(2)}$

Примечание: 1 – верхний индекс, взятый в скобки, отвечает порядку применения МНК; 2 – b с нижним индексом отвечает соответствующему параметру регрессии вида (1.52).

Таблица 1.9

Распределение эффективности ГТМ по кривым обводнения

Номер варианта	Значение параметра по МНК			ΔQ_H	$R_{Q_H Q_{\text{ж}}}$
	a	b	c		
1	0,4112	-3,05E-05	–	195	0,948394
2	-0,8344	-1,01E-04	–	195	0,948426
3	0,3902	-7,42E-06	–	121	0,973354
4	-0,9046	-2,46E-05	–	123	0,973458

Окончание табл. 1.9

Номер варианта	Значение параметра по МНК			$\Delta Q_{\text{н}}$	$R_{Q_{\text{н}}, Q_{\text{ж}}}$
	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>c</i>		
5	1,3902	-7,42E-06	-	121	0,973354
6	1,3950	-6,01E-06	-	134	0,969378
7	-0,3317	5,70E-06	-	121	0,973379
8	0,3950	-6,01E-06	-	134	0,969378
9	16396	84808	1,90E-04	388	0,971080
10	0,7160	4,38E-06	-	122	0,973402
11	1,0001	1793	-	195	0,956472
12	-112723	12917	-	232	0,972920
13	37881	-3233585	-	272	0,973421
14	-3233548	37880	-	272	0,973421
15	24964	-202358141	-	310	0,973290
16	-202375316	24965	-	310	0,973290
17	-870	0,8243	-	148	0,970007
18	-872	0,8258	-0,9998	148	0,970008
19	0,8261	-877	-0,9998	147	0,970005
20	1,5912	0,7028	-	169	0,955181
21	1,5912	-0,2972	-	131	0,973797
22	1,8095	-0,3674	-	196	0,948509
23	-0,9636	1,0725	-	141	0,969694
24	0,9093	-0,0688	-	129	0,973719
25	0,9636	-0,0725	-	141	0,969694
26	2,3676	2,13E-04	-22,6	353	0,972159
27	1,8144	-4,99E-10	-	127	0,969056
28	-10965	2,1130	-4,11E-05	289	0,973244
29	11754	-0,2989	11755	44	0,998429
30	16396	5,1724	1,90E-04	388	0,971080

Преобразование функции относительно нефтесодержания

Номер варианта	Аналитическое выражение функции	Преобразование функции относительно нефтесодержания
1	$\frac{Q_B}{Q_H} = a + bQ_B$	$Q_H = \frac{1}{b} \left(1 - \sqrt{\frac{af}{1-f}} \right)$
2	$\ln \frac{Q_B}{Q_H} = a + bQ_B$	$Q_B = -\frac{1}{b} \left(1 + W \left(-\frac{e^{a-1} f}{1-f} \right) \right), Q_H = \frac{Q_B}{e^{a+bQ_B}}$
3	$\frac{Q_B}{Q_H} = a + bQ_H$	$Q_H = \frac{1 - (a+1)f}{2bf}$
4	$\ln \frac{Q_B}{Q_H} = a + bQ_H$	$Q_H = -\frac{1}{b} \left(1 - W \left(\frac{1-f}{e^{a-1} f} \right) \right)$
5	$\frac{Q_{ж}}{Q_H} = a + bQ_H$	$Q_H = \frac{1-af}{2bf}$
6	$\frac{Q_{ж}}{Q_H} = a + bQ_{ж}$	$Q_{ж} = \frac{1}{b} \left(\sqrt{\frac{a}{f}} - a \right), Q_H = \frac{Q_{ж}}{a + bQ_{ж}}$
7	$\ln \frac{Q_H}{Q_{ж}} = a + bQ_H$	$Q_H = -\frac{1}{b} \left(1 + W \left(-\frac{e^{a-1}}{f} \right) \right)$
8	$\frac{Q_B}{Q_H} = a + bQ_{ж}$	$Q_{ж} = -\frac{1}{b} \left(1 - \sqrt{\frac{1+ab}{f}} \right), Q_H = \frac{Q_{ж} - a}{1 + bQ_{ж}}$
9	$Q_H = a - be^{-cQ_{ж}}$	$Q_H = a - \frac{f}{c}$
10	$\frac{Q_H}{Q_{ж}} = a + bQ_H$	$Q_{ж} = \frac{1}{b} \left(1 - \sqrt{\frac{a}{f}} \right), Q_H(f) = \frac{aQ_{ж}}{1 - bQ_{ж}}$
11	$Q_B = \beta \alpha^{Q_H}$	$Q_H = \frac{1}{\ln \alpha} \ln \left(\frac{1-f}{\beta f \ln \alpha} \right)$
12	$Q_H = a + b \ln Q_{ж}$	$Q_H = a + b \ln \frac{b}{f}$
13	$Q_H = a + \frac{b}{\sqrt{Q_{ж}}}$	$Q_H = a - \sqrt[3]{2b^2 f}$

Номер варианта	Аналитическое выражение функции	Преобразование функции относительно нефтесодержания
14	$Q_H \sqrt{Q_{\text{ж}}} = a + b \sqrt{Q_{\text{ж}}}$	$Q_H = b - \sqrt[3]{2a^2 f}$
15	$Q_H = a + \frac{b}{Q_{\text{ж}}}$	$Q_H = a - \sqrt{-bf}$
16	$Q_H Q_{\text{ж}} = a + b Q_{\text{ж}}$	$Q_H = b - \sqrt{-af}$
17	$Q_H = a + b Q_{\text{ж}}$	-
18	$Q_H = a + \frac{b}{Q_{\text{ж}}^\lambda}$	$Q_{\text{ж}} = \left(-\frac{b\lambda}{f}\right)^{\frac{1}{\lambda+1}}$
19	$Q_H Q_{\text{ж}}^\lambda = a + b Q_{\text{ж}}^\lambda$	$Q_{\text{ж}} = \left(-\frac{a\lambda}{f}\right)^{\frac{1}{\lambda+1}}$
20	$\ln Q_B = a + b \ln Q_H$	$Q_H = \left(\frac{1-f}{e^a b f}\right)^{\frac{1}{b-1}}$
21	$\ln \frac{Q_B}{Q_H} = a + b \ln Q_H$	$Q_H = \left(\frac{1-f}{e^a (b+1)f}\right)^{\frac{1}{b}}$
22	$\ln \frac{Q_B}{Q_H} = a + b \ln Q_B$	$Q_B = \left(\frac{(1-b)(1-f)}{e^a f}\right)^{\frac{1}{b}}, Q_H = \frac{1}{e^a Q_B^{b-1}}$
23	$\ln Q_H = a + b \ln Q_{\text{ж}}$	$Q_{\text{ж}} = \left(\frac{f}{e^a b}\right)^{\frac{1}{b-1}}, Q_H = e^a Q_{\text{ж}}^b$
24	$\ln \frac{Q_{\text{ж}}}{Q_H} = a + b \ln Q_H$	$Q_H = \left(\frac{1}{e^a (b+1)f}\right)^{\frac{1}{b}}$
25	$\ln \frac{Q_{\text{ж}}}{Q_H} = a + b \ln Q_{\text{ж}}$	$Q_{\text{ж}} = \left(\frac{1-b}{e^a f}\right)^{\frac{1}{b}}, Q_H = e^{-a} Q_{\text{ж}}^{1-b}$
26	$Q_H = \frac{1}{b} \ln(1 + b e^a Q_{\text{ж}})$	$Q_{\text{ж}} = \frac{e^a - f}{e^a b f}$

Номер варианта	Аналитическое выражение функции	Преобразование функции относительно нефтесодержания
27	$\left(\frac{Q_{\text{ж}}}{Q_{\text{н}}}\right)^2 = a + bQ_{\text{ж}}^2$	$Q_{\text{ж}} = \sqrt{\frac{1}{b} \left(\sqrt[3]{\left(\frac{a}{f}\right)^2} - a \right)}, Q_{\text{н}} = \frac{1}{\sqrt{b + \frac{a}{Q_{\text{ж}}^2}}}$
28	$Q_{\text{н}} = a + bQ_{\text{ж}} + cQ_{\text{ж}}^2$	$Q_{\text{ж}} = \frac{f - b}{2c}$
29	$\frac{Q_{\text{в}}}{Q_{\text{н}}} = \frac{b(Q_{\text{н}} - a)}{c - Q_{\text{н}}}$	$Q_{\text{н}} = c - \sqrt{\frac{bc(c - a)f}{1 - f + fb}}$
30	$Q_{\text{н}} = a(1 - be^{-cQ_{\text{ж}}})$	$Q_{\text{ж}} = \frac{1}{c} \ln \frac{abc}{f}$

Примечание: здесь W – W -функция Ламберта.

5. Тестовые задания

5.1. Модели, построенные на основе характеристик вытеснения, относятся к группе:

- 1) масштабных;
- 2) аналоговых;
- 3) элементарных;
- 4) цифровых;
- 5) эмпирических.

5.2. Зависимости между накопленными отборами носят название:

- 1) ИД;
- 2) КВУ;
- 3) кривых депрессии;
- 4) кривых падения;
- 5) кривых обводнения.

5.3. Какому значению коэффициента корреляции r_{yx} отвечает линейно-убывающая функциональная зависимость между переменными y и x ?

- 1) +1;
- 2) -1;

- 3) ± 1 ;
- 4) $+0,9$;
- 5) $-0,9$.

5.4. Рост ширины доверительного интервала соотносится с ростом:

- 1) объема выборки;
- 2) числа степеней свободы;
- 3) уровня значимости;
- 4) дисперсии остатков;
- 5) дисперсии признака.

5.5. Об отсутствии линейной связи между переменными не свидетельствует:

- 1) равенство углового коэффициента нулю;
- 2) перпендикулярность сопряженных регрессионных прямых;
- 3) параллельность регрессионной прямой оси абсцисс;
- 4) параллельность сопряженной регрессионной прямой оси ординат;
- 5) значение ковариации, отличное от нуля.

5.6. Направление зависимости можно определить по знаку:

- 1) коэффициента корреляции;
- 2) индекса корреляции;
- 3) коэффициента детерминации;
- 4) индекса детерминации;
- 5) постоянной регрессии.

5.7. Укажите неверное тождество:

- 1) $r_{yx} = r_{xy}$;
- 2) $R_{yx} \neq R_{xy}$;
- 3) $B_{yx} \neq B_{xy}$;
- 4) $\hat{y}(\bar{x}) = \bar{y}$;
- 5) $\sum_{i=1}^n \hat{u}_i \neq 0$.

5.8. Какая из регрессий относится к классу квазилинейных?

- 1) $Q_H = a + bQ_{Ж}^{-1}$;
- 2) $Q_H = aQ_{Ж}^{-b}$;

$$3) Q_H = a + bQ_{ж};$$

$$4) Q_H = \log_a \frac{Q_{ж}}{b};$$

$$5) Q_H = \frac{Q_{ж}}{aQ_{ж} + b}.$$

5.9. Нулевая и альтернативная гипотезы при установлении различий в тесноте связи (коэффициентов корреляции $\rho^{(1)}$ и $\rho^{(2)}$ генеральных совокупностей) одноптипных кривых обводнения двух скважин одного месторождения, построенных по результатам различных объемов выборок, формулируются в виде:

$$1) H_0 : \rho^{(1)} = \rho^{(2)}, H_1 : \rho^{(1)} \neq \rho^{(2)};$$

$$2) H_0 : \rho^{(1)} \neq \rho^{(2)}, H_1 : \rho^{(1)} = \rho^{(2)};$$

$$3) H_0 : \rho^{(1)} = \rho^{(2)}, H_1 : \rho^{(1)} > \rho^{(2)};$$

$$4) H_0 : \rho^{(1)} = \rho^{(2)}, H_1 : \rho^{(1)} < \rho^{(2)};$$

$$5) 1, 3, 4.$$

5.10. Установите верное тождество для регрессий $\hat{Q}_{ж} = a_1 + b_1 Q_H$

$$\text{и } \left(\frac{\hat{Q}_{ж}}{Q_H} \right) = \frac{a_2}{Q_H} + b_2:$$

$$1) a_1 = a_2, b_1 = b_2 \text{ при } r_{Q_H Q_{ж}} \neq 1;$$

$$2) a_1 \neq a_2, b_1 \neq b_2 \text{ при } r_{Q_H Q_{ж}} \neq 1;$$

$$3) a_1 = a_2, b_1 = b_2 \text{ при } r_{Q_H Q_{ж}} = 1;$$

$$4) a_1 \neq a_2, b_1 \neq b_2 \text{ при } r_{Q_H Q_{ж}} = 1;$$

$$5) 2, 3.$$

Лабораторная работа № 2

ИССЛЕДОВАНИЕ ФУНКЦИИ БАКЛИ–ЛЕВЕРЕТТА

1. Постановка задачи

Цель работы: определить основные показатели вытеснения нефти водой с использованием функции Бакли–Левретта.

Задача работы: исследовать функцию Бакли–Левретта в программном пакете MathCAD (на примере MathCAD 14).

2. Описание математической модели

Функция Бакли–Левретта $f(s)$ позволяет определять графоаналитическими методами эффективные фильтрационные характеристики вытеснения нефти водой или газом, задаваясь лишь видом относительных фазовых проницаемостей (далее ОФП). Физический смысл функции состоит в том, что она соответствует объемной доле воды (газа) в суммарном потоке двух фаз. Его скорость w и расход Q не зависят от координаты. Функция $f(s)$ может быть получена из обобщенного закона Дарси, записанного в дифференциальной форме (2.1):

$$\begin{aligned}v_B &= -k \frac{k_B(s)}{\mu_B} \frac{\partial p_B}{\partial x}, \text{ м/с;} \\v_H &= -k \frac{k_H(s)}{\mu_H} \frac{\partial p_H}{\partial x}, \text{ м/с,}\end{aligned}\tag{2.1}$$

где v_B, v_H – скорости фильтрации воды и нефти; k – абсолютная проницаемость породы, м^2 ; $k_B(s), k_H(s)$ – относительные фазовые проницаемости для воды и нефти как функции водонасыщенности s ; $\frac{\partial p_B}{\partial x}, \frac{\partial p_H}{\partial x}$ – градиенты давлений для воды и нефти, Па/м ; μ_B, μ_H – коэффициенты динамической вязкости фаз, Па/м .

Пренебрежение капиллярным давлением на границе раздела фаз и почленное деление уравнений (2.1) позволяет исключить градиент давления, а решение его относительно суммарной скорости w двухфазного потока – получить формулу (2.2) для функции насыщенности $f(s)$:

$$f(s) = \frac{k_B(s)}{k_B(s) + \mu_0 k_H(s)}, \quad (2.2)$$

где μ_0 – относительная вязкость, определяемая по формуле (2.3):

$$\mu_0 = \frac{\mu_B}{\mu_H}. \quad (2.3)$$

Уравнение Бакли–Леверетта представляет собой дифференциальное уравнение неразрывности относительно производной функции Бакли–Леверетта $f'(s)$. Его решение позволяет сделать важные выводы, сводящие определение параметров вытеснения к простым геометрическим построениям:

– фронтальная насыщенность s_c (насыщенность за фронтом вытеснения) может быть определена как абсцисса точки касания касательной, проведенной из точки $(s_0, f(s_0))$ к кривой $f(s)$, где s_0 – начальная водонасыщенность;

– средняя насыщенность в безводный период \bar{s} (отношение объема воды, содержащейся в пласте, к объему порового пространства в зоне смеси) может быть определена как абсцисса точки пересечения касательной к кривой $f(s)$, определяющей фронтальную насыщенность s_c , с прямой $f = 1$;

– средняя насыщенность после прорыва воды \bar{s}_0 может быть определена как абсцисса точки пересечения касательной к кривой $f(s)$, определяющей насыщенность на выходной границе пласта s_L , с прямой $f = 1$.

Значения s_0 , \bar{s} , \bar{s}_0 позволяют рассчитать коэффициенты безводной η_H и конечной η_H^0 нефтеотдачи по формулам (2.4) и (2.5):

$$\eta_H = \frac{\bar{s} - s_0}{1 - s_0}; \quad (2.4)$$

$$\eta_H^0 = \frac{\bar{s}_0 - s_0}{1 - s_0}. \quad (2.5)$$

При этом s_L определяется как абсцисса пересечения прямой $f = f_L$, ордината которой соответствует предельной обводненности продукции, с кривой $f(s)$.

3. Реализация модели в MathCAD

3.1. Зададим ОФП по эмпирическим формулам Чень-Чжун-Сяна (2.6) и (2.7) [6, с. 28]:

$$k_B(s) = \begin{cases} 0 & 0 \leq s \leq s_0; \\ \left(\frac{s - s_0}{1 - s_0} \right)^{3,5} & s_0 < s \leq 1; \end{cases} \quad (2.6)$$

$$k_H(s) = \begin{cases} \left(\frac{1 - s_{H.O} - s}{1 - s_{H.O}} \right)^{2,8} (1 + 2,4s) & 0 \leq s \leq 1 - s_{H.O}; \\ 0 & 1 - s_{H.O} < s \leq 1, \end{cases} \quad (2.7)$$

где $s_{H.O}$ – остаточная нефтенасыщенность.

Для этого в MathCAD можно воспользоваться либо оператором программирования if, либо одноименной функцией, либо булевыми операторами. Реализация первого способа отражена на рис. 2.1.

$$k_B(s) := \begin{cases} 0 & \text{if } 0 \leq s \leq s_0 \\ \left(\frac{s - s_0}{1 - s_0} \right)^{3,5} & \text{if } s_0 < s \leq 1 \end{cases}$$

Рис. 2.1. Использование оператора if для записи кусочно-заданной функции

3.2. Построим кривые ОФП с помощью шаблона плоского графика X-Y Plot на панели инструментов График (Graph). Результаты построения приведены на рис. 2.2.

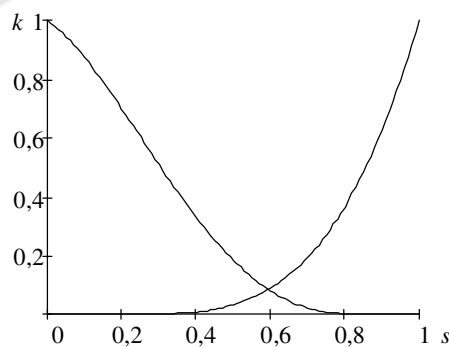


Рис. 2.2. Кривые ОФП: $s_0 = 0,20$; $s_{H.O} = 0,15$

3.3. Зададим функцию Бакли–Левретта в соответствии с формулой (2.2) для $\mu_0 = 0,1$. Для определения фронтальной насыщенности s_c воспользуемся вычислительным блоком, заключающим уравнение касательной к кривой $f(s)$ ключевым словом Given и функцией Find. Результаты работы решающего блока отражены на рис. 2.3.

$$\begin{aligned} s &:= 0.50 \\ \text{Given} \\ f(s) &= \frac{d}{ds} f(s) (s - s_0) + f(s_0) \\ s_c &:= \text{Find}(s) = 0.56 \end{aligned}$$

Рис. 2.3. Решение ДУ с помощью функции Find

3.4. На пересечении касательной к $f(s)$ в точке $(s_c, f(s_c))$ с $f=1$ получим точку с абсциссой \bar{s} . Примем $f_L = 0,98$. Блочным методом определим абсциссу s_L , соответствующую точке пересечения прямой f_L с кривой $f(s)$. По аналогии с \bar{s} на пересечении касательной к $f(s)$ в точке (s_L, f_L) с $f=1$ получим точку с абсциссой \bar{s}_0 . Результаты вычислений представлены на рис. 2.4.

$$\begin{aligned} f'(s) &:= \frac{d}{ds} f(s) \\ f_L &:= 0.98 \quad s := 0.80 \\ \text{Given} \\ f_L &= f(s) \\ s_L &:= \text{Find}(s) = 0.67 \\ f_1(s) &:= f'(s_L) \cdot (s - s_L) + f_L \\ s_{\text{mean}} &:= \frac{1 - f(s_0)}{f'(s_c)} + s_0 = 0.63 \\ s_{\text{mean1}} &:= \frac{1 - f_L}{f'(s_L)} + s_L = 0.72 \end{aligned}$$

Рис. 2.4. Определение параметров $\bar{s} \equiv s_{\text{mean}}$, s_L , $\bar{s}_0 \equiv s_{\text{mean1}}$

3.5. По полученным значениям \bar{s} , \bar{s}_0 рассчитаем коэффициенты безводной и конечной нефтеотдачи по формулам (2.4) и (2.5), которые составят 0,54 и 0,65 соответственно.

3.6. Расчеты сопроводим графическими построениями. На рис. 2.5 приведена иллюстрация к графическому определению параметров s_c , \bar{s} , s_L , \bar{s}_0 , на рис. 2.6 – профиль насыщенности в отдельный момент времени, на рис. 2.7 – поверхность изосат. Для всех вычислений и построений допускаясь, что $s_0 = s_{wl}$, где s_{wl} – связанная водонасыщенность.

Из рис. 2.6 видно, что функция насыщенности от координаты неоднозначна за исключением значения в точке экстремума. Устранение многозначности решения уравнения Бакли–Левретта достигается введением скачка насыщенности. Другими словами, задается точка конечного разрыва, в которой левосторонний предел стремится к значению фронтальной насыщенности, а правосторонний – связанной водонасыщенности. При этом положение скачка насыщенности определяется из условия материального баланса на скачке. Геометрически его можно интерпретировать как равенство площадей заштрихованных сегментов S_1 и S_2 , которые могут быть определены по формулам (2.8) и (2.9):

$$S_1 = \int_{s_0}^A \left(f'(s_c) - \frac{df(s)}{ds} \right) ds; \quad (2.8)$$

$$S_2 = \int_A^{s_c} \left(\frac{df(s)}{ds} - f'(s_c) \right) ds. \quad (2.9)$$

Из формул (2.8) и (2.9) следует тождество (2.10):

$$S_1 + S_2 = \int_{s_0}^{s_c} \left(f'(s_c) - \frac{df(s)}{ds} + \frac{df(s)}{ds} - f'(s_c) \right) ds = 0. \quad (2.10)$$

Тождество (2.10) известно как условие на скачке.

Профиль насыщенности представляет собой график распределения насыщенности вдоль координаты x в декартовой и r в цилиндрической системе координат в сечении пласта пористости m и мощности h в отдельный момент времени t . Функционально он задается условием (2.11) нетривиальности решения системы уравнений замкнутости изосат (линий равных насыщенностей) и сохранения массы фазы [6, с. 234].

$$\left| \frac{m}{dt} \frac{df(s)}{dx} \right| = 0. \quad (2.11)$$

Из (2.11) можно получить функцию координаты изосаты в яв-

ном виде для прямолинейно-параллельного (2.12) и плоскорадиально-го (2.13) вытеснения.

$$x(s, t) = \frac{w}{m} f'(s)t + x_0, \text{ м}; \quad (2.12)$$

$$r^2(s, t) = \frac{Q}{\pi m h} f'(s)t + r_0^2, \text{ м}^2, \quad (2.13)$$

где $x_0 = x(s_0, 0)$, $r_0 = r(s_0, 0)$.

Графики на рис. 2.6, 2.7 построены с учетом формул (2.12), (2.13) для граничных условий $\frac{w}{m}t = 1$ и $x_0 = 0$, $\frac{Q}{\pi m h} = 1$ и $r_0 = 0$ соответственно.

Поверхности $s(x, y)$ и $s(r)$ построены с использованием шаблона Surface Plot и параметрическим заданием функций координат. Определение матриц значений функций координат для плоскорадиального вытеснения отражено на рис. 2.8. Имена матриц вводятся в шаблоне в скобках через запятую.

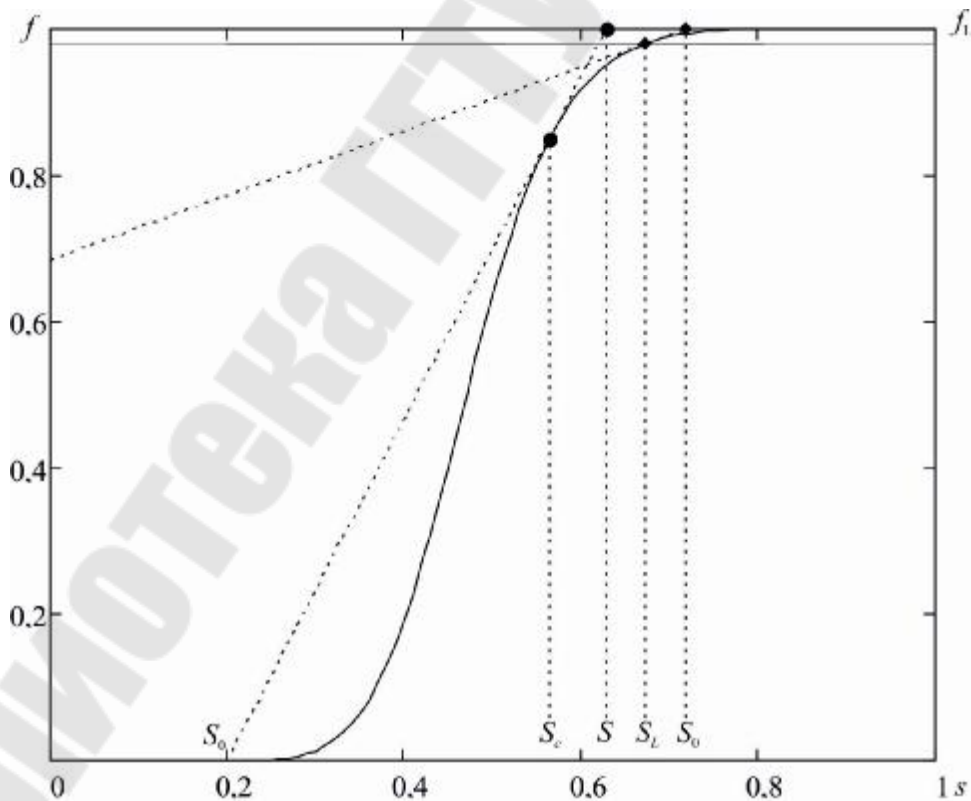


Рис. 2.5. Графическое определение параметров вытеснения

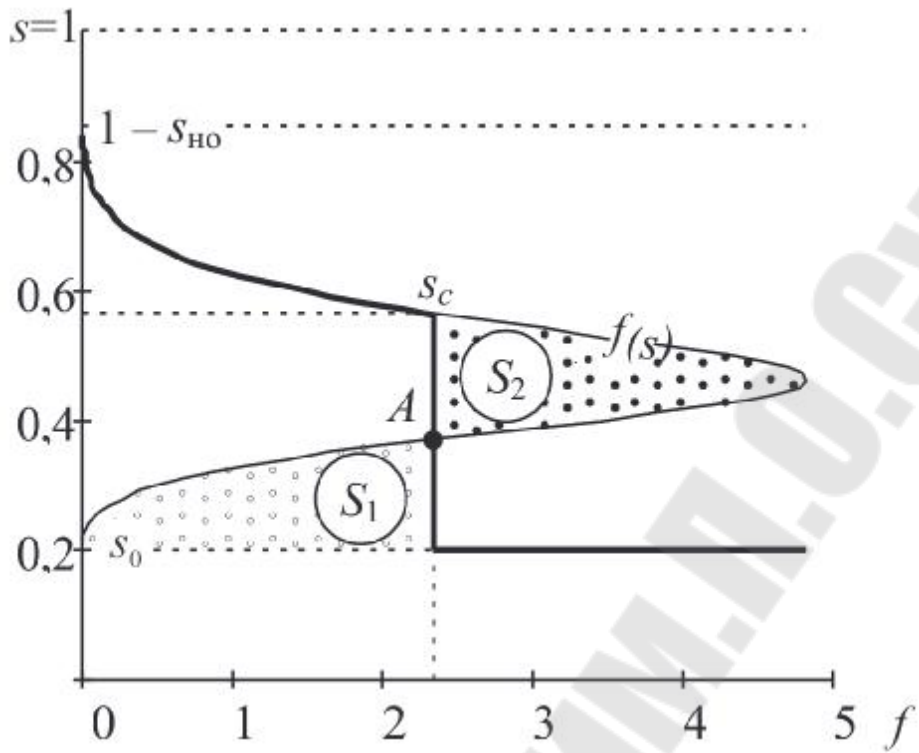


Рис. 2.6. Схематичный профиль насыщенности при прямолинейно-параллельном вытеснении нефти водой

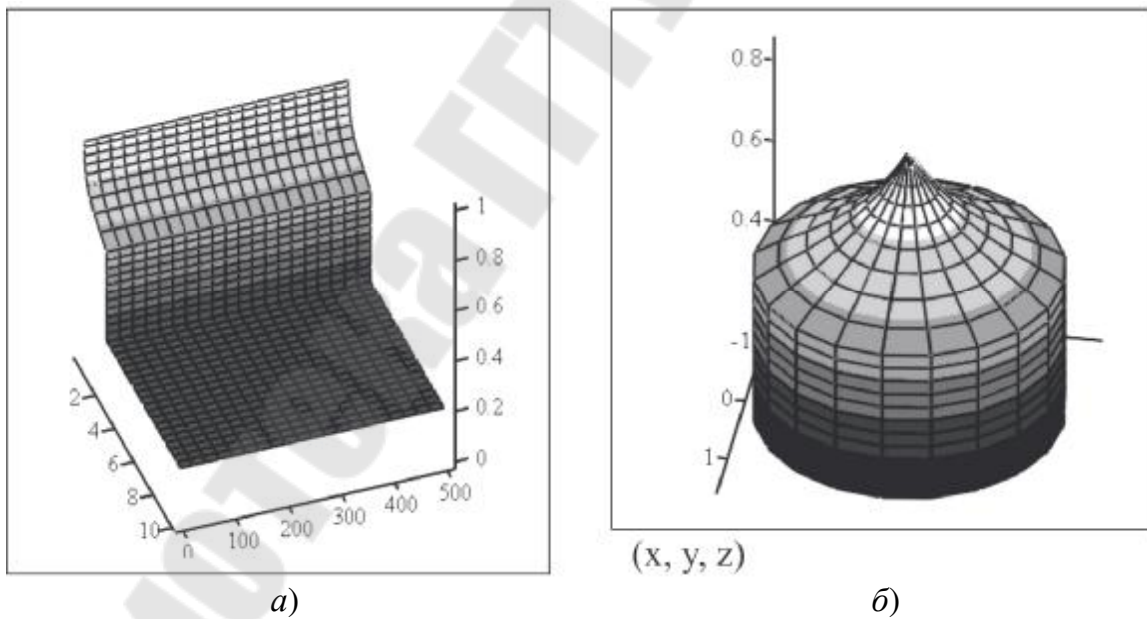


Рис. 2.7. Поверхность изосат при прямолинейно-параллельном (а) и плоскорадиальном (б) вытеснении нефти водой от батареи нагнетательных (нагнетательной скважины для (б)), к батарее добывающих скважин

$$r(s) := \begin{cases} \sqrt{\frac{d}{ds} f(s)} & \text{if } s_c \leq s < 1 - s_{HO} \\ \sqrt{f(s_c)} & \text{if } s_0 \leq s < s_c \\ 0 & \text{if } 1 - s_{HO} \leq s \end{cases}$$

$$N := 20 \quad i := 0..N \quad j := 0..N$$

$$\phi_i := 2\pi \cdot \frac{i}{N}$$

$$s_j := s_0 + (1 - s_{HO} - s_0) \cdot \frac{j}{N}$$

$$x_{i,j} := r(s_j) \cdot \cos(\phi_i) \quad y_{i,j} := r(s_j) \cdot \sin(\phi_i) \quad z_{i,j} := s_j$$

Рис. 2.8. Определение матриц значений функции и координат для построения поверхности, заданной параметрически

4. Индивидуальное задание

4.1. В программном пакете MathCAD определить фронтальную и средние насыщенности в безводный период и после прорыва воды, рассчитать коэффициенты нефтеотдачи. Исходные данные определить исходя из номера варианта N по формулам (2.14)–(2.16):

$$s_0 = \begin{cases} 0,10 + \frac{N}{50} & 1 \leq N \leq 10; \\ \frac{N}{100} & 10 < N \leq 30; \end{cases} \quad (2.14)$$

$$s_{н.о} = s_0(1 - s_0); \quad (2.15)$$

$$\mu_0 = \frac{6N - 5}{100}, \quad (2.16)$$

где $N = \overline{1,30}$.

Ответы для самопроверки даны в табл. 2.1.

4.2. Построить графики относительных фазовых проницаемостей, функции Бакли–Левверетта, профиль насыщенности, поверхность изосат при прямолинейно-параллельном вытеснении с необходимыми дополнительными построениями. Границы пласта и граничные условия принять произвольно.

4.3. Выполнить тестовые задания по разделу (п. 2.5).

Таблица 2.1

Ответы для самопроверки к практической части

Номер	S_0	$S_{н.о}$	μ_0	S_c	\bar{s}	S_L	\bar{s}_0	η_H	η^0
1	0,120	0,106	0,01	0,382	0,455	0,547	0,614	0,381	0,562
2	0,140	0,120	0,07	0,530	0,605	0,663	0,718	0,540	0,672
3	0,160	0,134	0,13	0,578	0,646	0,689	0,736	0,579	0,686
4	0,180	0,148	0,19	0,605	0,667	0,699	0,742	0,593	0,685
5	0,200	0,160	0,25	0,622	0,678	0,705	0,743	0,598	0,678
6	0,220	0,172	0,31	0,634	0,685	0,706	0,741	0,596	0,668
7	0,240	0,182	0,37	0,642	0,690	0,707	0,739	0,592	0,657
8	0,260	0,192	0,43	0,648	0,692	0,706	0,736	0,584	0,643
9	0,280	0,202	0,49	0,653	0,693	0,705	0,732	0,573	0,628
10	0,300	0,210	0,55	0,656	0,693	0,704	0,729	0,562	0,613
11	0,110	0,098	0,61	0,704	0,761	0,774	0,813	0,732	0,790
12	0,120	0,106	0,67	0,707	0,762	0,772	0,809	0,729	0,783
13	0,130	0,113	0,73	0,710	0,762	0,771	0,806	0,726	0,778
14	0,140	0,120	0,79	0,712	0,761	0,769	0,803	0,723	0,771
15	0,150	0,128	0,85	0,712	0,760	0,766	0,799	0,717	0,763
16	0,160	0,134	0,91	0,713	0,759	0,764	0,796	0,713	0,757
17	0,170	0,141	0,97	0,714	0,757	0,761	0,792	0,707	0,749
18	0,180	0,148	1,03	0,713	0,755	0,758	0,787	0,701	0,741
19	0,190	0,154	1,09	0,713	0,753	0,756	0,784	0,695	0,733
20	0,200	0,160	1,15	0,713	0,751	0,753	0,780	0,689	0,725
21	0,210	0,166	1,21	0,712	0,749	0,750	0,777	0,682	0,717
22	0,220	0,172	1,27	0,711	0,747	0,748	0,773	0,675	0,709
23	0,230	0,177	1,33	0,711	0,745	0,745	0,770	0,669	0,701
24	0,240	0,182	1,39	0,710	0,743	0,743	0,766	0,662	0,693
25	0,250	0,188	1,45	0,708	0,740	0,740	0,762	0,653	0,683
26	0,260	0,192	1,51	0,708	0,738	0,738	0,760	0,647	0,676
27	0,270	0,197	1,57	0,707	0,736	0,736	0,757	0,639	0,667
28	0,280	0,202	1,63	0,705	0,734	0,733	0,753	0,630	0,657
29	0,290	0,206	1,69	0,705	0,732	0,731	0,751	0,623	0,649
30	0,300	0,210	1,75	0,704	0,730	0,729	0,748	0,615	0,640

5. Тестовые задания

5.1. Учет какого из явлений по отношению к участвующим в фильтрации фазам распространяется на математическую модель вытеснения Бакли–Левретта:

- 1) сжимаемость;
- 2) сила тяжести;
- 3) инерционность;
- 4) капиллярное давление на границе контакта;
- 5) нерастворимость.

5.2. Какое свойство не характерно для функции Бакли–Левретта:

- 1) монотонность;
- 2) наличие экстремума;
- 3) наличие точки перегиба;
- 4) ограничение по области определения;
- 5) зависимость от двух переменных.

5.3. Однозначный рост фронтальной насыщенности отвечает следующему условию:

- 1) рост μ_v ;
- 2) рост μ_n ;
- 3) понижение μ_n ;
- 4) 1, 2;
- 5) 1, 3.

5.4. Однозначность решения уравнения Бакли–Левретта достигается введением следующего значения водонасыщенности:

- 1) фронтальной;
- 2) средней в безводный период;
- 3) средней после прорыва воды;
- 4) связанной;
- 5) начальной.

5.5. Линии на плоскости, вдоль которых насыщенность принимает заданное постоянное значение, носят название:

- 1) изобар;
- 2) изогипс;
- 3) изопахит;

- 4) изосат;
- 5) изоперм.

5.6. Область смеси на рис. 2.9 изображается сегментом:

- 1) S_2 ;
- 2) S_4 ;
- 3) S_6 ;
- 4) $S_2 + S_4$;
- 5) $S_2 + S_4 + S_6$.

5.7. Область на рис. 2.9, занятая нефтью, изображается сегментом:

- 1) S_1 ;
- 2) S_3 ;
- 3) S_5 ;
- 4) $S_3 + S_5$;
- 5) $S_1 + S_3 + S_5$.

5.8. Область на рис. 2.9, занятая подвижной нефтью, изображается сегментом:

- 1) S_1 ;
- 2) S_3 ;
- 3) S_5 ;
- 4) $S_3 + S_5$;
- 5) $S_1 + S_3 + S_5$.

5.9. Укажите номер сегмента на рис. 2.9, деление площади которого на координату фронта дает значение средней насыщенности:

- 1) S_2 ;
- 2) S_4 ;
- 3) S_6 ;
- 4) $S_2 + S_4$;
- 5) $S_2 + S_4 + S_6$.

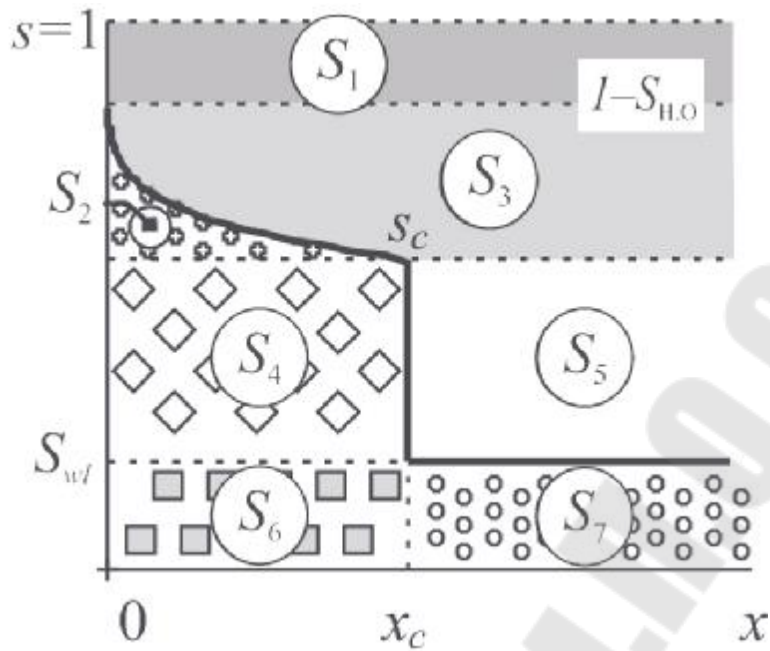
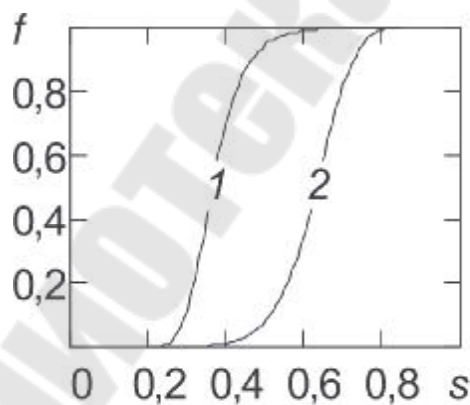


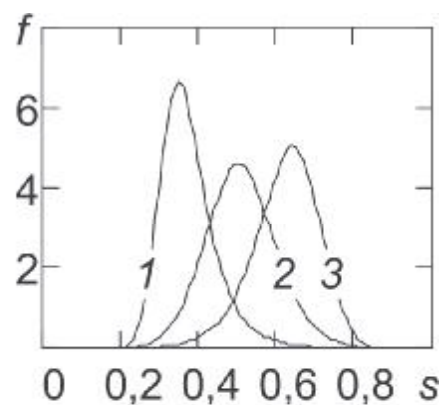
Рис. 2.9. График функции насыщенности s от координаты x для фиксированного момента времени: x_c – координата фронта; s_{wf} – связанная водонасыщенность; $s_{н.о}$ – остаточная нефтенасыщенность

5.10. Каким кривым на рис. 2.10 отвечает максимальное значение коэффициента относительной вязкости:

- 1) 1 и 1';
- 2) 2 и 1';
- 3) 1 и 2';
- 4) 2 и 2';
- 5) 2 и 3'.



а)



б)

Рис. 2.10. Графики функции Бакли–Лeverетта (а) и ее производной для различных значений коэффициента относительной вязкости (б)

Лабораторная работа № 3

СЕТОЧНЫЕ МОДЕЛИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В ОЦЕНКЕ КОЭФФИЦИЕНТА ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ

1. Постановка задачи

Цель работы: определить коэффициент извлечения нефти для конкретных геолого-физических условий.

Задача работы: произвести расчет показателей разработки на секторной модели месторождения нефти в программном пакете Schlumberger Eclipse (на примере Schlumberger Eclipse 2008.1).

2. Описание математической модели

Коэффициент извлечения нефти – отношение начальных извлекаемых запасов к начальным геологическим запасам, выражаемый в долях единицы.

Извлекаемые запасы нефти, растворенного в нефти газа и содержащихся в них компонентов определяются по результатам повариантных расчетов технико-экономических показателей разработки.

Расчетные варианты различаются между собой выделением эксплуатационных объектов, системами размещения и плотностью сеток скважин, способами воздействия на залежи нефти, очередностью и темпами разбуривания залежей и месторождения в целом.

Коэффициент извлечения нефти по эксплуатационным объектам (залежам) и месторождению в целом определяется за расчетный срок (период) разработки.

Расчетный срок (период) разработки – время, прошедшее с начала ввода в эксплуатацию месторождения (эксплуатационного объекта, залежи) до отключения последних скважин эксплуатационного фонда по ограничивающим критериям при наиболее полном охвате залежей процессом вытеснения.

Прогноз технологических показателей разработки эксплуатационных объектов и месторождений и определение КИН осуществляется с использованием геолого-фильтрационных моделей объектов и месторождения. Такое положение дел закреплено Законом «О недрах» [7, с. 4] и стандартами предприятий [8].

Моделирование процессов разработки осуществляется с помо-

щью специальных программных комплексов, именуемых гидродинамическими симуляторами. Наиболее широкое применение получили симуляторы Eclipse (Schlumberger), Tempest (Roxar), VIP (Landmark), TimeZYX (группа компаний «ТРАСТ»), t-Navigator (RF Dynamics, г. Москва).

Все гидродинамические симуляторы базируются на численном совместном решении уравнения Дарси (3.1) и неразрывности фильтрационного потока (3.2), записанного для j -го компонента [9, с. 59].

Уравнение (3.1) выражает линейную зависимость вектора скорости фильтрации $\overset{\mathbf{f}}{v}_l$ фазы l от соответствующего градиента давления ∇p_l для однородной жидкости.

$$\overset{\mathbf{f}}{v}_l = -\frac{k_l}{\mu_l}(\nabla p_l - \rho_l g \nabla z), \quad (3.1)$$

где $\overset{\mathbf{f}}{k}_l$ – тензор ЭФП; μ_l – динамическая вязкость фазы; ρ_l – плотность фазы; g – ускорение свободного падения; z – абсолютная отметка.

$$-\sum_{l=1}^{n_l} \nabla(\rho_l c_{lj} v_l) = \frac{\partial}{\partial t} \left(m \sum_{l=1}^{n_l} s_l c_{lj} \rho_l \right) + \sum_{l=1}^{n_l} \tilde{q}_l \alpha_{lj} \delta(x), \quad (3.2)$$

где n_l – количество фаз; $j = \overline{1, n_c}$; n_c – количество компонентов; c_{lj} – массовая концентрация j -го компонента в l -й фазе; m – коэффициент пористости; s_l – насыщенность l -й фазой; \tilde{q}_l – интенсивность источника l -й фазы, т. е. массовый расход фазы с единичного объема пласта; α_{lj} – массовая концентрация j -го компонента в l -й фазе; $\delta(x)$ – дельта-функция Дирака.

Наибольшее распространение при моделировании нефтяных месторождений получила модель нелетучей нефти Маскетта–Мереса или Black Oil Model, которая может использоваться для условий не смешивающегося вытеснения нефти водой или газом.

Модель нелетучей нефти основана на следующих положениях:

- 1) $j = \overline{1, 2}$, где 1, 2 соответствуют нефтяному и газовому компонентам;
- 2) $l = o, w, g$, где o, w, g соответствуют нефтяной, водной и газовой фазам;
- 3) фильтрация является изотермической;
- 4) $c_{g1} = 0, c_{g2} = 1, c_{w1} = c_{w2} = 0$, т. е. вода и нефть не смешиваются, газ растворим в нефти и нерастворим в воде;

5) PV-зависимость выражается с помощью объемных коэффициентов B_l и газосодержания R в виде (3.3), (3.4):

$$B_l = \frac{V_{lr}}{V_{l0}}, \quad (3.3)$$

где V_{lr} , V_{l0} – объем жидкости l -й фазы в пластовых и стандартных условиях;

$$R = \frac{V_{dg0}}{V_{o0}}, \quad (3.4)$$

где V_{dg0} , V_{o0} – объем газа и сепарированной нефти в стандартных условиях.

С учетом компонентного состава нефтяной фазы имеем (3.5):

$$M_{o0} = c_{o1}M_{or}, \quad M_{dg0} = c_{o2}M_{or}, \quad (3.5)$$

где M_{or} – масса нефти с учетом растворенного газа в пластовых условиях; M_{o0} – масса дегазированной нефти; M_{dg0} – масса газа сепарации.

Выразим плотности фаз через объемы, объемные коэффициенты (3.3) и газосодержание (3.4) – получим (3.6).

$$\begin{aligned} c_{o1}\rho_o &= \frac{c_{o1}M_{or}}{V_{or}} = \frac{M_{o0}}{B_o V_{o0}} = \frac{\rho_{o0}}{B_o}; \\ c_{o2}\rho_o &= \frac{c_{o2}M_{or}}{V_{or}} = \frac{M_{dg0}}{B_o V_{o0}} = \frac{V_{dg0}\rho_{g0}}{B_o V_{o0}} = \frac{R\rho_{g0}}{B_o}; \\ \rho_g &= \frac{M_g}{V_{gr}} = \frac{M_g}{B_g V_{g0}} = \frac{\rho_{g0}}{B_g}, \quad \rho_w = \frac{M_w}{V_{wr}} = \frac{M_w}{B_w V_{w0}} = \frac{\rho_{w0}}{B_w}, \end{aligned} \quad (3.6)$$

где M_g – масса свободного газа; M_w – масса воды.

С учетом (3.2), (3.6) получим уравнения сохранения для трехфазной системы с нелетучей нефтью (3.7):

$$\begin{aligned} -\nabla \left(\frac{v_o}{B_o} \right) &= \frac{\partial}{\partial t} \left(m \frac{s_o}{B_o} \right) + Q_o, \quad -\nabla \left(\frac{v_w}{B_w} \right) = \frac{\partial}{\partial t} \left(m \frac{s_w}{B_w} \right) + Q_w; \\ -\nabla \left(\frac{v_g}{B_g} + R \frac{v_o}{B_o} \right) &= \frac{\partial}{\partial t} \left(m \left\{ \frac{s_g}{B_g} + R \frac{s_o}{B_o} \right\} \right) + Q_{fg} + RQ_o, \end{aligned} \quad (3.7)$$

где Q_o , Q_w , Q_g – объемы соответствующих компонентов, отбираемые из единичного объема пласта в поверхностных условиях в единицу времени.

Q_g определяется из расчета, что газовый компонент присутствует в свободном состоянии Q_{fg} и нефтяной фазе RQ_o .

Из уравнений (3.1), (3.7) получим уравнение нестационарной трехфазной фильтрации нефти, газа и воды (3.8) в декартовой системе координат:

$$\begin{aligned} \nabla \left(\frac{\mathbf{k}_o}{\mu_o B_o} (\nabla p_o - \rho_o g \nabla z) \right) &= \frac{\partial}{\partial t} \left(m \frac{s_o}{B_o} \right) + Q_o; \\ \nabla \left(\frac{\mathbf{k}_w}{\mu_w B_w} (\nabla p_w - \rho_w g \nabla z) \right) &= \frac{\partial}{\partial t} \left(m \frac{s_w}{B_w} \right) + Q_w; \\ \nabla \left(\frac{\mathbf{k}_g}{\mu_g B_g} (\nabla p_g - \rho_g g \nabla z) + R \frac{\mathbf{k}_o}{\mu_o B_o} (\nabla p_o - \rho_o g \nabla z) \right) &= \\ &= \frac{\partial}{\partial t} \left(m \left[\frac{s_g}{B_g} + R \frac{s_o}{B_o} \right] \right) + Q_{fg} + RQ_o. \end{aligned} \quad (3.8)$$

Система уравнений замыкается суммой насыщенностей фаз (3.9) и функциями капиллярных давлений f_1 , f_2 (3.10):

$$s_g + s_o + s_w = 1; \quad (3.9)$$

$$\begin{aligned} p_o - p_w &= f_1(s_g, s_o, s_w); \\ p_g - p_o &= f_2(s_g, s_o, s_w). \end{aligned} \quad (3.10)$$

Численное решение уравнений фильтрации сводится к дискретизации времени и пространства с использованием метода конечных разностей.

Создание геолого-фильтрационной модели предусматривает выполнение следующих этапов:

- 1) обоснование типа модели (двухфазная, трехфазная, композиционная);
- 2) описание свойств пластов и насыщающих флюидов, предполагающее задание следующих функций и характеристик:

2.1) относительные фазовые проницаемости (капиллярные кривые), увязанные с принятым коэффициентом вытеснения, как функции насыщенности;

2.2) объемный коэффициент и вязкость нефти как функции давления и газосодержания;

2.3) объемный коэффициент и вязкость газа как функции давления;

2.4) параметры уравнения состояния в случае композиционного моделирования;

2.5) плотность нефти, воды и газа в стандартных условиях;

2.6) сжимаемость/деформационные свойства пород;

3) адаптация модели по данным истории разработки (решение обратной задачи моделирования, направленной на воспроизведение моделью истории разработки посредством уточнения параметров модели, характеризующихся наибольшей неопределенностью);

4) описание начальных и граничных условий и способа учета воздействия на пласты и призабойные зоны скважин.

Так как при расчете технологических показателей вариантов разработки предполагается выбытие скважин, то необходимо предусмотреть задание определенных ограничений на их работу. Ограничения могут носить геологический, технологический и экономический характер. Сформулируем возможную комбинацию ограничений, вызываемых одновременно, для случая двухфазной изотермической фильтрации нелетучей нефти:

1) ограничение нижней границы забойного давления в добывающих скважинах в соответствии с давлением насыщения.

2) ограничение отборов жидкости и нефти в добывающих скважинах в соответствии с историческими отборами (максимальными значениями).

3) ограничение верхней границы забойного давления в нагнетательных скважинах в соответствии с давлением гидроразрыва пород.

4) задание компенсации отборов закачкой на уровне 100 %.

5) установка ограничений на остановку скважин по экономическим причинам:

5.1) минимальный дебит нефти – 1 т/сут;

5.2) предельная объемная обводненность – 98 %;

5.3) экономический минимум приемистости – 10 м³/сут.

Пункты 1–4 позволяют достигнуть физически обоснованных режимов работы скважин, пункт 5 позволяет получить динамику выбытия скважин.

Давление гидроразрыва пород оценивается в ходе проведения гидравлического теста и мини-ГРП.

С другой стороны, в дополнение к геолого-технологическим причинам следует приобщить технические причины ограничения значения забойного давления в нагнетательной скважине. В частности, забойное давление следует ограничивать давлением опрессовки эксплуатационной колонны. Согласно СТП «Крепление скважин» [10, с. 43] минимальное давление опрессовки эксплуатационных колонн составляет 21,0 МПа.

Расчет вариантов разработки в рамках ТЭО КИН всегда сопровождается построением карт остаточных подвижных запасов на начало и конец расчетного периода. Построение карт позволяет грамотно наметить области сгущения сетки скважин и проконтролировать равномерность выработки запасов.

3. Реализация модели в Eclipse

3.1. Подготовка исходных данных

Коэффициент извлечения нефти рассчитаем на секторной модели залежи размером 1×1 км на модели трехслойного продуктивного пласта, геолого-физическая характеристика (ГФХ) которого представлена в табл. 3.1.

Количество ячеек в плане определим исходя из условия обеспечения между забоями скважин не менее 3 ячеек. На практике наиболее распространен размер ячеек в плане 50×50 м.

Количество ячеек в разрезе определим исходя из условия обеспечения не менее одной ячейки на каждый геологический слой или подсчетный объект.

Для корректного описания притока к стволу скважины необходимо, чтобы отношение размеров сеточных блоков в направлениях, перпендикулярных оси скважины, не превышало 100 [11, с. 164–165].

Этим условиям отвечает средний размер ячейки $50 \times 50 \times 1$ м. Тогда число блоков сетки по трем направлениям составит $20 \times 20 \times 30$.

Так как водонапорный режим из всех форм естественного проявления пластовой энергии является оптимальным с точки зрения достижения максимального коэффициента извлечения нефти, предусмотрим поддержание давления в пласте не ниже давления насыщения нефти газом. Такие расчеты могут быть проведены с использованием двухфазной модели изотермической фильтрации нелетучей нефти и воды.

Положим, что скважины несовершенны по степени вскрытия пласта. С позиции достижения наибольшего коэффициента извлечения нефти для массивно-сводовой залежи наиболее эффективен вари-

ант перфорации добывающими скважинами 20 % от нефтенасыщенной толщи пласта, отсчитывая от кровли коллектора, и перфорация нагнетательными скважинами толщи коллектора под ВНК [12, с. 113].

Диаметр эксплуатационной колонны скважин – 0,140 м.

Верхнюю границу забойного давления в нагнетательной скважине ограничим по техническому критерию в соответствии с давлением опрессовки эксплуатационной колонны. Таким образом, давление на ВДП в ходе опрессовки составит 331 атм.

Предусмотрим 5 вариантов разработки залежи.

1-й вариант. По первому варианту предусмотрена неполная пятиточечная система площадного заводнения. Предусмотрено бурение четырех вертикальных скважин. Всего по первому варианту общий фонд скважин составит 4 ед., в том числе 3 добывающие скважины и 1 нагнетательная скважина.

2-й вариант. По второму варианту предусмотрена неполная семиточечная система площадного заводнения. Предусмотрено бурение семи вертикальных скважин. Всего по второму варианту общий фонд скважин составит 7 ед., в том числе 6 добывающих скважин и 1 нагнетательная скважина.

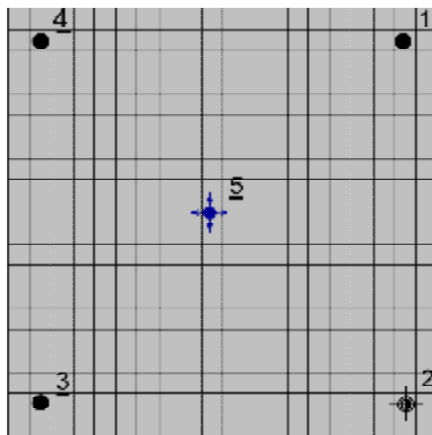
3-й вариант. По третьему варианту предусмотрена неполная линейная система площадного заводнения. Предусмотрено бурение семи вертикальных скважин. Всего по третьему варианту общий фонд скважин составит 7 ед., в том числе 5 добывающих скважин и 2 нагнетательные скважины.

4-й вариант. По четвертому варианту предусмотрена неполная пятиточечная система площадного заводнения, отличающаяся от системы в первом варианте усиленной активностью воздействия на залежь. Предусмотрено бурение девяти вертикальных скважин. Всего по четвертому варианту общий фонд скважин составит 9 ед., в том числе 4 добывающие скважины и 5 нагнетательных скважин.

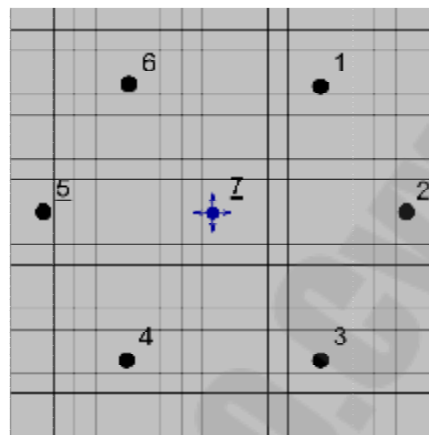
5-й вариант. По пятому варианту предусмотрена блоковая интенсивная система внутриконтурного заводнения с тремя рядами добывающих скважин между двумя нагнетательными рядами. Предусмотрено бурение двенадцати вертикальных скважин. Всего по пятому варианту общий фонд скважин составит 12 ед., в том числе 6 добывающих и 6 нагнетательных скважин.

Компенсация отборов закачкой во всех вариантах – 100 %.

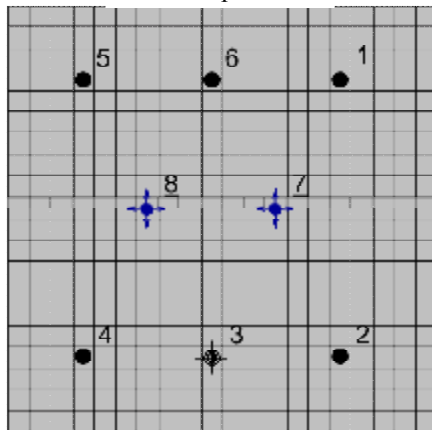
Схемы размещения скважин по вариантам представлены на рис. 3.1.



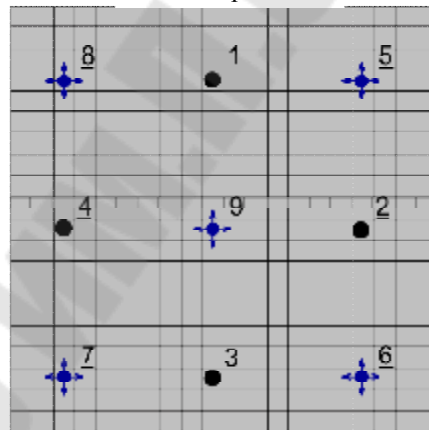
1-й вариант



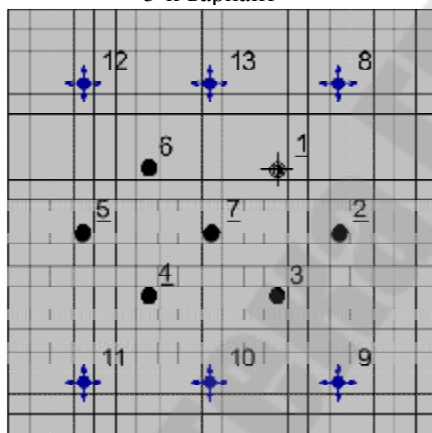
2-й вариант



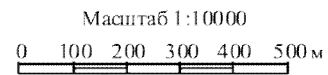
3-й вариант



4-й вариант



5-й вариант



Условные обозначения:

- 1 — номер скважины
- — добывающая по нефти
- ⊕ — нагнетательная по воде
- ⊗ — ликвидированная по техническим причинам

Рис. 3.1. Схемы размещения скважин

Таблица 3.1

ГФХ продуктивного пласта гипотетического месторождения

Параметр		Единица измерения	Продуктивный пласт		
			слой С	слой В	слой А
1	Номер варианта	–	–		
2	Залежь по фазовому состоянию	–	нефтяная		
3	Средняя глубина залегания кровли	м	–	–	1 185
4	Тип залежи	–	массивная		
5	Тип коллектора	–	терригенный		
6	Средняя общая толщина пласта,	м	30		
6.1	в том числе		10	15	5
7	Коэффициент пористости	доли ед.	0,190	0,200	0,220
8	Коэффициент нефтенасыщенности пласта	доли ед.	0,880		
9	Проницаемость по ГДИ для нефтяной залежи	мкм ²	0,026	0,129	0,495
10	Коэффициент анизотропии пласта	доли ед.	3,2		
11	Начальная пластовая температура для нефтяной залежи	°С	27,0		
12	Начальное пластовое давление для нефтяной залежи	МПа	13,8		
13	Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа · с	13,1		
14	Плотность в поверхностных условиях	кг/м ³			
14.1	нефти		885		
14.2	газа		1,342		
14.3	пластовой воды		1 176		
15	Абсолютная отметка ВНК	м	–1 205		
16	Давление насыщения нефти газом	МПа	7,40		
17	Объемный коэффициент нефти	доли ед.	1,049		
18	Газовый фактор	м ³ /т	24		
19	Сжимаемость	1/МПа · 104			
19.1	нефти		8,44		
19.2	породы		5,00		
20	Коэффициент вытеснения	доли ед.	0,633		
21	Схема размещения скважин	–	1–5		

3.2. Создание модели насыщения

При моделировании технологического процесса вытеснения нефти различными агентами ведущую роль в правомерности описания процесса играет относительная фазовая проницаемость (ОФП) пористой среды. В этой связи определение ОФП часто входит в обязательный комплекс специальных петрофизических работ при составлении проектов разработки и планировании МУН.

При задании функций относительных фазовых проницаемостей ОФП за основу принимаются результаты лабораторных исследований по вытеснению нефти водой на образцах керна. При этом очевидно, что петрофизическая модель насыщения не будет совпадать с геологической моделью насыщения, так как керн характеризует элементарный объем пласта. В этой связи кривые, полученные в ходе эксперимента, нормализуют по насыщенности с целью дальнейшего пересчета на концевые точки по насыщенности для увязки с коэффициентом вытеснения.

Для удобства изложения материала введем следующие обозначения: S_{wl} – связанная (неуменьшающаяся) водонасыщенность; S_{wcr} – критическая водонасыщенность начала фильтрации воды; S_{owcr} – остаточная нефтенасыщенность; k_{RW} – ОФП по воде при максимальной водонасыщенности; k_{rwr} – ОФП по воде при остаточной нефтенасыщенности; k_{RO} – ОФП по нефти при максимальной нефтенасыщенности $1 - S_{wl}$; k_{rorw} – ОФП по нефти при критической водонасыщенности S_{wcr} .

При построении ОФП существуют следующие методы нормализации.

1. Нормализация фазовых проницаемостей по абсолютной проницаемости [6, с. 27], при этом справедливо

$$k_{RW} = 1, k_{RO} = 1, k_{rwr} \ll 1, k_{rorw} < 1.$$

2. Нормализация фазовых проницаемостей по фазовой проницаемости для воды при 100 % водонасыщенности [13, с. 17–18], при этом справедливо

$$k_{RW} = 1, k_{RO} = 1, k_{rwr} \ll 1, k_{rorw} < 1.$$

3. Нормализация фазовых проницаемостей по фазовой проницаемости для нефти при максимальной нефтенасыщенности [14, с. 153], при этом справедливо

$$k_{RW} = 1, k_{RO} = 1, k_{rwr} \ll 1, k_{rorw} = 1.$$

4. Нормализация фазовых проницаемостей по одноименным фазовым проницаемостям при предельном насыщении фазами [15, с. 362–363], при этом справедливо

$$k_{RW} = 1, k_{RO} = 1, k_{rwr} \ll 1, k_{rorw} = 1.$$

В зарубежной практике распространен 3-й подход, в отечественной – 2-й.

Для аппроксимации ОФП можно воспользоваться следующей методикой.

1. Нормализовать результаты эксперимента по водонасыщенности в соответствии с формулой (3.11):

$$s_n = \frac{s - s_{wcr}}{1 - s_{wcr} - s_{owcr}}, \quad (3.11)$$

где s_n – нормализованная водонасыщенность, д. ед.

Кривые на участке $s \in [0; s_{wcr}) \cup (s_{owcr}; 1]$ можно определить по данным лабораторных исследований, но на практике они не соответствуют реальным процессам вытеснения в пласте. В этой связи нормализация кривых по формуле (3.11) является обоснованной.

2. Нормализовать результаты эксперимента по проницаемости в виде $k_{rwr} = 1, k_{rorw} = 1$.

Кривые ОФП, совпадающие при наложении в нормализованных координатах, характеризуют один литотип породы.

3. Итерационным методом Левенберга–Марквардта определить параметры нелинейной регрессии. Наиболее близкое приближение к результатам лабораторных исследований при описании ОФП по воде k_{rw} и нефти k_{ro} можно получить с помощью корреляции LET [16, с. 23], которая в нормализованных координатах описывается выражениями (3.12) и (3.13). Из формул (3.12) и (3.13) видно, что LET-корреляция представляет, по сути, функцию Бакли–Левверетта, заданную для водяной и нефтяной фаз соответственно.

$$k_{rw} = \frac{s_n^{L_w}}{s_n^{L_w} + E_w(1 - s_n)^{T_w}}; \quad (3.12)$$

$$k_{ro} = \frac{(1 - s_n)^{L_o}}{(1 - s_n)^{L_o} + E_o s_n^{T_o}}, \quad (3.13)$$

где $L_w, E_w, T_w, L_o, E_o, T_o$ – эмпирические коэффициенты.

4. Отмасштабировать полученные зависимости по проницаемости в соответствии с исходной/требуемой системой координат.

5. Отмасштабировать полученные зависимости по насыщенности в соответствии с принятыми коэффициентами вытеснения и нефтенасыщенности пласта.

Описанный метод позволяет жестко зафиксировать положение конечных точек без дополнительных пересчетов, нарушающих условие минимизации квадратов отклонений.

Проиллюстрируем графически сущность методики, используя результаты лабораторных исследований, представленных на рис. 3.2.

Регрессию произведем в программном пакете MathCAD с помощью встроенной функции Genfit. Листинг программы представлен на рис. 3.3.

Этапы построения функций ОФП отражены на рис. 3.4.

File: **ARP-05011**

WATER - OIL RELATIVE PERMEABILITY

Unsteady-State Method at Reservoir Conditions
Temperature: 180 °F, Effective Confining Stress: 2656 psig

Occidental Exploration & Production
EY D10
Eden Yuturi
Sand M1
Ecuador

Sample Number: 21
Sample Depth, feet: 6595.4
Permeability to Air, md: 2100.
Porosity, fraction: 0.288
Initial Water Saturation, fraction: 0.241
Effective Permeability to Oil at Swi, md: 1851.

Water Saturation, fraction	Water-Oil Relative Permeability, Ratio	Relative Permeability to Water*, fraction	Relative Permeability to Oil*, fraction
0.241	0.0000	0.0000	1.000
0.306	0.0168	0.0142	0.844
0.362	0.0347	0.0247	0.711
0.411	0.0645	0.0361	0.560
0.449	0.106	0.0466	0.440
0.479	0.164	0.0563	0.343
0.503	0.241	0.0650	0.270
0.532	0.417	0.0769	0.185
0.571	1.15	0.0958	0.0833
0.601	4.14	0.113	0.0273
0.612	10.4	0.120	0.0116
0.633	---	0.135	---

* Relative to the effective permeability to oil at initial water saturation

*Core Laboratories
Advanced Rock Properties*

Рис. 3.2. Форма представления результатов по определению ОФП на образце керна

ORIGIN := 1 Inuser(s) := $\begin{cases} 0 & \text{if } s = 0 \\ \ln(s) & \text{if } 0 < s \leq 1 \end{cases}$

$$K_{RW}(s, k) := \frac{\frac{\frac{s^{k_1}}{s^{k_1 + k_2 \cdot (1-s)^{k_3}}}}{k_2 \cdot s^{k_1} \cdot (1-s)^{k_3} \cdot \lnuser(s)}}{\left[\frac{s^{k_1 + k_2 \cdot (1-s)^{k_3}}}{s^{k_1} \cdot (1-s)^{k_3}} \right]^2}}{\frac{\frac{s^{k_1 + k_2 \cdot (1-s)^{k_3}}}{s^{k_1} \cdot (1-s)^{k_3}}}{\left[\frac{s^{k_1 + k_2 \cdot (1-s)^{k_3}}}{s^{k_1} \cdot (1-s)^{k_3}} \right]^2}}{k_2 \cdot s^{k_1} \cdot (1-s)^{k_3} \cdot \lnuser(1-s)}}{\left[\frac{s^{k_1 + k_2 \cdot (1-s)^{k_3}}}{s^{k_1} \cdot (1-s)^{k_3}} \right]^2}}$$

$$K_{RO}(s, k) := \frac{\frac{\frac{(1-s)^{k_1}}{(1-s)^{k_1 + k_2 \cdot s^{k_3}}}}{k_2 \cdot (1-s)^{k_1} \cdot s^{k_3} \cdot \lnuser(1-s)}}{\left[\frac{(1-s)^{k_1 + k_2 \cdot s^{k_3}}}{(1-s)^{k_1} \cdot s^{k_3}} \right]^2}}{\frac{\frac{(1-s)^{k_1 + k_2 \cdot s^{k_3}}}{(1-s)^{k_1} \cdot s^{k_3}}}{\left[\frac{(1-s)^{k_1 + k_2 \cdot s^{k_3}}}{(1-s)^{k_1} \cdot s^{k_3}} \right]^2}}{k_2 \cdot (1-s)^{k_1} \cdot s^{k_3} \cdot \lnuser(s)}}{\left[\frac{(1-s)^{k_1 + k_2 \cdot s^{k_3}}}{(1-s)^{k_1} \cdot s^{k_3}} \right]^2}}$$

s := $\begin{pmatrix} 0.241 \\ 0.306 \\ 0.362 \\ 0.411 \\ 0.449 \\ 0.479 \\ 0.503 \\ 0.532 \\ 0.571 \\ 0.601 \\ 0.612 \\ 0.633 \end{pmatrix}$ $k_{RW} := \begin{pmatrix} 0.000 \\ 0.014 \\ 0.025 \\ 0.036 \\ 0.047 \\ 0.056 \\ 0.065 \\ 0.077 \\ 0.096 \\ 0.113 \\ 0.120 \\ 0.135 \end{pmatrix}$ $k_{RO} := \begin{pmatrix} 1.000 \\ 0.844 \\ 0.711 \\ 0.560 \\ 0.440 \\ 0.343 \\ 0.270 \\ 0.185 \\ 0.083 \\ 0.027 \\ 0.012 \\ 0.000 \end{pmatrix}$

LET := $\begin{pmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \end{pmatrix}$

i := 1..rows(s)

$s_{wcr_i} := \min(s)$

$s_{owcr_i} := 1 - \max(s)$

$s_n := \frac{s - s_{wcr}}{1 - s_{wcr} - s_{owcr}}$

$$k_{RWn} := \frac{k_{RW}}{\max(k_{RW})}$$

$k_W := \text{genfit}(s_n, k_{RWn}, LET, K_{RW}) = \begin{pmatrix} 0.8264188476 \\ 2.4473553543 \\ 1.0427565966 \end{pmatrix}$ $k_O := \text{genfit}(s_n, k_{RO}, LET, K_{RO}) = \begin{pmatrix} 1.6293896114 \\ 0.6384474086 \\ 0.8693351835 \end{pmatrix}$

$K_{RW}(s) := \max(k_{RW}) \cdot K_{RW}(s, k_W)_1$ $K_{RO}(s) := K_{RO}(s, k_O)_1$ $s := 0, 0.01..1$

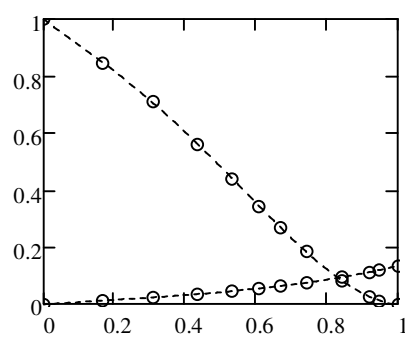
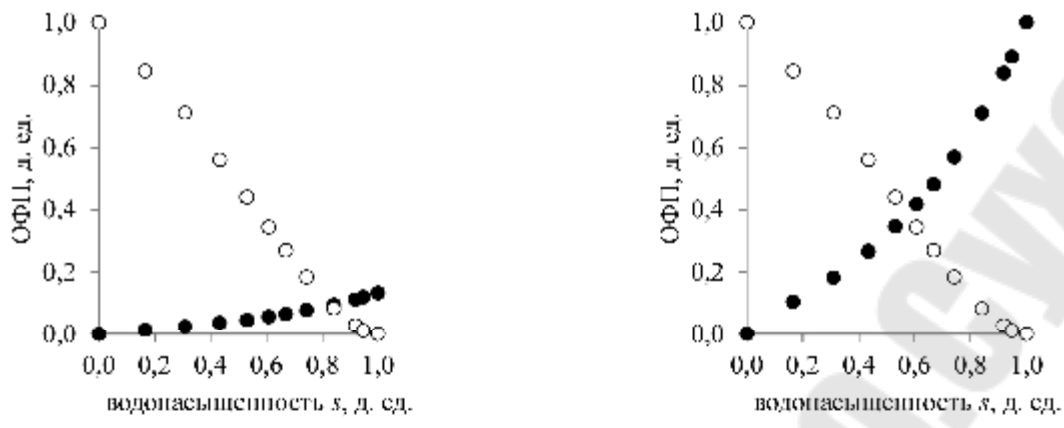
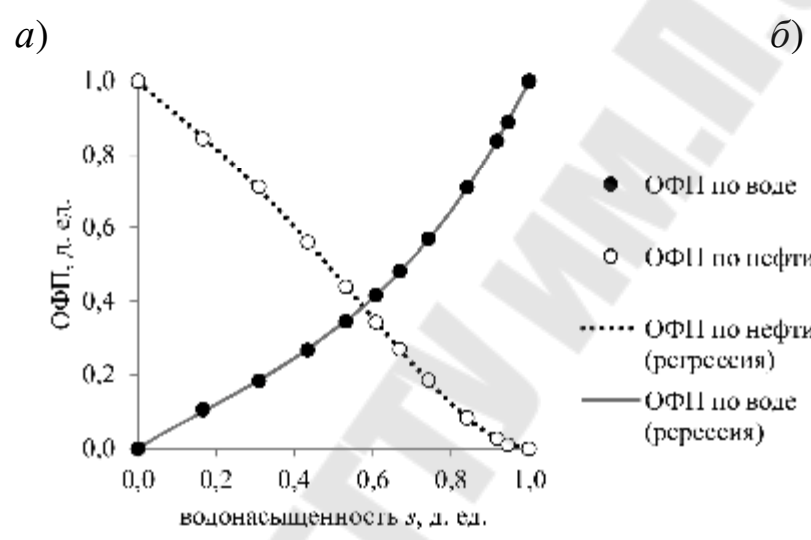


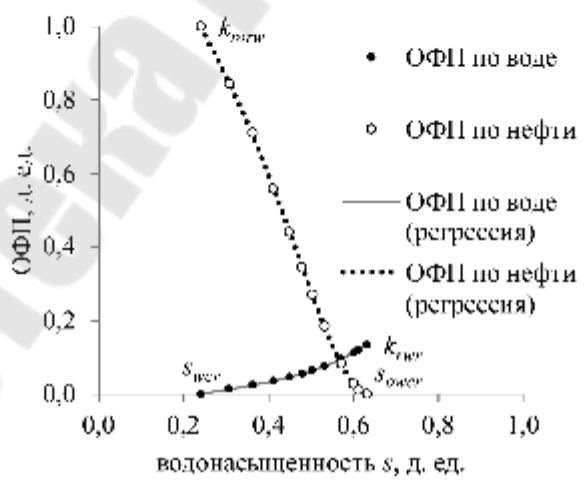
Рис. 3.3. Нелинейная регрессия ОФП в MathCAD



● OFП по воде ○ OFП по нефти



в)



г)

Рис. 3.4. Этапы аппроксимации OFП: а – масштабирование по насыщенности; б – масштабирование по проницаемости; в – аппроксимация в нормализованных координатах; г – регрессия в исходных координатах

Из рис. 3.3 видно, что при аппроксимации могут возникать неопределенности в точках $s = 0$ и $s = 1$. Так как, $\lim_{s \rightarrow 0} s^L \ln s = -0$, $\lim_{s \rightarrow 0} s^T \ln s = -0$, $\lim_{s \rightarrow 1} (1-s)^L \ln(1-s) = -0$, $\lim_{s \rightarrow 1} (1-s)^T \ln(1-s) = -0$ при значениях $L > 0$, $T > 0$ по правилу Лопиталья, то для регрессии вводилась фиктивная функция $\ln_{user} s$, устраняющая неопределенность:

$$\ln_{user} s = \begin{cases} 0 & s = 0; \\ \ln s & 0 < s \leq 1. \end{cases}$$

Расчет насыщенности в концевых точках s_{wcr}^{mod} , s_{owcr}^{mod} для увязки с коэффициентами нефтенасыщенности пласта s_{oil} и вытеснения k_B осуществляется согласно формулам (3.14) и (3.15).

$$s_{wcr}^{mod} = 1 - s_{oil}; \quad (3.14)$$

$$s_{owcr}^{mod} = (1 - s_{wcr}^{mod})(1 - k_B). \quad (3.15)$$

Для данных, представленных на рис. 3.2 и в табл. 3.1, получим $L_w = 0,826$, $E_w = 2,447$, $T_w = 1,043$, $L_o = 1,629$, $E_o = 0,638$, $T_o = 0,869$, $s_{wcr}^{mod} = 0,120$, $s_{owcr}^{mod} = 0,323$.

Табличная форма записи ОФП изображена на рис. 3.5.

SWOF			
--s	--k _{rw}	--k _{ro}	--p _c
0.120	0.000	1.000	0
0.148	0.005	0.951	0
0.176	0.009	0.907	0
0.204	0.012	0.862	0
0.231	0.016	0.815	0
0.259	0.020	0.766	0
0.287	0.024	0.714	0
0.315	0.029	0.659	0
0.343	0.033	0.602	0
0.371	0.038	0.542	0
0.399	0.043	0.480	0
0.426	0.049	0.418	0
0.454	0.055	0.354	0
0.482	0.062	0.292	0
0.510	0.070	0.231	0
0.538	0.078	0.174	0
0.566	0.087	0.121	0
0.593	0.097	0.076	0
0.621	0.109	0.039	0
0.649	0.121	0.012	0
0.677	0.135	0.000	0
1.000	1.000	0.000	0

Рис. 3.5. Табличная форма записи ОФП в Schlumberger Eclipse

3.3. Создание PVT-модели нефти

Объем физико-химических исследований нефти и форма представления результатов исследований закреплены стандартом отрасли ОСТ 153-39.2-048–2003. В условиях ограниченности данных о физико-химических свойствах нефти, получаемых в ходе специальных исследований типа контактного разгазирования, дифференциального разгазирования, дифференциальной конденсации и др., для месторождений нефти, находящихся на поздних стадиях разработки, может быть оправдана следующая методика построения зависимостей физико-химических свойств нефти от давления для модели нелетучей нефти [17, с. 72–80].

1. Расчет газосодержания Γ , $\text{м}^3/\text{м}^3$, на единицу объема по формуле (3.16) исходя из массового газосодержания Γ_m , $\text{м}^3/\text{т}$, и плотности сепарированной нефти ρ_n^{20} , $\text{г}/\text{см}^3$.

2. Расчет вязкости пластовой нефти μ_s при давлении насыщения p_s исходя из вязкости пластовой нефти $\mu_{пл}$ при начальном пластовом давлении $p_{пл}$ по корреляциям Била (3.17) и построение зависимости вязкости пластовой нефти от давления $\mu(p)$ для значений $p \in [p_s, p_{пл}]$.

3. Построение зависимости объемного коэффициента пластовой нефти от давления $b(p)$ по корреляции (3.18) для значений $p \in [p_s, p_{пл}]$.

4. Смещение полученной кривой $b = f(p)$ на значение объемного коэффициента пластовой нефти $b_{пл}$ при начальном пластовом давлении $p_{пл}$. Применение метода является оправданным при погрешности не более 5 %.

$$\Gamma = \Gamma_m \rho_n; \quad (3.16)$$

$$\mu(p) = \mu_s + \delta(p - p_s), \quad (3.17)$$

где p – давление, МПа;

$$\delta = \begin{cases} 0,0114\mu_s & \mu_s < 5 \text{ МПа} \cdot \text{с}; \\ 0,057 + 0,023(\mu_s - 5) & 5 \leq \mu_s < 10 \text{ МПа} \cdot \text{с}; \\ 0,171 + 0,031(\mu_s - 10) & 10 \leq \mu_s < 25 \text{ МПа} \cdot \text{с}; \\ 0,643 + 0,045(\mu_s - 25) & 25 \leq \mu_s < 45 \text{ МПа} \cdot \text{с}; \\ 1,539 + 0,058(\mu_s - 45) & 45 \leq \mu_s < 75 \text{ МПа} \cdot \text{с}; \\ 3,286 + 0,100(\mu_s - 75) & 75 \leq \mu_s < 85 \text{ МПа} \cdot \text{с}. \end{cases}$$

$$b(p) = 1 + \alpha\Gamma + \alpha_H(t_{\text{пл}} - 20) - \beta_H p, \quad (3.18)$$

где $t_{\text{пл}}$ – пластовая температура, °С; β_H – коэффициент сжимаемости нефти, МПа⁻¹;

$$\lambda = 10^{-3} [4,30 + 0,858\rho_r + 5,2 \cdot 10^{-3} (1 - 1,50 \cdot 10^{-3} \Gamma) \Gamma - 3,54\rho_H^{20}];$$

$$\alpha_H = \begin{cases} 10^{-3} (3,083 - 2,638\rho_H^{20}) & 0,780 \leq \rho_H^{20} \leq 0,860; \\ 10^{-3} (2,513 - 1,975\rho_H^{20}) & 0,860 < \rho_H^{20} \leq 0,960, \end{cases}$$

где ρ_r – плотность газа сепарации, кг/м³.

PVT-зависимости построим по данным табл. 3.1.

Результаты расчета представлены в табл. 3.2.

Реализация расчетной схемы в MathCAD представлена на рис. 3.6.

Таблица PVT-свойств для модели нелетучей нефти в формате ключевых слов Schlumberger Eclipse представлена на рис. 3.7.

ORIGIN := 1

$\Gamma_m := 24$ $\rho_H := 0.885$ $p_{\text{гн}} := 13.8$ $\mu_{\text{гн}} := 13.1$ $t_{\text{гн}} := 27$

$\Gamma := \Gamma_m \cdot \rho_H$ $\rho_r := 1.342$ $p_S := 7.40$ $b := 1.049$ $\beta_H := 8.44 \cdot 10^{-4}$

$$\delta(\mu) := \begin{cases} 0.0114 \cdot \mu & \text{if } \mu < 5 \\ 0.057 + 0.023 \cdot (\mu - 5) & \text{if } 5 \leq \mu < 10 \\ 0.171 + 0.031 \cdot (\mu - 10) & \text{if } 10 \leq \mu < 25 \\ 0.643 + 0.045 \cdot (\mu - 25) & \text{if } 25 \leq \mu < 45 \\ 1.539 + 0.058 \cdot (\mu - 45) & \text{if } 45 \leq \mu < 75 \\ 3.286 + 0.100 \cdot (\mu - 75) & \text{if } 75 \leq \mu < 85 \end{cases}$$

$\mu_S := \mu_{\text{гн}}$

Given

$\mu_{\text{гн}} = \mu_S + \delta(\mu_S) \cdot (p_{\text{гн}} - p_S)$

$\mu_S := \text{Find}(\mu_S) = 11.674$

$$\alpha_H(\rho) := \begin{cases} 10^{-3} \cdot (3.083 - 2.638 \cdot \rho) & \text{if } 0.780 \leq \rho \leq 0.860 \\ 10^{-3} \cdot (2.513 - 1.975 \cdot \rho) & \text{if } 0.860 < \rho \leq 0.960 \end{cases} \quad \alpha_H(\rho_H) = 7.651 \times 10^{-4}$$

$\lambda := 10^{-3} \cdot [4.30 + 0.858 \cdot \rho_r + 5.2 \cdot 10^{-3} \cdot (1 - 1.50 \cdot 10^{-3} \cdot \Gamma) \cdot \Gamma - 3.54 \cdot \rho_H]$

$b'(p) := 1 + \lambda \cdot \Gamma + \alpha_H(\rho_H) \cdot (t_{\text{гн}} - 20) - \beta_H \cdot p$ $\text{error} := \frac{b - b'(p_{\text{гн}})}{b} \cdot 100\% = 0.4\%$

$n := 10$

$i := 1..n$

$\text{PVDO}_{i,1} := p_S + \frac{i-1}{n-2} \cdot (p_{\text{гн}} - p_S)$ $\text{PVDO}_{i,2} := b'(\text{PVDO}_{i,1}) + (b - b'(\text{PVDO}_{n-1,1}))$

$\text{PVDO}_{i,3} := \mu_S + \delta(\mu_S) \cdot (\text{PVDO}_{i,1} - p_S)$ $\text{PVDO}_{i,1} := 10 \cdot \text{PVDO}_{i,1}$

	1	2	3
1	74.0000	1.0544	11.6736
2	82.0000	1.0537	11.8519
3	90.0000	1.0531	12.0302
4	98.0000	1.0524	12.2085
PVDO = 5	106.0000	1.0517	12.3868
6	114.0000	1.0510	12.5651
7	122.0000	1.0504	12.7434
8	130.0000	1.0497	12.9217
9	138.0000	1.0490	13.1000
10	146.0000	1.0483	13.2783

Рис. 3.6. Формирование PVT-таблицы нелетучей нефти в MathCAD

Определение свойств нефти по корреляционным зависимостям

Параметр	Единица измерения	Значение
Газосодержание	м ³ /м ³	21,24
Вязкость нефти при давлении насыщения	мПа · с	11,67
Температурная поправка α_n	1/°С	0,00077
Поправка на объем нефти λ	доли ед.	0,00243
Объемный коэффициент при давлении насыщения (исправленное значение)	доли ед.	1,054

PVDO

--p	--b	--μ
74.00	1.0544	11.674
82.00	1.0537	11.852
90.00	1.0531	12.030
98.00	1.0524	12.208
106.0	1.0517	12.387
114.0	1.0510	12.565
122.0	1.0504	12.743
130.0	1.0497	12.922
138.0	1.0490	13.100
146.0	1.0483	13.278

Рис. 3.7. Табличная форма записи PVT-свойств нелетучей нефти без растворенного газа в Schlumberger Eclipse

3.4. Работа с графическим интерфейсом Eclipse Office

Порядок решения задачи в Eclipse Office рассмотрим на примере 1-го варианта разработки залежи. Расчет технологических показателей разработки по остальным вариантам производится в соответствии с той же методологией.

1. Создадим рабочую директорию.
2. Запустим ECLIPSE Office из ECLIPSE Launcher с помощью кнопки Office. При необходимости следует изменить разрядность пакета.
3. Выберем директорию, в которой будет находиться новый проект.
4. Создадим новый проект в рабочей директории, используя опции File | New Project из верхней строки меню окна ECLIPSE Office.
5. Запустим Data Manager, нажав кнопку Data на основной панели для запуска Менеджера данных Data Manager Module.

6. Определим основные свойства модели. Для этого кликнем по кнопке Case Definition (Описание варианта) в окне Data Manager Module.

6.1. Установим переключатель на режим моделирования нелетучей нефти BlackOil. Дадим новое имя модели в поле Title, зададим количество ячеек в полях Number of cells in XYZ directions по направлениям, изменим дату начала расчета в окне Simulation Start Date, установим метрическую систему единиц измерения Metric в поле Units.

6.2. Выберем файловую закладку Reservoir в верхней части окна. Пласт будем моделировать при помощи декартовой сетки, заданной с помощью блочно-центрированного типа геометрии. Для этого в поле Grid Type установим Cartesian, а в поле Geometry Type – BlockCentred.

6.3. Выберем файловую закладку PVT в верхней части окна. Зададим две фазы в окне Oil-Gas-Water Properties: Water и Oil, соответствующие воде и нефти.

6.4. Нажмем кнопку ОК внизу окна для сохранения параметров секции RUNSPEC и выхода из раздела Case Definition, запишем файл DATA, выполнив File | Write Data.

7.1. На панели инструментов окна Grid Section выберем опции Subsection | GRID Keywords для доступа к ключевым словам раздела.

7.2. Переключимся в режим отображения ключевых слов, используя опции View | Keywords. Для удобства работы с ключевыми словами это действие необходимо выполнять в каждой секции.

7.3. Выберем из списка Keyword Type опцию Geometry для задания геометрии.

7.4. Выберем опции Edit | Insert Keyword, а затем ключевое слово DX. Повторим эти действия для ключевых слов DY и DZ, определяющих размеры сеточных блоков в соответствующих направлениях.

7.5. В поле Keywords определим трехмерный массив значений DX. Для этого выберем опции Edit | Box. В окне Array Box Selection зададим диапазон значений I, J, K ($I=J=\overline{1,20}, K=\overline{1,30}$), а в поле Data Value введем значение 50 м в режиме присвоения, когда для параметра Operation установлено Equals. Подтвердим изменения кнопкой Apply.

7.6. В поле Keywords определим массив значений DY. Для этого выберем опции Edit | Box. В окне Array Box Selection зададим диапазон значений I, J, K ($I=J=\overline{1,20}, K=\overline{1,30}$), для параметра Operation установим значение Copy, а в поле Copy from – DX. В этом случае всем ячейкам массива DY будут присвоены значения соответствующих ячеек массива DX.

7.7. Размеры сеточных блоков в разрезе зададим пропорционально толщинам слоев при условии представления каждого геологического слоя 10 ячейками. Для этого кубу толщин DZ присвоим значение 0,5 м для ячеек $I=1,20$, $J=1,20$, $K=1,10$, 1,5 м для ячеек $I=1,20$, $J=1,20$, $K=11,20$ и 1,0 м для ячеек $I=1,20$, $J=1,20$, $K=21,30$. Следует отметить, что в Eclipse Office в качестве разделителя целой и дробной частей используется точка.

7.8. Определим глубину кровли коллектора. Для этого добавим ключевое слово TOPS и присвоим ячейкам $I=1,20$, $J=1,20$, $K=1$ значение 1 185 м, используя опцию Vox.

7.9. Выберем из списка Keyword Type опцию Properties для ввода значений пористости и проницаемости, за которые отвечают ключевые слова PORO и PERMX, PERMY, PERMZ. Ввод осуществим по вышеописанной методике за тем исключением, что для PERMX и PERMY значения будут задаваться поинтервально. Т. е. ячейкам $I=1,20$, $J=1,20$, $K=1,10$ геологических кубов проницаемости PERMX и PERMY будет задано значение 495 мД, ячейкам $I=1,20$, $J=1,20$, $K=11,20$ присвоено 129 мД, а ячейкам $I=1,20$, $J=1,20$, $K=21,30$ – 26 мД. Такой подход позволяет упрощенно описать слоистую неоднородность коллектора при отсутствии изменчивости проницаемости по латерали. Для куба пористости PORO поинтервально будут заданы значения 0,220, 0,200 и 0,190 соответственно.

Для задания PERMZ целесообразно последовательное использование режимов Copy и Multiply в окне Array Box Selection. Использование режима Multiply позволяет умножить массив на постоянное число, заданное в поле Multiplier. В нашем случае это 0,1.

7.10. Выберем из списка Keyword Type опцию Operational keywords.

7.11. Выберем опции Edit | Insert Keyword, а затем ключевое слово INIT для записи файла начальных данных с целью их последующего отображения в пакетах графики.

7.12. Выберем команду File | Close, чтобы выйти из панели GRID Keywords.

7.13. Выберем опции File | Save File, чтобы сохранить данные геометрии.

7.14. Выберем опции GridView | From Keywords, чтобы создать файл сетки, подтвердим запрос кнопкой YES.

7.15. Выберем опции GridView | 3D, чтобы просмотреть трехмерное изображение сетки моделирования. Отображение сетки проницаемости в направлении X дано на рис. 3.8.

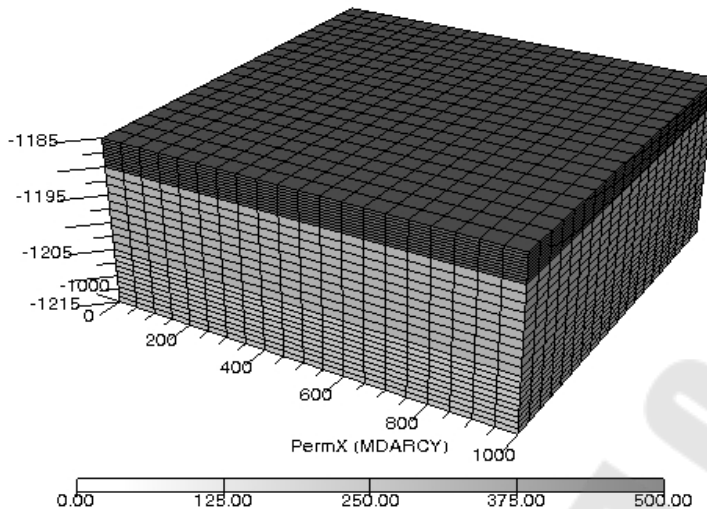


Рис. 3.8. Сетка абсолютной проницаемости в направлении X, построенная в визуализаторе FloViz

7.16. Выберем опции File | Close, чтобы выйти из раздела.

8. Зададим PVT-свойства флюидов и породы. Для этого кликнем по кнопке PVT в окне Data Manager Module.

8.1. Выберем опции Section | Keywords из панели меню.

8.2. Выберем опции Edit | Insert Keyword, а затем ключевое слово PVTW, отвечающее за PVT-функции для воды. Присвоим полю Reference pressure (p_{ref}) значение 1 атм. Это поле отвечает опорному давлению, т. е. давлению, при котором определены 2-й и 4-й параметры таблицы – объемный коэффициент и динамическая вязкость. Остальные поля можно оставить пустыми. В этом случае значения будут приняты по умолчанию.

8.3. Выберем опции Edit | Insert Keyword, а затем ключевое слово PVDO, отвечающее за PVT-свойства нефти в модели нелетучей нефти. Столбцы 2 и 3 соответствуют объемному коэффициенту и динамической вязкости нефти при давлении, записанном в столбце 1. Для заполнения таблицы воспользуемся ранее подготовленными данными, представленными на рис. 3.7.

8.4. Выберем опции Edit | Insert Keyword, а затем ключевое слово DENSITY, отвечающее за плотности фаз в поверхностных условиях. Зададим значения 885, 1 176 и 1,342 кг/м³ для нефти, воды и газа соответственно.

8.5. Выберем опции Keyword Types | Rock Tables, а затем Edit | Insert Keyword и ключевое слово ROCK, чтобы задать сжимаемость породы. Первому элементу присвоим значение 1 атм, второму – 5E-5 атм⁻¹, которые соответствуют стандартным значениям опорного давления и

сжимаемости породы. Если опция Rock Tables недоступна, можно воспользоваться опцией поиска ключевых слов Edit | Explore Keywords. В одноименном окне следует нажать кнопку Toggle Desc | Keys, а в поле Keyword's Name прописать ROCK, затем нажать клавишу ВВОД, кликнуть по найденному слову, закрыть окно.

8.6. Каждый ввод подтверждаем кнопкой Apply, перед выходом из раздела сохраним введенные данные.

9. Зададим кривые ОФП. Для этого кликнем по кнопке SCAL в окне Data Manager Module.

9.1. Выберем опции Section | Keywords из панели меню.

9.2. Выберем опции Edit | Insert Keyword, а затем ключевое слово SWOF. Столбцы таблицы соответствуют значениям водонасыщенности, ОФП по воде и нефти и капиллярному давлению. Для простоты примем нулевую разность давлений на границе контакта фаз. Для заполнения таблицы воспользуемся ранее подготовленными данными, представленными на рис. 3.5.

9.3. Для проверки корректности заполнения таблицы при помощи опции View | Plot построим графики ОФП.

9.4. Закроем окно SCAL Keywords, сохраним изменения и закроем окно SCAL Section.

10. Зададим начальные условия моделирования. Для этого кликнем по кнопке Initialization в окне Data Manager Module.

10.1. Выберем опции Edit | Insert Keyword, а затем ключевое слово EQUIP, чтобы задать условия начального равновесия. Первым параметром зададим опорную глубину (1 205 м), вторым – давление на опорной глубине (138,0 атм), третьим – абсолютную отметку ВНК (1 205 м).

10.2. Сохраним изменения и закроем окно Initialization Section.

11. Введем скважины. Для этого кликнем по кнопке Schedule в окне Data Manager Module.

11.1. Выберем опции Event | New, в списке Event Types выделим Output, перейдем в режим отображения ключевых слов, нажав кнопку Toggle Desc/Keys, и добавим мнемонику RPTRST для управления выведением динамических свойств в RESTART-файл. В поле Keyword data: на новой строке после ключевого слова пропишем 'BASIC=4/'. В этом случае трехмерные массивы расчетных динамических свойств будут записываться на начало каждого года.

11.2. Выберем опции Event | New, в списке Event Types выделим Define Wells, Groups & Connections, перейдем в режим отображения ключевых слов, нажав кнопку Toggle Desc/Keys, и добавим мнемонику GRUPTREE, устанавливающую структуру дерева для многоуров-

невого группового управления. В первом столбце зададим две дочерние группы PROD, INJ, относящиеся к материнской группе FIELD, записанной для каждой дочерней во втором столбце.

11.3. Добавим мнемонику WELSPÉCS для введения общих данных по скважине. Опишем добывающую скважину 1. Первым элементом зададим имя скважины 1, вторым – имя группы, которой принадлежит скважина, т. е. PROD, третьим и четвертым – координаты вскрытия кровли коллектора. Из рис. 3.1 для первого варианта разработки видно, что продуктивный пласт перфорируется скважинами в следующих ячейках: скв. 1 – (2,19), скв. 2 – (19,19), скв. 3 – (2,19), скв. 4 – (2,2), скв. 5 – (10,10). Координаты скважин определены из условия расположения начала координат в верхнем левом углу модели.

Скважина 5 по условию является нагнетательной, поэтому относится к группе INJ.

11.4. Зададим данные о перфорации с помощью мнемоники COMPDAT. Для скважины 1 первым элементом введем согласованное имя 1, четвертым и пятым – координаты верхних и нижних дыр перфорации в интервале вскрытия пласта в направлении K , девятым – диаметр ствола скважины в соединении – 0,140 м. Так как добывающие скважины вскрывают 20 % нефтенасыщенной толщины пласта, тогда K Upper и K Lower примут значения 1 и 8 соответственно.

По аналогии опишем оставшиеся четыре скважины при условии, что нагнетательная скважина перфорирует толщу коллектора под ВНК, т. е. $K = \overline{21,30}$.

11.5. Зададим данные управления добывающими скважинами с помощью мнемоники WCONPROD. Ключевые слова, описывающие граничные условия на скважинах, находятся в разделе Well Controls and Limits окна New Event.

Для скважины 1 первым элементом введем согласованное имя 1, третьим – режим управления ВНР, т. е. управление целевым значением забойного давления – 74 атм. По аналогии опишем остальные добывающие скважины. Так как скважина 2 ликвидирована по техническим причинам, для нее нужно установить флаг закрытой скважины. Для этого установим SHUT вторым элементом мнемоники.

Граничные условия для нагнетательной скважины запишем с помощью мнемоники WCONINJP, отвечающей за управление нагнетательными скважинами при площадном заводнении. Ключевое слово WCONINJP позволяет для каждой нагнетательной скважины задавать

список добывающих скважин и долю компенсации отборов закачкой в пластовых условиях. Для скважины 5 первым элементом введем согласованное имя 5, вторым определим закачиваемый агент (WATER), четвертым – верхний предел забойного давления – 331 атм.

Сформируем список добывающих скважин для компенсации отборов. Для этого добавим необходимое количество строк в таблице ключевого слова. В первом столбце таблицы Production Wells запишем имена добывающих скважин. Против каждой добывающей скважины пропишем долю компенсации в пластовых условиях – 1,0.

11.6. Установим экономические ограничения на работу скважин. Для этого в окне New Event выберем тип события Well Economic Limits and Coning Control в поле Event Types, затем из поля Events добавим мнемонику WECON.

Для скважины 1 первым элементом введем согласованное имя 1, вторым – минимальный дебит нефти (1 т/сут, или $1,13 \text{ м}^3/\text{сут}$), четвертым – значение предельной объемной обводненности (0,98), седьмым – действие на скважине при выполнении одного из условий. Для остановки скважины по экономическим ограничениям седьмым параметром нужно установить значение WELL. По аналогии опишем остальные добывающие скважины.

11.7. Выберем опции Time | Insert, чтобы открыть панель New Time, затем положение Time Step поля Time Entry Choice. В поле Time Step введем значение 1, из раскрывающегося списка против связанного поля выберем yr, а полю Num присвоим значение 120. Таким образом, будет добавлено 120 шагов моделирования, каждый из которых продолжительностью в год.

11.8. Сохраним изменения и закроем окно Schedule Section.

12. Добавим отчетные векторы. Для этого кликнем по кнопке Summary в окне Data Manager Module. В закладке General выберем вектор ALL, добавим его с помощью кнопки Add to List.

Ключевое слово ALL запрашивает следующий основной набор ключевых слов для всех групп и скважин, представленных в задаче:

ALL =	FOPR	GOPR	WOPR	FOPT	GOPT	WOPT
	FOIR	GOIR	WOIR	FOIT	GOIT	WOIT
	FWPR	GWPR	WWPR	FWPT	GWPT	WWPT
	FWIR	GWIR	WWIR	FWIT	GWIT	WWIT
	FGPR	GGPR	WGPR	FGPT	GGPT	WGPT
	FGIR	GGIR	WGIR	FGIT	GGIT	WGIT
	FVPR	GVPR	WVPR	FVPT	GVPT	WVPT
	FVIR	GVIR	WVIR	FVIT	GVIT	WVIT
	FWCT	GWCT	WWCT	FGOR	GGOR	WGOR
	FWGR	GWGR	WWGR			
	WBHP	WTHP	WPI			
	FOIP	FOIPL	FOIPG			
	FGIP	FGIPL	FGIPG			
	FAQR	AAQR	FAQT			

Аббревиатура итогового вектора строится по следующему принципу:

1-я позиция – отношение вектора к месторождению, группе или скважине: F – отношение вектора к месторождению (Field); G – отношение вектора к группе (Group); W – отношение вектора к скважине (Well) и т. д.;

2-я позиция – отношение вектора к участвующим фазам: O – нефть (Oil); W – вода (Water); L – нефть (Liquid); G – газ (Gas); другие (others) – используется для вывода давления, пластовых объемов (V), параметров аналитической модели водоносного пласта и т. д.;

3–4-я позиции – тип вектора: PR – дебит (Production Rate); PT – накопленная добыча (Production Total); IR – приемистость (Injection Rate); IT – накопленная закачка (Injection Total); другие (others) – используется для вывода запасов в поверхностных условиях (IP – In Place), запасов в жидкой и газовой фазе (IPL, IPG), коэффициента извлечения нефти (E – Efficiency) и т. д.

Дополнительно запросим RPTONLY из закладки General, FOE, FLPR, FLPT, FPR, FMWPR, FMWPT, FMWIN, FMWIT из закладки FIELD, WLPR из закладки Well. RPTONLY запрашивает вывод итоговых данных только при выдаче отчетов, т. е. векторы будут записываться только на временные шаги, определенные в секции SCHEDULE. FOE позволяет записывать значения текущего коэффициента извлечения нефти, векторы FMWPR, FMWPT отвечают за количество добывающих скважин (действующих и общее), векторы FMWIN, FMWIT за количество нагнетательных.

13. Сохраним изменения и закроем окно Summary Section.

14. Выберем опцию File | Close в окне Data Manager Module, чтобы вернуться к основной панели проекта ECLIPSE Office.

15. Выберем опцию File | Save Project для сохранения файла проекта.

16. Вызовем менеджер расчетов нажатием кнопки Run на основной панели. В выпадающем меню Environment выберем пункт NON-PVM LOCAL. Выберем опции Submit | Runs, чтобы назначить задание по расчету.

17. По окончании расчета закроем отчет о текущей сессии и выберем опции File | Close.

18. Для просмотра итоговых данных в основном окне ECLIPSE Office выберем опцию Result, затем опции File | Open Current Case | SUMMARY, чтобы открыть файл заголовка неформатированных отчетов для выбранного варианта. В верхней части панели Extract / Load Summary Vectors зададим опции Read All Summary Vectors и Read All Reports. Нажмем кнопку Load в нижней части панели для загрузки отчетных данных. Создадим пользовательский график изменения коэффициента извлечения нефти во времени. Для этого выберем опции LinePlot | User. В списке X-Axis Vectors выберем DATE, а в списке Y-Axis Vectors – FOE. Нажатием кнопки Add to List добавим его в список Vectors to Plot/Save. Нажмем кнопку ОК, чтобы построить график и закрыть окно User Templates. Для вызова динамического ряда коэффициента извлечения вызовем окно Result Viewer: Active graph vectors data с помощью команд Options | Table. Результаты расчета могут быть экспортированы с помощью функции Table Export, вызываемой из контекстного меню окна.

Результаты построения графика изменения коэффициента нефтеизвлечения в графическом постпроцессоре Result представлены на рис. 3.9.

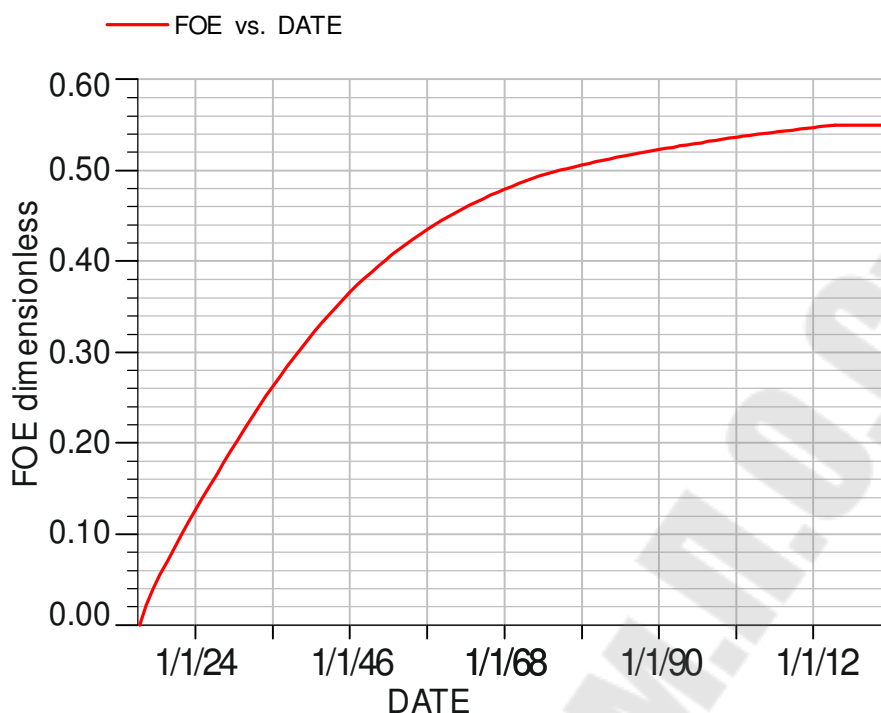


Рис. 3.9. График изменения коэффициента извлечения нефти во времени в графическом постпроцессоре Result программного пакета Schlumberger Eclipse Office для первого варианта разработки

Аналогично построим графики векторов FOPT, FWPT, FOE, FWIT, FVPR, FVIR, FVPT, FVIT, FMWPR, FMWIN от DATE на одном рабочем листе для формирования табл. 3.3.

Таблица 3.3

Результаты гидродинамических расчетов технологических показателей разработки для 1-го варианта

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V	W	X	Y	Z
1	Год	Добыча, тыс. т				Обводненность весовая, %	Темп отбора от		Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, д. ед.	Закачка		Компенса-		Ввод			Выбытие			Фонд			Дебит		Приемистость одной скважины, м ³ /сут
2		нефти		жидкости			извлекаемых запасов, %				воды, тыс. м ³		ция отбора закачкой, %		скважин из бурения			скважин			одной скважины, т/сут					
3		текущая	накопленная	текущая	накопленная		начальных	текущих			текущая	накопленная	всего	добывающих	нагнетательных	всего	добывающих	нагнетательных	всего	добывающих	нагнетательных	нефти	жидкости			
4	2016	65,9 ¹	65,9 ²	76,1 ⁴	76,1 ⁵	13,4 ⁷	3,9 ⁸	3,9 ⁸	3,9 ¹⁰	0,021 ¹¹	86,8 ¹²	86,8 ¹³	100,0 ¹⁵	100,0 ¹⁶	4	3	1	0	0	0	4 ¹⁷	3 ¹⁸	1 ¹⁹	60,0 ²⁰	69,3 ²¹	237,1 ²²
5	2017	56,1	122,0 ³	91,3	167,4 ⁶	38,5	3,3	3,5 ⁹	7,2	0,040	96,4	183,1 ¹⁴	100,0	100,0	0	0	0	0	0	0	4	3	1	51,2	83,3	264,0
6	2018	50,1	172,1	100,8	268,2	50,3	3,0	3,2	10,2	0,056	102,5	285,7	100,0	100,0	0	0	0	0	0	0	4	3	1	45,8	92,1	280,9
7	2019	46,2	218,3	107,3	375,5	56,9	2,7	3,1	13,0	0,071	106,8	392,4	100,0	100,0	0	0	0	0	0	0	4	3	1	42,2	98,0	292,5
8	2020	44,1	262,4	111,8	487,3	60,6	2,6	3,0	15,6	0,086	109,8	502,2	100,0	100,0	0	0	0	0	0	0	4	3	1	40,1	101,8	300,0
9	2021	42,4	304,8	114,3	601,5	62,9	2,5	3,0	18,1	0,099	111,4	613,6	100,0	100,0	0	0	0	0	0	0	4	3	1	38,7	104,4	305,2
10	2022	41,5	346,3	116,1	717,7	64,3	2,5	3,0	20,5	0,113	112,7	726,3	100,0	100,0	0	0	0	0	0	0	4	3	1	37,9	106,1	308,6
11	2023	40,8	387,1	117,5	835,2	65,3	2,4	3,0	23,0	0,126	113,6	839,9	100,0	100,0	0	0	0	0	0	0	4	3	1	37,3	107,3	311,1
12	2024	40,5	427,6	118,8	954,0	65,9	2,4	3,1	25,4	0,140	114,6	954,4	100,0	100,0	0	0	0	0	0	0	4	3	1	36,9	108,2	313,1
13	2025	40,1	467,7	119,3	1073,2	66,4	2,4	3,2	27,8	0,153	114,9	1069,3	100,0	100,0	0	0	0	0	0	0	4	3	1	36,6	108,9	314,7
28	2040	28,8	991,1	148,5	3059,8	80,6	1,7	4,0	58,8	0,323	135,9	2933,6	100,0	100,0	0	0	0	0	0	0	4	3	1	26,2	135,2	371,3
38	2050	19,9	1229,3	178,1	4702,1	88,8	1,2	4,2	72,9	0,401	158,2	4409,8	100,0	100,0	0	0	0	0	0	0	4	3	1	18,2	162,7	433,3
48	2060	13,2	1389,6	208,7	6654,8	93,7	0,8	4,3	82,5	0,453	182,0	6124,1	100,0	100,0	0	0	0	0	0	0	4	3	1	12,1	190,1	497,1

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V	W	X	Y	Z	
1	Добыча, тыс. т					Обводненность весовая, %	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, д. ед.	Закачка воды, тыс. м ³		Компенсация отбора закачкой, %		Ввод скважин из бурения			Выбытие скважин			Фонд скважин			Дебит одной скважины, т/сут		Примистость одной скважины, м ³ /сут	
2	нефти		жидкости		начальных		текущих	текущая			накопленная	текущая	накопленная	всего	добывающих	нагнетательных	всего	добывающих	нагнетательных	всего	добывающих	нагнетательных	нефти	жидкости			
3	текущая	накопленная	текущая	накопленная																							
58	2070	8,9	1496,2	231,2	8871,1	96,2	0,5	4,5	88,8	0,488	199,6	8044,5	100,0	100,0	0	0	0	0	0	0	0	4	3	1	8,1	211,2	546,9
62	2074	6,3	1527,3	151,2	9727,8	95,8	0,4	3,9	90,6	0,498	130,8	8783,6	100,1	100,0	0	0	0	1	1	0	3	2	1	8,7	207,1	358,5	
68	2080	5,2	1561,1	158,1	10659,0	96,7	0,3	4,0	92,6	0,509	136,2	9586,7	100,0	100,0	0	0	0	0	0	0	3	2	1	7,1	215,9	372,0	
78	2090	4,1	1606,7	165,1	12279,1	97,5	0,2	5,0	95,3	0,524	141,7	10979,7	100,0	100,0	0	0	0	0	0	0	3	2	1	5,6	226,1	388,3	
88	2100	3,4	1643,6	171,0	13962,6	98,0	0,2	7,5	97,5	0,536	146,6	12423,6	100,0	100,0	0	0	0	0	0	0	3	2	1	4,6	233,7	400,5	
98	2110	2,8	1674,4	174,8	15693,2	98,4	0,2	20,7	99,4	0,546	149,6	13905,6	100,0	100,0	0	0	0	0	0	0	3	2	1	3,9	239,4	409,8	
102	2114	2,6	1685,2	176,2	16396,4	98,5	0,2	100,0	100,0	0,550	150,7	14507,2	100,0	100,0	0	0	0	0	0	0	3	2	1	3,6	241,4	412,9	

Примечание: 1 – «=(AB5-AB4)*0,885/1000»; 2 – «=B4»; 3 – «=B5+C4»; 4 – «=B4+(AC5-AC4)*1,176/1000»; 5 – «=D4»; 6 – «=D5+E4»; 7 – «=(D4-B4)/D4*100»; 8 – «=B4/(\$C\$102*100)»; 9 – «=B5/(\$C\$102-C4)*100»; 10 – «=C4/(\$C\$102*100)»; 11 – «=AD5»; 12 – «=(AE5-AE4)/1000»; 13 – «=K4»; 14 – «=K5+L4»; 15 – «=AG5/AF5*100»; 16 – «=AI5/AH5*100»; 17 – «=V4+W4»; 18 – «=AJ5»; 19 – «=AK5»; 20 – «=B4/ЕСЛИ(ОСТАТ(A4;4)=0;366;365)/V4*1000»; 21 – «=D4/ЕСЛИ(ОСТАТ(A4;4)=0;366;365)/V4*1000»; 22 – «=K4/ЕСЛИ(ОСТАТ(A4;4)=0;366;365)/W4*1000»; 23 – столбцы AA, AB, AC, AD, AE, AF, AG, AH, AI, AJ, AK отвечают расчетным значениям векторов DATE, FOPT, FWPT, FOE, FWIT, FVPR, FVIR, FVPT, FVIT, FMWPR, FMWIN соответственно; 24 ячейка \$C\$102 отвечает извлекаемым запасам нефти по варианту; 25 – в расчетах 0,885 и 1 176 – плотность нефти и пластовой воды в стандартных условиях в г/см³.

Такая табличная форма представления технологических показателей разработки в составе материалов по технико-экономическому обоснованию коэффициентов извлечения нефти является обязательной для недропользователей. Табл. 3.3 сформирована с помощью табличного процессора Microsoft Excel.

Для объемной визуализации начальных данных и данных расчета выберем опции File | Open Current Case | GRID. В верхней части панели Extract/Load Solutions выберем опции Read INIT File и Read All Data from Restart Files. Нажмем кнопку Load в нижней части панели для загрузки итоговых массивов. Выберем опции View | 3D, чтобы открыть окно визуализатора. Воспроизведем продвижение контура нефтеносности для кровли слоя *B* во времени. Для этого выберем опции Scene | Grid | IJK Slice, в окне IJK Slice выберем вкладку K Slicing, в нижнем поле окна пропишем диапазон ячеек 11–20 для создания среза. Нажмем кнопку Close, подтвердим запрос. Воспроизведение временного ряда начнется при нажатии кнопки Animate в верхнем правом углу экрана.

Результаты расчета сетки нефтенасыщенности для кровли слоя *B* представлены на рис. 3.10.

19. Выберем File | Close, чтобы вернуться к основной панели модуля просмотра результатов. Аналогичным образом закроем окна Result Viewer Module и ECLIPSE Office.

20. Нажмем кнопку Exit, чтобы закрыть ECLIPSE Launcher.

Аналогичным образом рассчитываются остальные варианты разработки, при этом изменениям подлежит секция SCHEDULE.

Исходные данные по скважинам для секции SCHEDULE по вариантам представлены в табл. 3.4 и 3.5.

Результаты расчета по вариантам разработки представлены в сводной табл. 3.6.

Столь высокие значения коэффициента нефтеизвлечения для различных систем разработки обусловлены геологическими и гидродинамическими причинами. С позиций геологии высокие значения КИН связаны со структурой запасов: отсутствием на модели расчлененности, дисперсии пористости, песчаности и насыщенности, что учитывается при создании геологических моделей. В этой же работе этап построения геологической модели был опущен.

С позиций гидродинамики высокие значения КИН обусловлены отсутствием на модели сводов, недренируемых в ходе разработ-

ки в результате гравитационной сегрегации флюидов, и законтурной водоносной области. Определяющими являются также вид ОФП, значение коэффициента вытеснения и свойства флюидов.

В этих условиях процесс заводнения залежи становится в большей степени сопоставимым с вытеснением нефти на образце керна. КИН в этом случае контролируется только коэффициентом охвата, который определяется числом добывающих и нагнетательных скважин, их соотношением и конфигурацией расположения. Тем не менее, даже для такой задачи можно подчеркнуть высокую степень его нелинейности. Таким образом, задача по оценке КИН даже в упрощенной ее постановке представляет интерес с точки зрения выбора оптимальных схем разработки в зависимости от геолого-физических характеристик залежи.

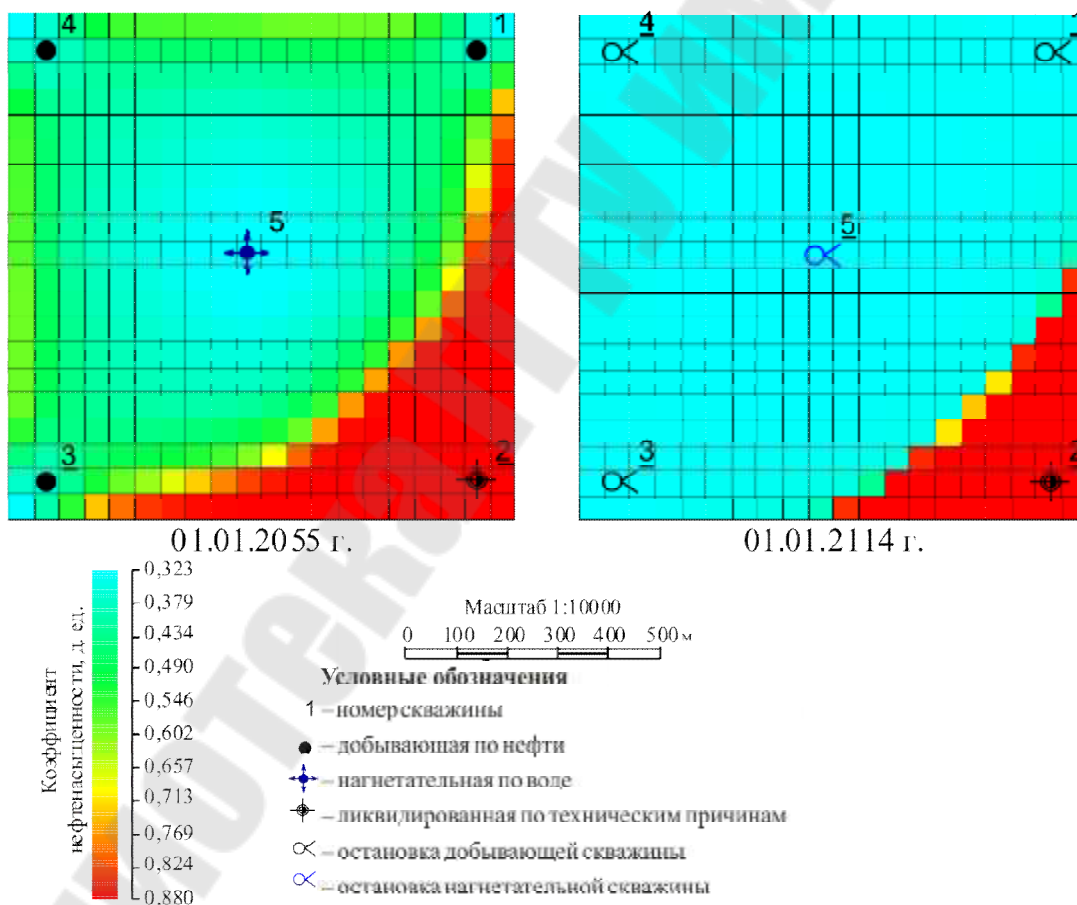


Рис. 3.10. Распределение нефтенасыщенности для кровли слоя B на 01.01.2055 г. и конец расчетного срока (01.01.2112 г.) для первого варианта разработки

Таблица 3.4

Координаты I, J устья скважин

Вариант разработки	Номер скважины						
	1	2	3	4	5	6	
1	19, 2	19, 19	2, 19	2, 2	10, 10	–	
2	15, 4	19, 10	15, 17	6, 17	2, 10	6, 4	
3	16, 4	16, 17	10, 17	4, 17	4, 4	10, 4	
4	10, 4	17, 11	10, 18	3, 11	17, 4	17, 18	
5	13, 8	16, 11	13, 14	7, 14	4, 11	7, 8	
Вариант разработки	Номер скважины						
	7	8	9	10	11	12	13
1	–	–	–	–	–	–	–
2	10, 10	–	–	–	–	–	–
3	7, 10	13, 10	–	–	–	–	–
4	3, 18	3, 4	10, 11	–	–	–	–
5	10, 11	16, 4	16, 18	10, 18	4, 18	4, 4	10, 4

Таблица 3.5

Доля компенсации отборов закачкой

Номер добывающей скважины	Номер нагнетательной скважины										
	1 вариант					4 вариант					
	5	–				5	6	7	8	9	
1	1,0	–				1	0,4	–	–	0,4	0,2
2	1,0	–				2	0,4	0,4	–	–	0,2
3	1,0	–				3	–	0,4	0,4	–	0,2
4	1,0	–				4	–	–	0,4	0,4	0,2
2 вариант					3 вариант						
1	1,0	–				1	1,0	–	–		
2	1,0	–				2	1,0	–	–		
3	1,0	–				3	0,5	0,5	–		
4	1,0	–				4	–	1,0	–		
5	1,0	–				5	–	1,0	–		
6	1,0	–				6	0,5	0,5	–		
5 вариант											
1	0,5	–	–	–	–	0,5	–				
2	0,5	0,5	–	–	–	–	–				
3	–	0,5	0,5	–	–	–	–				
4	–	–	0,5	0,5	–	–	–				
5	–	–	0,5	0,5	0,5	–	–				
6	–	–	–	–	0,5	0,5	–				
7	–	–	–	–	–	0,5	–				

Таблица 3.6

Сопоставление показателей вариантов разработки залежи

Показатель		Вариант				
		1	2	3	4	5
1	Система разработки	площадная				
2	Вид воздействия	ППД				
3	Расчетный срок разработки, годы	99	86	80	59	85
4	Накопленная добыча за расчетный период, тыс. т					
4.1	нефти	1 685,2	1 779,4	1 824,2	1 842,1	1 799,7
4.2	жидкости	16 396,4	23 558,3	20 272,7	14 657,0	18 684,9
5	Накопленная закачка воды за расчетный период, тыс. м ³	14 507,2	20 619,9	17 850,0	13 080,5	16 491,5
6	Коэффициент нефтеизвлечения, д. ед.	0,550	0,581	0,595	0,601	0,587
7	Коэффициент вытеснения, д. ед.	0,633				
8	Коэффициент охвата, д. ед.	0,869	0,917	0,940	0,950	0,928
9	Средняя обводненность продукции (весовая) к концу разработки, %	98,5	98,5	98,5	98,5	98,5
10	Фонд скважин для бурения, всего	4	7	7	9	12
	в том числе					
10.1	добывающих	3	6	5	4	6
10.2	нагнетательных	1	1	2	5	6

4. Индивидуальное задание

4.1. В программном пакете Schlumberger Eclipse произвести расчет технологических показателей разработки для заданных ГФХ залежи, представленных в табл. 3.7 (п. 1–18). Для всех вариантов принять коэффициент анизотропии пласта – 3,2. Данные основаны на ГФХ реальных месторождений: Ватинского, Возейского, Гондыревского, Западно-Таллинского, Известинского, Умсейского и Южно-Пурпейского, Яхлинского месторождений.

Расчет предполагает построение функций ОФП, PVT-зависимостей, сетки моделирования, задание граничных и начальных условий. При масштабировании насыщенности задаться значениями ОФП, представленными на рис. 3.5. Схемы размещения скважин по вариантам представлены на рис. 3.1.

4.2. Сформировать таблицу технологических показателей разработки вида 3.3 по результатам гидродинамического моделирования. Ответы для самопроверки даны в табл. 3.7 (п. 19–24).

4.3. Выполнить тестовые задания по разделу (п. 3.5).

5. Тестовые задания

5.1. К задачам гидродинамического моделирования следует относить построение:

- 1) структурного каркаса;
- 2) стратиграфических горизонтов;
- 3) куба пористости;
- 4) карты эффективных нефтенасыщенных толщин;
- 5) карты подвижных запасов УВС.

5.2. Модель Black Oil может использоваться для моделирования:

- 1) сайклинг-процесса;
- 2) околокритической нефти;
- 3) смешивающегося вытеснения;
- 4) закачки двуокиси углерода;
- 5) выпадения конденсата.

5.3. Долю подвижных запасов на начало разработки характеризует насыщенность:

- 1) начальная нефтенасыщенность;
- 2) критическая нефтенасыщенность;
- 3) критическая водонасыщенность.

5.4. Сжимаемость породы в симуляторе Eclipse определяется как приращение:

- 1) объема пласта в первоначальном объеме;
- 2) порового объема пласта в первоначальном объеме;
- 3) порового объема пласта в первоначальном поровом объеме;
- 4) объема зерен в первоначальном объеме зерен породы;
- 5) объемов жидкости и пласта в первоначальном объеме.

Таблица 3.7

ГФХ продуктивного пласта по вариантам и ответы для самопроверки

Параметр		Продуктивный пласт																	
		слой С	слой В	слой А	слой С	слой В	слой А	слой С	слой В	слой А	слой С	слой В	слой А	слой С	слой В	слой А	слой С	слой В	слой А
1	п. 1 табл. 3.1	1			2			3			4			5			6		
2	п. 3 табл. 3.1	–	–	1 673	–	–	1 674	–	–	1 675	–	–	1 689	–	–	1 794	–	–	1 803
3	п. 5 табл. 3.1	терригенный																	
4	п. 6 табл. 3.1	22,2			25,4			22,8			18,6			22,2			21,8		
4.1	п. 6.1 табл. 3.1	4,2	8,8	9,2	9,0	7,7	8,7	11,5	5,5	5,8	8,2	4,2	6,2	7,0	7,2	8,0	7,3	8,5	6,0
5	п. 7 табл. 3.1	0,170	0,200	0,230	0,209	0,220	0,231	0,253	0,230	0,207	0,244	0,230	0,216	0,219	0,230	0,241	0,274	0,240	0,206
6	п. 8 табл. 3.1	0,390			0,490			0,550			0,530			0,610			0,580		
7	п. 9 табл. 3.1	0,007	0,006	0,005	0,066	0,073	0,080	0,207	0,244	0,281	0,132	0,161	0,190	0,151	0,175	0,199	0,205	0,214	0,223
8	п. 11 табл. 3.1	70,0			70,0			72,0			75,0			80,0			80,0		
9	п. 12 табл. 3.1	17,4			17,4			17,4			17,5			18,3			18,6		
10	п. 13 табл. 3.1	2,60			1,87			2,00			2,00			1,87			1,17		
11.1	п. 14.1 табл. 3.1	858			859			858			865			860			852		
11.2	п. 14.2 табл. 3.1	1,036			1,077			1,043			1,050			1,157			1,240		
11.3	п. 14.3 табл. 3.1	1 013			1 013			1 013			1 012			1 012			1 012		
12	п. 15 табл. 3.1	–1 690,0			–1 690,0			–1 690,0			–1 701,0			–1 808,0			–1 817,0		
13	п. 16 табл. 3.1	7,8			7,7			7,5			7,9			7,6			7,4		
14	п. 17 табл. 3.1	1,133			1,128			1,129			1,132			1,132			1,131		

Продолжение табл. 3.7

Параметр		Продуктивный пласт																	
		слой С	слой В	слой А	слой С	слой В	слой А	слой С	слой В	слой А	слой С	слой В	слой А	слой С	слой В	слой А	слой С	слой В	слой А
15	п. 18 табл. 3.1	41,2			43,8			43,3			39,3			43,9			49,4		
16.1	п. 19.1 табл. 3.1	13,90			12,35			11,98			10,65			11,43			13,86		
16.2	п. 19.2 табл. 3.1	1,80			1,80			1,80			1,80			1,80			1,80		
17	п. 20 табл. 3.1	0,487			0,424			0,511			0,511			0,556			0,569		
18	п. 21 табл. 3.1	3			1			2			4			3			1		
19	п. 3 табл. 3.6	98			66			33			24			40			26		
20.1	п. 4.1 табл. 3.6	235,7			504,1			682,9			543,0			804,7			706,2		
20.2	п. 4.2 табл. 3.6	539,5			3 868,3			6 730,0			3 363,0			6 267,8			4 440,4		
21	п. 5 табл. 3.6	611,2			3 983,1			6 868,2			3 497,2			6 457,6			4 627,4		
22	п. 6 табл. 3.6	0,216			0,372			0,480			0,494			0,524			0,511		
23	п. 8 табл. 3.6	0,444			0,878			0,938			0,967			0,943			0,898		
24	п. 9 табл. 3.6	72,2			98,3			98,3			98,4			98,3			98,3		

Параметр	Продуктивный пласт																							
	слой С	слой В	слой А	слой С	слой В	слой А	слой С	слой В	слой А	слой С	слой В	слой А	слой С	слой В	слой А	слой С	слой В	слой А	слой С	слой В	слой А	слой С	слой В	слой А
1	7			8			9			10			11			12			13			14		
2	-	-	1 840	-	-	1 930	-	-	1 959	-	-	1 999	-	-	2 036	-	-	2 112	-	-	2 297	-	-	2 406
3	терригенный																							
4	22,1			20,3			17,5			22,7			20,2			26,3			19,8			18,3		
4.1	6,5	6,3	9,3	5,7	6,3	8,3	5,8	5,7	6,0	9,0	6,7	7,0	7,5	5,7	7,0	7,0	10,3	9,0	6,3	7,5	6,0	7,3	3,7	7,3
5	0,197	0,200	0,203	0,236	0,210	0,184	0,236	0,220	0,204	0,275	0,220	0,165	0,212	0,210	0,208	0,242	0,220	0,198	0,178	0,160	0,147	0,144	0,150	0,156
6	0,470			0,460			0,500			0,580			0,520			0,620			0,480			0,530		
7	0,109	0,106	0,103	0,068	0,070	0,072	0,273	0,280	0,287	0,268	0,233	0,198	0,168	0,158	0,148	0,123	0,136	0,149	0,011	0,011	0,010	0,017	0,017	0,018
8	80,0			85,0			85,0			87,0			87,0			88,0			90,0			96,0		
9	19,2			19,9			20,9			21,0			21,0			21,5			24,5			25,0		
10	1,51			1,40			1,40			1,27			1,27			1,42			1,17			1,18		
11.1	855			850			850			854			844			850			831			834		
11.2	1,182			1,303			1,113			1,231			1,219			1,347			1,380			1,221		
11.3	1 010			1 010			1 014			1 014			1 014			1 018			1 020			1 016		
12	-1 853,5			-1 943,9			-1 970,0			-2 014,0			-2 049,5			-2 128,5			-2 309,4			-2 417,1		
13	6,9			6,7			6,7			8,2			8,3			9,0			8,3			9,0		
14	1,147			1,142			1,142			1,144			1,178			1,238			1,298			1,302		
15	45,0			46,0			46,0			52,0			77,0			76,0			90,0			99,0		

Параметр	Продуктивный пласт																							
	слой С	слой В	слой А	слой С	слой В	слой А	слой С	слой В	слой А	слой С	слой В	слой А	слой С	слой В	слой А	слой С	слой В	слой А	слой С	слой В	слой А	слой С	слой В	слой А
16.1	12,17			10,40			9,50			15,40			14,80			13,90			14,50			14,50		
16.2	1,80			1,80			1,80			1,80			1,80			1,80			1,80			1,80		
17	0,694			0,633			0,628			0,545			0,644			0,598			0,595			0,446		
18	4			5			3			2			4			2			5			3		
19	38			59			13			31			22			44			90			57		
20.1	635,6			554,3			517,9			652,2			655,7			824,2			256,5			220,0		
20.2	4 343,2			3 708,3			4 250,0			5 938,8			3 803,7			7 429,5			900,2			1 061,2		
21	4 523,6			3 867,5			4 376,4			6 087,4			4 019,8			7 689,0			1 031,7			1 171,4		
22	0,662			0,596			0,596			0,504			0,620			0,561			0,437			0,379		
23	0,954			0,942			0,948			0,925			0,963			0,939			0,734			0,849		
24	98,4			98,4			98,3			98,3			98,4			98,4			90,0			93,8		

Продолжение табл. 3.7

Параметр	Продуктивный пласт																							
	слой С	слой В	слой А	слой С	слой В	слой А	слой С	слой В	слой А	слой С	слой В	слой А	слой С	слой В	слой А	слой С	слой В	слой А	слой С	слой В	слой А	слой С	слой В	слой А
1	15			16			17			18			19			20			21			22		
2	-	-	2 053	-	-	2 037	-	-	1 956	-	-	1 530	-	-	1 528	-	-	781	-	-	810	-	-	835
3	карбонатный																							
4	19,7			29,9			24,1			25,1			22,7			18,1			18,8			22,2		
4.1	6,2	8,3	5,2	11,5	8,7	9,7	8,8	10,3	5,0	10,3	6,5	8,3	7,7	8,8	6,2	5,3	5,5	7,3	7,0	6,0	5,8	7,7	9,5	5,0
5	0,087	0,100	0,113	0,086	0,100	0,114	0,100	0,090	0,080	0,154	0,160	0,166	0,191	0,170	0,149	0,113	0,120	0,127	0,149	0,140	0,131	0,159	0,160	0,161
6	0,590			0,600			0,570			0,790			0,810			0,545			0,623			0,740		
7	0,009	0,010	0,010	0,012	0,010	0,007	0,009	0,011	0,013	0,086	0,113	0,140	0,100	0,113	0,126	0,060	0,085	0,110	0,129	0,116	0,103	0,118	0,102	0,086
8	58,0			58,0			56,0			40,5			38,6			18,6			20,0			18,5		
9	26,8			26,8			20,8			16,3			16,4			9,6			9,8			10,2		
10	1,40			3,80			2,20			3,80			7,70			13,00			13,00			16,40		
11.1	829			833			844			842			860			870			870			885		
11.2	1,375			1,433			1,505			1,363			1,188			1,485			1,485			1,544		
11.3	1 055			1 055			1 082			1 066			1 066			1 152			1 152			1 140		
12	-2 066,0			-2 058,0			-1 970,0			-1 545,0			-1 545,0			-793,0			-821,5			-850,0		
13	8,8			8,8			4,6			2,6			1,9			5,3			5,3			6,3		
14	1,250			1,283			1,120			1,054			1,026			1,020			1,020			1,037		
15	107,6			107,1			32,7			16,6			6,2			11,0			11,0			18,0		

Параметр	Продуктивный пласт																							
	слой С	слой В	слой А	слой С	слой В	слой А	слой С	слой В	слой А	слой С	слой В	слой А	слой С	слой В	слой А	слой С	слой В	слой А	слой С	слой В	слой А	слой С	слой В	слой А
16.1	9,40			20,00			11,50			8,80			7,40			7,18			7,18			7,86		
16.2	1,80			1,80			1,80			1,80			1,80			1,80			1,80			1,80		
17	0,477			0,477			0,426			0,677			0,677			0,544			0,587			0,509		
18	1			4			3			5			4			4			3			5		
19	62			90			57			70			90			108			94			89		
20.1	194,3			222,0			178,5			921,2			1 183,0			239,7			201,5			231,1		
20.2	730,5			1 141,9			970,8			10 436,1			13 146,4			2 650,8			2 774,0			2 230,7		
21	801,2			1 213,9			969,1			10 079,0			12 634,1			2 374,0			2 469,4			2 024,9		
22	0,361			0,257			0,343			0,594			0,620			0,346			0,243			0,152		
23	0,757			0,540			0,806			0,878			0,916			0,636			0,414			0,299		
24	91,5			90,3			93,8			98,4			98,4			95,3			95,5			94,6		

Параметр	Продуктивный пласт																							
	слой С	слой В	слой А	слой С	слой В	слой А	слой С	слой В	слой А	слой С	слой В	слой А	слой С	слой В	слой А	слой С	слой В	слой А	слой С	слой В	слой А	слой С	слой В	слой А
1	23			24			25			26			27			28			29			30		
2	–	–	1 186	–	–	2 868	–	–	2 915	–	–	2 678	–	–	2 757	–	–	2 809	–	–	2 412	–	–	2 282
3	карбонатный						терригенный																	
4	21,1			21,1			24,6			20,8			24,3			20,6			16,3			25,2		
4.1	9,8	7,3	4,0	8,3	5,5	7,3	7,5	8,3	8,8	6,8	7,2	6,8	6,8	11,2	6,3	9,0	7,3	4,3	6,0	5,3	5,0	6,2	11,7	7,3
5	0,124	0,130	0,136	0,177	0,180	0,183	0,140	0,150	0,160	0,232	0,186	0,140	0,196	0,190	0,184	0,172	0,185	0,198	0,153	0,145	0,137	0,186	0,160	0,133
6	0,760			0,615			0,560			0,550			0,550			0,470			0,437			0,590		
7	0,098	0,169	0,240	0,016	0,017	0,018	0,037	0,048	0,059	0,010	0,009	0,008	0,032	0,036	0,039	0,062	0,080	0,097	0,050	0,044	0,038	0,027	0,032	0,047
8	25,0			90,0			91,0			92,0			88,0			87,0			85,0			84,0		
9	14,0			36,1			30,8			27,5			28,4			29,0			24,9			23,3		
10	12,30			0,33			0,33			0,37			0,45			0,64			0,46			0,56		
11.1	885			830			802			816			812			838			818			834		
11.2	1,367			1,018			0,891			1,249			1,181			1,119			1,088			1,362		
11.3	1 180			1 016			1 016			1 008			1 009			1 009			1 002			1 005		
12	–1 200,0			–2 882,0			–2 931,0			–2 692,0			–2 771,0			–2 821,8			–2 422,0			–2 298,0		
13	9,2			27,1			22,5			14,5			16,9			14,5			18,4			13,4		
14	1,063			1,488			1,285			1,455			1,350			1,264			1,420			1,260		

Окончание табл. 3.7

Параметр	Продуктивный пласт																							
	слой С	слой В	слой А	слой С	слой В	слой А	слой С	слой В	слой А	слой С	слой В	слой А	слой С	слой В	слой А	слой С	слой В	слой А	слой С	слой В	слой А	слой С	слой В	слой А
15	29,0			199,3			152,4			183,0			156,0			110,0			150,0			105,0		
16.1	9,02			29,87			29,87			25,22			23,48			11,54			11,19			12,00		
16.2	1,80			1,80			1,80			1,80			1,80			1,80			1,80			2,00		
17	0,612			0,583			0,439			0,421			0,413			0,342			0,530			0,476		
18	4			5			4			3			1			1			2			2		
19	109			57			9			50			38			14			38			44		
20.1	638,0			460,7			372,5			272,9			325,7			238,0			162,4			415,4		
20.2	9 215,8			932,9			776,6			590,2			1 177,0			1 198,3			618,1			1 822,6		
21	8 035,6			1 290,7			994,6			801,4			1 385,3			1 310,6			736,7			2 027,7		
22	0,553			0,527			0,426			0,384			0,373			0,316			0,456			0,449		
23	0,904			0,904			0,969			0,913			0,903			0,925			0,861			0,944		
24	98,5			92,2			97,7			87,2			96,6			98,3			92,7			96,9		

5.5. При снижении пластового давления до давления насыщения наблюдается:

- 1) рост объемного коэффициента и вязкости нефти;
- 2) рост объемного коэффициента и понижение вязкости нефти;
- 3) рост вязкости нефти при постоянном газосодержании;
- 4) понижение объемного коэффициента и рост вязкости нефти;
- 5) понижение газосодержания нефти.

5.6. При снижении пластового давления ниже давления насыщения наблюдается:

- 1) понижение объемного коэффициента и рост вязкости нефти;
- 2) рост объемного коэффициента и понижение вязкости нефти;
- 3) постоянство газосодержания нефти;
- 4) 1, 3;
- 5) 2, 3.

5.7. При выбытии скважины по обводненности не отмечается:

- 1) рост обводненности по залежи;
- 2) снижение обводненности по залежи;
- 3) снижение объемов закачки по залежи;
- 4) снижение приемистости на скважину;
- 5) рост отборов нефти на скважину.

5.8. Ограничение отборов q_{prod} и забойного давления p_3 в добывающей скважине в общем случае отвечает установке:

- 1) верхней границы q_{prod} и нижней границы p_3 ;
- 2) нижней границы q_{prod} и верхней границы p_3 ;
- 3) верхней границы q_{prod} и p_3 ;
- 4) верхней границы q_{prod} при постоянном p_3 ;
- 5) нижней границы p_3 при постоянном q_{prod} .

5.9. Ограничение приемистости q_{inj} и забойного давления p_3 в нагнетательной скважине в общем случае отвечает установке:

- 1) нижней границы q_{inj} и верхней границы p_3 ;
- 2) верхней границы q_{inj} и нижней границы p_3 ;
- 3) верхней границы q_{inj} и p_3 ;

- 4) верхней границы q_{inj} при постоянном p_3 ;
- 5) верхней границы p_3 при постоянном q_{inj} .

3.10. Поддержанию постоянства пластового давления на уровне ниже начального пластового отвечают следующие значения текущей K и накопленной $K_{нак}$ компенсации отборов жидкости закачкой:

- 1) $K = 100 \%$, $K_{нак} < 100 \%$;
- 2) $K = 100 \%$, $K_{нак} = 100 \%$;
- 3) $K = 100 \%$, $K_{нак} > 100 \%$;
- 4) $K < 100 \%$, $K_{нак} < 100 \%$;
- 5) $K = 100 \%$.

Литература

1. Ферстер, Э. Методы корреляционного и регрессионного анализа / Э. Ферстер, Б. Ренц ; пер. с нем. и предисл. В. М. Ивановой. – М. : Финансы и статистика, 1983. – 302 с.
2. Байсеит, Д. К. Выбор эффективного способа тепло-водогазового воздействия на призабойную зону скважины и пласта : дис. ... д-ра филос. наук : 6В070800 / Д. К. Байсеит. – Алматы, 2013. – 123 л.
3. Савельев, В. А. Геолого-промысловые методы прогноза нефтеотдачи : учеб. пособие / В. А. Савельев, М. А. Токарев, А. С. Чинаров. – Ижевск : Издат. дом «Удмуртский университет», 2008. – 147 с.
4. Швецов, И. А. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов. Анализ и проектирование / И. А. Швецов, В. Н. Маньрин. – Самара : Рос. Представительство Акционер. Компании «Ойл Технолоджи Оверсиз Продакшн Лимитед», 2000. – 350 с.
5. Пути решения проблем выбора и оценки эффективности методов увеличения нефтеотдачи на месторождениях Западной Сибири / А. Ю. Мегалов [и др.] // Изв. Самар. НЦ РАН. – 2012. – Т. 14. – № 1 (8). – С. 2123–2127.
6. Басниев, К. С. Подземная гидромеханика : учеб. для вузов / К. С. Басниев, И. Н. Кочина, В. М. Максимов. – М. : Недра, 1993. – 416 с. : ил.
7. Методические рекомендации по составу и правилам оформления представленных на государственную экспертизу материалов по технико-экономическому обоснованию коэффициентов извлечения нефти / М-во природ. ресурсов Рос. Федерации ; сост. Л. Д. Америка [и др.]. – М., 2007. – 58 с.
8. Создание постоянно действующих геолого-гидродинамических моделей нефтяных месторождений : СТП 09100.17015.159–2010. – Введ. 17.05.10. – Гомель : Белорус. гос. концерн по нефти и химии РУП «ПО «Белоруснефть», 2010. – 55 с.
9. Кричлоу, Г. Б. Современная разработка нефтяных месторождений – проблемы моделирования / Г. Б. Кричлоу. – М. : Недра, 1979. – 303 с.
10. Крепление нефтяных скважин : СТП 09100.17015.037–2012. – Введ. 22.02.12. – Гомель : Белорус. гос. концерн по нефти и химии РУП «ПО «Белоруснефть», 2012. – 97 с.
11. Создание отечественного термогидросимулятора – необходимый этап освоения нетрадиционных залежей углеводородов России / В. В. Бетелин [и др.]. – М. : ФГУ ФНЦ НИИСИ РАН, 2015. – 206 с.

12. Собин, А. М. Регулирование разработки нефтяных месторождений на основе выявленных закономерностей фильтрации флюидов в призабойной зоне скважины : дис. ... канд. техн. наук : 25.00.17 / А. М. Собин, Ухтин. гос. техн. ун-т. – Ухта, 2015. – 137 с.

13. Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной стационарной фильтрации : ОСТ 39-235–89. – Введ. 01.07.89. – 1989. – 35 с.

14. Дейк, Л. П. Основы разработки нефтяных и газовых месторождений / Л. П. Дейк ; пер. Б. Л. Фалеева ; под ред. Э. М. Симкина. – М. : Премиум Инжиниринг, 2009. – 570 с. : ил.

15. Гудок, Н. С. Определение физических свойств нефтеводосодержащих пород : учеб. пособие для вузов / Н. С. Гудок, Н. Н. Богданович, В. Г. Мартынов. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2007. – 592 с. : ил.

16. Хайруллин, А. А. Разработка и исследование модели двухфазного непоршневого вытеснения нефти водой : дис. ... канд. техн. наук : 25.00.17 / А. А. Хайруллин, Тюмен. гос. нефтегаз. ун-т. – Тюмень, 2014. – 147 с.

17. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Проектирование разработки / Ш. К. Гиматудинов [и др.] ; под общ. ред. Ш. К. Гиматудинова. – М. : Недра, 1983. – 463 с.

Содержание

Перечень условных обозначений	3
Предисловие	4
Лабораторная работа № 1. Промыслово-статистические методы в оценке эффективности геолого-технологических мероприятий.....	5
Лабораторная работа № 2. Исследование функции Бакли–Левретта	39
Лабораторная работа № 3. Сеточные модели месторождений в оценке коэффициента извлечения нефти.....	51
Литература.....	96

Учебное электронное издание комбинированного распространения

Учебное издание

Козырева Светлана Владимировна
Иоффе Максим Дмитриевич

ПРИМЕНЕНИЕ ЭВМ В РАСЧЕТАХ ПО РАЗРАБОТКЕ, ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Практикум
по выполнению лабораторных работ
для студентов специальности 1-51 02 02
«Разработка и эксплуатация нефтяных
и газовых месторождений»
дневной и заочной форм обучения

Электронный аналог печатного издания

Редактор
Компьютерная верстка

Н. В. Гладкова
И. П. Минина

Подписано в печать 20.07.2018.
Формат 60x84/16. Бумага офсетная. Гарнитура «Таймс».
Ризография. Усл. печ. л. 5,81. Уч.-изд. л. 4,53.
Изд. № 6.
<http://www.gstu.by>

Издатель и полиграфическое исполнение
Гомельский государственный
технический университет имени П. О. Сухого.
Свидетельство о гос. регистрации в качестве издателя
печатных изданий за № 1/273 от 04.04.2014 г.
пр. Октября, 48, 246746, г. Гомель