Нефтегазовое дело. 2021. Т. 19, № 5. С. 102–118. ISSN 2073-0128 (print)

Petroleum Engineering. 2021. Vol. 19, No. 5, P. 102–118. ISSN 2073-0128 (print)

Научная статья

УДК 519.876.5

doi: 10.17122/ngdelo-2021-5-102-118

ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО ПОДХОДА

Ильяс Нурисламович Ярмухаметов^{1,2}

¹Альметьевский государственный нефтяной институт, Альметьевск, Россия, yarmuchametov.i@yandex.ru

²ПАО «Татнефть», Альметьевск, Россия

Аннотация. Работа посвящена проблеме автоматизации процессов гидродинамического моделирования на примере одного из объектов российского нефтяного месторождения. Представлены результаты начального этапа построения гидродинамической модели, начиная от сбора базы данных, корректировки ошибок до инициализации модели и интегральной адаптации.

Целью работы является построение гидродинамической модели по упрощенной методике с применением средств автоматизации.

Задача исследования — упрощение процесса адаптации модели при помощи скриптов на языке программирования Python.

При выполнении исследования были использованы методы гидродинамического моделирования, программирования на языке Python, а также аналитические методы.

В работе освещена информация о методах моделирования и о текущем состоянии гидродинамического моделирования. Объектом исследования является состояние развития геолого-гидродинамического моделирования как инструмента для оптимизации и управления разработкой месторождений углеводородов, а также проблемы моделирования месторождений нефти и газа.

Описан воркфлоу (процесс построения) гидродинамической модели. Описаны такие процессы, как работа с базой данных (выделение буферной зоны, выделение блоков модели). Рассмотрены вопросы инициализации модели, ревизии геологических кубов (проверка корректности карт пористости, проверка корректности структурных карт, проверка корректности карт толщин). Описан процесс проверки результатов расчета, включающий в себя создание программного обеспечения «Помощник по адаптации», сопоставление модельной и исторической продуктивностей скважин при помощи автоматизированного метода, определение текущего состояния адаптации пластовых и забойных давлений. Рассмотрены такие вопросы, как анализ карт изобар, проверка связности коллекторов, работа с опорным фондом, работа с нагнетательным фондом, адаптация пластовых давлений и интегральная адаптация.

Результатом работы являются готовые программные продукты (скрипты) на языке программирования Python, позволяющие упростить наиболее трудоемкий процесс гидродинамического моделирования — адаптацию гидродинамической модели.

Для цитирования

Ярмухаметов И.Н. Гидродинамическое моделирование нефтяного месторождения с использованием автоматизированного подхода // Нефтегазовое дело. 2021. Т. 19, № 5. С. 102–118. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2021-5-102-118>.

Ключевые слова

нефтяное месторождение, гидродинамическая модель, база данных, интегральная адаптация, программирование, скрипт, Python

Благодарности

Автор выражает благодарность научному руководителю доктору технических наук, профессору кафедры «Разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений» Альметьевского государственного нефтяного института Арслану Валерьевичу Насыбуллину за ценные советы и рекомендации при подготовке статьи.

Работа выполнена в Центре моделирования ПАО «Транснефть».

Original article

HYDRODYNAMIC MODELING OF AN OILFIELD USING AN AUTOMATED APPROACH

Ilyas N. Yarmukhametov^{1,2}¹Almetyevsk State Oil Institute, Almetyevsk, Russia, yarmuchametov.i@yandex.ru²Tatneft PJSC, Almetyevsk, Russia

Abstract. The work is devoted to the problem of hydrodynamic modeling process automation on the example of one of the objects of a Russian oil field. The results of hydrodynamic model building are presented, starting with database collection, error correction, model initialization, and integral history matching.

The aim of the work is to build a hydrodynamic model using a simplified technique by means of automation tools.

The objective of the study is to simplify the process of history matching of the model using scripts in the Python programming language.

Methods of hydrodynamic modeling, Python programming, and analytical methods were used in the study.

The paper highlights information about modeling methods and the current state of hydrodynamic modeling. The object of the research is the state of development of geological and hydrodynamic modeling as a tool for the optimization and managing of the development of hydrocarbon deposits, the problems of modeling oil and gas fields were considered as well. The workflow (process of building) of hydrodynamic model is described. Processes such as working with a database (buffer zone allocation, model block allocation) are described. The issues of initialization of the model, revision of geological cubes (checking the correctness of porosity maps, checking the correctness of structural maps, checking the correctness of thickness maps) are considered. The process of checking the calculation results is described, including the creation of the «History Matching Assistant» software, comparison of model and historical well productivity using an automated method, and determination of the current state of adaptation of reservoir and bottomhole pressures. Issues such as analysis of isobar maps, checking reservoir connectivity, working with the support wells stock, working with the injection wells stock, adapting reservoir pressures, and integral adaptation are considered.

The result of the work are ready-made software products (scripts) in the Python programming language, which makes it possible to simplify the most time-consuming process of hydrodynamic modeling — adaptation of the hydrodynamic model.

Keywords

oilfield, hydrodynamic model, database, integrated history matching, programming, script, Python

Acknowledgments

The author is grateful to the scientific advisor, Doctor of Engineering Sciences, Professor of Oil and Gas Field Development and Operation Department, Almetyevsk State Oil Institute, Arslan V. Nasybullin for valuable advice and recommendations while preparing this article.

The work was carried out at the Modeling Center of Tatneft PJSC.

For citation

Yarmukhametov I.N. Gidrodinamicheskoe modelirovanie nefryanogo mestorozhdeniya s ispol'zovaniem avtomatizirovannogo podkhoda [Hydrodynamic Modeling of an Oilfield Using an Automated Approach]. *Neftegazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2021, Vol. 19, No. 5, pp. 102–118. [in Russian]. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2021-5-102-118>.

Введение

Стремительное развитие IT-индустрии и вычислительной техники в последнее десятилетие стало мощнейшим импульсом для формирования интеллектуальных решений в нефтегазовой отрасли.

Одним из таких инновационных решений оказалось геолого-гидродинамическое моделирование месторождений углеводородов. Геолого-гидродинамическая модель (ГГДМ) позволяет оперативно принимать проектные решения по разработке месторождения и сни-

жать риски при реализации геолого-технологических мероприятий (ГТМ).

До начала эпохи цифрового 3D моделирования были широко распространены аналитические и статистические инструменты моделирования. В первом случае предполагается использование математических уравнений, а во втором — применение так называемого метода Монте-Карло.

Аналитический метод моделирования подразумевает представление результатов расчета в виде алгебраических, дифференциальных

или конечно-разностных выражений. Французские инженеры А. Дарси [1] и Ж. Дюпюи [2] положили начало развития науки о движении флюидов в пористых средах, которые, начиная с середины XIX и заканчивая началом XX века, проводили исследования, связанные с изучением фильтрации флюидов в однородной среде из фиктивного грунта. Результатом проведения данных исследований стало выведение фундаментального уравнения фильтрации флюидов в пористой среде и уравнения для дебита скважины при фильтрации в пласте.

Суть статистического моделирования заключается в многомерном регрессионном анализе, позволяющем на основе обобщения накопленного в течение разработки месторождения опыта выявить статистическую связь изучаемого параметра с рядом факторов, которые оказывают на него влияние. К настоящему времени сформировались такие направления статистических методов прогноза, как объемный метод прогноза добычи нефти, прогноз по характеристикам вытеснения и прогноз по закономерностям, полученным в ходе анализа исторических данных по добыче нефти [3–5].

Современные методы прогноза показателей разработки месторождений углеводородов основаны на численных методах интегрирования дифференциальных уравнений в частных производных, которые описывают процессы многофазной фильтрации в двумерном или трехмерном пространстве [6–8]. Ученые D.W. Peaceman и H.H. Rachford Jr. [9]

начали создавать численные модели в середине 50-х гг. XX века. В 1960-х гг. начали применяться упрощенные модели, описывающие одномерную фильтрацию («песок — глина»).

Вопросы цифрового моделирования месторождений нефти и газа затронуты в трудах большого количества ученых и деятелей науки. Большой вклад в развитие теории и практики 3D-моделирования связан с именами таких ученых, как Х. Азиз, Г.И. Баренблатт, Е.А. Гладков, Ю.П. Желтов, Г.Б. Кричлоу, Р.Х. Муслимов, А.В. Насыбуллин, Р.Х. Низаев, Э. Сеттари, В.С. Соколов, М.М. Хасанов, Р.С. Хисамов и др. [10–17].

С 2000 г. проектирование разработки любого месторождения должно сопровождаться построением цифровой модели [18]. Наличие геологической и гидродинамической моделей в проектом документе на разработку месторождения стало нормой. На рисунке 1 показан 3D-вид гидродинамической модели.

В общем виде рабочий процесс гидродинамического моделирования выглядит следующим образом: подготовка исходных данных (сбор базы данных) — инициализация модели — адаптация накопленных показателей (интегральная адаптация) — поскважинная адаптация — прогнозирование технологических показателей разработки и оптимизационные расчеты.

Целью построения гидродинамической модели является не только прогнозирование добычи, контроль и управление разработкой, но также и обратная задача, а именно — уточне-

Рисунок 1. Гидродинамическая модель

Figure 1. Hydrodynamic model

ние геологического строения и свойств месторождения посредством адаптации модели к истории разработки [19].

Несомненно, с появлением цифрового моделирования месторождений открылись новые перспективы для множества нефтегазовых гигантов мира. Однако ничего абсолютно идеального в природе, как известно, не существует. Моделирование также не идеально, это сложный процесс, имеющий свои проблемы и недостатки.

В книге А.В. Насыбуллина и Р.С. Хисамова [20] освещены проблемы, с которыми сталкиваются инженеры при моделировании нефтяных месторождений. Авторы выделяют три группы проблем: организационные, методические и технические. Организационные проблемы связаны с невозможностью получения необходимой информации для моделирования. Методические проблемы связаны с неправильной методикой моделирования. Технические проблемы вызваны программными ограничениями прикладных продуктов для моделирования.

Основной проблемой при создании гидродинамической модели является недостоверность исторических данных, поскольку замер дебита изначально производился на блоке-гребенке, а далее раскидывался по скважинам. Обводненность проб нефти имеет свойство изменяться во времени, что ведет к ошибке при определении параметра.

Возникают сложные ситуации с учетом закачки в разные годы: возможен факт списания закачки на определенную скважину или наличие заколонного перетока.

Также бывают случаи, когда данные по добыче скважины имеются, но не имеются данные по перфорации, и неизвестно с какого пласта производится (производилась) добыча нефти.

В случае, когда в модели происходит обводнение скважины, а по истории она дает чистую нефть, возможно наличие заколонного перетока или недостоверности учета данных по добыче.

По словам авторов [20], большой ошибкой является задание насыщенности путем интерполяции по данным интерпретации ГИС, поскольку скважины бурятся в разное время и насыщенность в течение этого времени изменяется.

Моделирование залежей с одной-двумя скважинами лишено практического смысла в силу нехватки информации, считают авторы.

На практике часто встречаются случаи, когда скважина вскрыла несколько пластов с одинаковым или разным типом коллектора (поровый и порово-трещинный), а учет по каждому пласту в отдельности не производился. В этом случае сложно смоделировать выработку конкретного вскрытого пласта, даже если удастся адаптировать историю скважины.

Возникают моменты, когда перфорация скважины не попадает в необходимую ячейку, и работающий интервал перфорации сужается или становится равен нулю. Такое возникает при укрупнении модели и при перестроении структурной и сеточной модели.

В качестве дополнения приведена проблема выполнения рутинных операций, которые снижают эффективность моделирования и увеличивают время выполнения.

При построении гидродинамической модели появились проблемы, решение которых было найдено в процессе работы, в том числе при помощи инструментов автоматизации.

Описание воркфлоу (процесса построения модели)

1. Работа с базой данных

База данных была сформирована из:

- файлов, выгруженных из базы данных (данные по добыче/закачке, перфорации, давлению);
- файлов из геологической модели (траектории скважин, wellpicks, zonerpicks, ГИС, РИГИС, карты толщин, структурные карты, контуры);
- данных по пакерам, текущим забоям, конструкциям скважин;
- проектной документации (плотности и объемные коэффициенты нефти и воды).

1.1. Выделение буферной зоны

Были выделены три ряда скважин соседних площадей для учета влияния границ площади на процесс разработки (рисунок 2).

1.2. Выделение блоков модели

Решение о разделении площади на блоки принято исходя из соображения удобства анализа и адаптации модели. Деление было произведено таким образом, чтобы в каждом блоке было примерно равное количество скважин опорного фонда по накопленной добыче нефти. Схема деления показана на рисунке 3.

Рисунок 2. Схематизация буферной зоны модели

Figure 2. Schematization of the model buffer zone

Рисунок 3. Карта границ блоков модели

Figure 3. Map of the model blocks boundaries

2. Инициализация модели

Первый запуск модели дает необходимую для дальнейшей работы информацию, к числу которых относится выявление скважин, которые не включились по тем или иным причинам. На рисунке 4 представлена гидродинамическая модель, которая прошла процесс инициализации.

Рисунок 4. 3D-вид модели после инициализации

Figure 4. 3D view of the model after initialization

Рисунок 5. Пример некорректных значений пористости в модели

Figure 5. An example of incorrect porosity values in the model

Такой вылет является одним из оснований для корректировки результатов интерпретации геофизических исследований скважины (РИГИС).

3.2. Проверка корректности структурных карт

Со структурными картами ситуация аналогичная, местами отмечается резкий перепад

структуры. Например, встречаются случаи, когда на расстоянии 100–200 м абсолютная отметка кровли пласта варьируется в пределах 10–15 м (рисунок 6).

3.3. Проверка корректности карт толщин

Процесс схож с проверкой карт пористости (рисунок 7).

Рисунок 6. Пример вылета скважины на структурной карте

Figure 6. An example of well runout on the structural map

Рисунок 7. Иллюстрация нефизичных значений толщин в модели

Figure 7. Illustration of non-physical thickness values in the model

4. Проверка результатов расчета

4.1. Создание программного обеспечения «Помощник по адаптации»

Данное ПО представляет собой скрипт на языке программирования Python, интегрированный в Калькулятор графиков программы «tNavigator» (рисунки 8 и 9).

Функционал Помощника:

1. Определение несадаптированных скважин;
2. Выявление скважин с отсутствием коллатора в интервале перфорации;
3. Поиск высокодебитных скважин с наибольшим интервалом перфорации;

```
#СКРИПТ ДЛЯ ПОСКВАЖИННОЙ АДАПТАЦИИ ПО ЖИДКОСТИ
#АЛГОРИТМ:
#1) ПОИСК ВЫЛЕТАЮЩИХ СКВАЖИН
#2) ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРИЧИНЫ ВЫЛЕТА (ПЕРФОРАЦИЯ, ПРОНИЦАЕМОСТЬ, ДАВЛЕНИЕ)
#3) РАСШИРЕНИЕ ПЕРФОРАЦИИ, ПОВЫШЕНИЕ ПРОНИЦАЕМОСТИ, УВЕЛИЧЕНИЕ ПРИЕМОСТОСТИ

#ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ
spisok = []
groups = ['G6']

#-----
#РАБОЧАЯ ЧАСТЬ 1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЫЛЕТАЮЩИХ СКВАЖИН
#-----

print('!!!!!!!!!!ВЫЛЕТАЮЩИЕ СКВАЖИНЫ!!!!!!!!!!\n')
for m in get_all_models():
    for group in groups:
        g = get_group_by_name(group)
        for w in g.wells:
            liq_calc = float(wlpt[m,w].max(dates='all').to_list()[0])
            liq_hist = float(wlpth[m,w].max(dates='all').to_list()[0])
            inj_calc = float(wwit[m,w].max(dates='all').to_list()[0])
            inj_hist = float(wwith[m,w].max(dates='all').to_list()[0])
            if liq_hist > 0:
                match_liq = (liq_hist-liq_calc)/liq_hist*100
                if abs(match_liq) > 20:
                    spisok.append(w.name)
                    print("Скважина", w.name, "вылетает по жидкости на", str(round(match_liq,1)) + "%\n")
            if inj_hist > 0:
                match_inj = (inj_hist-inj_calc)/inj_hist*100
                if abs(match_inj) > 20:
                    spisok.append(w.name)
                    print("Скважина", w.name, "вылетает по закачке на", str(round(match_inj,1)) + "%\n")

#-----
#РАБОЧАЯ ЧАСТЬ 2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРИЧИН ВЫЛЕТА
#-----
#-----
#НАХОЖДЕНИЕ ОШИБКИ В ИСТОРИИ (ЕСТЬ ДОБЫЧА/ЗАКАЧКА, НО НЕТ ПЕРФОРАЦИИ)
#-----

ts_list = [*get_all_timesteps()]
ts_count = len(ts_list)
```

Рисунок 8. Фрагмент скрипта

Figure 8. Fragment of the script

Рисунок 9. Результат выполнения скрипта

Figure 9. Result of script execution

4. Определение скважин с низкой проницаемостью по разрезу;

5. Выделение просевших по давлению скважин.

Информация, полученная при помощи данного скрипта, является основой для принятия решения по адаптации скважин в дальнейшей работе.

Скрипт позволяет выполнить анализ и определение причин не включения скважин. К таковым относятся некорректная дата перфорации в исходном файле, неточные интервалы перфорации, отсутствие коллектора в интервале перфорации, а также (в редких случаях) низкое начальное пластовое давление (характерно для линзовидных участков).

После выявления не включившихся скважин производится корректировка даты перфорации, интервала перфорации, а также направляются замечания петрофизику по выделению коллектора в работавшем интервале перфорации.

4.2. Сопоставление модельной и исторической продуктивностей скважин при помощи автоматизированного метода

Для получения высокой прогностической способности гидродинамической модели важно, чтобы были сааптированы продуктивности скважин (особенно недавно пробуренных).

Сравнить расчетную и историческую продуктивности скважин непосредственно в интерфейсе гидродинамического симулятора не представляется возможным. Работать с «голой» базой данных в «Excel» неудобно. Исходя из этого было принято решение автоматизировать данный процесс при помощи скрипта на языке программирования «Python».

Скрипт был внедрен в гидродинамический симулятор «tNavigator» через опцию «Калькулятор графиков». Фрагмент скрипта и результат его выполнения представлены на рисунке 10 ниже.

```

1 #Automatically-recalculate=true
2 #Single-model=false
3 MODEL_CELLS = {
4     'd0': [1,14],
5     'a': [17,25],
6     '61': [26,33],
7     '62': [34,41],
8     '63': [42,50],
9     'b': [60,67],
10    'r1': [68,81],
11    'r2+3': [82,96],
12    'd': [97,103],
13 }
14
15 HIST_PROD, CALC_PROD = dict(), dict()
16
17 #РАСЧЕТНАЯ ПРОДУКТИВНОСТЬ
18 for m in get_all_models():
19     for g in get_all_groups():
20         for w in get_all_wells():
21             if w.lprh[m,w].max(dates='all').to_list()[0] > 0:
22                 count = 0
23                 for t in get_all_timesteps():
24                     if w.lprh[m,w,t] > 0:
25                         if (round(w.thph[m,w,t].to_list()[0],1) != 0) and (round(w.bhph[m,w,t].to_list()[0],1) != 0):
26                             for z,v in MODEL_CELLS.items():
27                                 for c in w.connections:
28                                     if (c.lpt[m,c,t] != 0 and v[0] <= int(c.k) <= v[1]):
29                                         count += 1
30                                     if HIST_PROD.get(z) == None and CALC_PROD.get(z) == None:
31                                         HIST_PROD[z] = 0
32                                         CALC_PROD[z] = 0
33
34 GR7 01.09.1959 a 5e-05
35 GR7 01.09.1959 02 3.75e-05
36 GR7 01.09.1959 03 1.587301587301587e-06
37 GR7 01.10.1959 a 5e-05
38 GR7 01.10.1959 02 3.75e-05
39 GR7 01.10.1959 03 1.587301587301587e-06
40 GR7 01.11.1959 a 5e-05
41 GR7 01.11.1959 02 3.75e-05
42 GR7 01.11.1959 03 1.587301587301587e-06
43 GR7 01.12.1959 a 5e-05

```

Рисунок 10. Фрагмент скрипта по сравнению модельной и расчетной продуктивностей скважин

Figure 10. Script fragment of the model and calculated well productivity comparing

Благодаря скрипту удалось выявить некорректные зависимости, заложенные в модель: такие как зависимость гидравлической единицы потока (FZI) от глинистости и зависимость проницаемости от пористости и FZI. В дальнейшем были произведены корректировки зависимостей и новый расчет модели. В результате расхождение продуктивностей скважин значительно снизилось (рисунок 11).

4.3. Определение текущего состояния адаптации пластовых и забойных давлений

Согласно требованиям регламентов в ПАО «Татнефть», модель должна быть сааптирована по давлениям с допустимым коридором

погрешности в 25 %. Наиболее важный период в плане адаптации — последние 5 лет: модель, сааптированная в пределах этого периода, может претендовать на хорошую прогностическую способность.

Процесс определения степени адаптации модели по давлениям был автоматизирован при помощи скрипта (рисунок 12).

Скрипт позволяет рассчитать долю сааптированных скважин и выгрузить список скважин, требующих адаптации по давлениям. Данная функция существенно упростила процесс мэтчинга: теперь не нужно вручную просматривать каждую из полутора тысяч скважин в поисках вылета по давлению.

Рисунок 11. Отношение расчетной и исторической продуктивностей свежепробуренных скважин до и после адаптации

Figure 11. Ratio of calculated and historical productivities of new drilled wells before and after adaptation

```

1 #УКАЗЫВАЕМ ГРУППУ СКВАЖИН
2 groups = ['GR4']
3
4 #ИНИЦИАЛИЗАЦИЯ ПЕРЕМЕННЫХ
5 PRES_ADAPT_LIST = []
6 PRES_OUT_LIST = []
7 BHP_ADAPT_LIST = []
8 BHP_OUT_LIST = []
9 DIF PRES = DIF BHP = PRES_ADAPT = BHP_ADAPT = LAST_YEAR_OIL = LAST_YEAR_ADAPT_OIL = LAST_YEAR_ALL_OIL = 0
10 count = count1 = count0 = count_wells = 0
11 start_date = [*get_all_timesteps()][:-62]
12 finish_date = [*get_all_timesteps()][:-1]
13 prod_date = [*get_all_timesteps()][:-13]
14
15 #ПЛАСТОВКИ
16 #РАСЧЕТ КОЛИЧЕСТВА ПОСАЖЕННЫХ ПО ПЛАСТОВОМУ ДАВЛЕНИЮ СКВАЖИН
17 for m in get_all_models():
18     for group in groups:
19         g = get_group_by_name(group)
20         for w in g.wells:
21             for t in get_all_timesteps():
22                 if t.to_datetime() >= start_date.to_datetime() and wlp[h[m,w,t]] > 0 and wthph[m,w,t] != 0:
23                     DIF PRES = (wbp9[m,w,t].to_list()[0] - wthph[m,w,t].to_list()[0]) / wthph[m,w,t].to_list()[0] * 100
24                     if DIF PRES <= 25:
25                         count1 += 1
26                     else:
27                         count0 += 1
28                 try:
29                     PRES_ADAPT = count1 / (count1 + count0) * 100
30                 except:
31                     ZeroDivisionError()

```

Процент добычи нефти посаженных по пластовым скважинам для группы ['GR4'] составляет 48.9%

Процент посаженных по забойке скважин от фонда группы ['GR4'] составляет 27.1%

Процент добычи нефти посаженных по забойке скважин для группы ['GR4'] составляет 24.8%

Список вылетающих по пластовым скважинам:

['5512', '5580', '5793', '5794', '5795', '5797', '10001', '21104', '21111', '14002', '21091', '21295', '32541', '21294', '32542', '32536', '32554', '21113', '32553', '32539', '21466', '21472', '21467', '21473']

Список вылетающих по забойке скважин:

['5512', '5580', '5793', '5794', '5795', '5797', '10001', '21104', '21111', '21109', '14002', '21176', '21294', '21295', '32541', '32558', '21294', '32542', '32536', '32537', '32554', '21113', '32553', '32539', '21466', '21293', '21472', '21467', '21475', '21473']

Выполнено!

Предупреждение: ничего не экспортировано! Чтобы экспортировать последний график, воспользуйтесь кнопкой 'Автоматический экспорт'.

Рисунок 12. Фрагмент скрипта для определения состояния адаптации текущего пластового и забойного давлений

Figure 12. Script fragment of determining the state of adaptation of the current reservoir and bottomhole pressures

5. Анализ карт изобар.

Проверка связности коллекторов

Один из важных этапов работы. На данном этапе анализируются участки с аномальными давлениями (аномально высокое и аномально низкое) (рисунок 13). Такие значения пластового давления (за исключением вопроса о нагнетательных скважинах) чаще всего свидетельствуют о наличии несвязного коллектора в интервале перфорации скважины.

При плохой связности или несвязности коллекторов происходит сильное падение или сильный рост пластового давления, в зависимости от того, какая скважина работает пределах такого коллектора. После соединения коллекторов проблема исчезает, и давление распределяется равномерно.

6. Работа с опорным фондом

Опорный фонд состоит из скважин, которые обеспечивают 80 % накопленной добычи нефти площади. Одним из требований ГКЗ к моделям, сопровождающим подсчет запасов, является 100 %-ая адаптация опорных скважин. Карта опорного фонда — рисунок 14.

Опорный фонд был проанализирован на наличие негерметичности эксплуатационной колонны и заколонной циркуляции, из-за которых возникает сильная неувязка в добыче нефти, а иногда и жидкости в таких скважинах (рисунок 15).

Данная информация полезна при поскважинной адаптации модели: нарушение колонны адаптируется перфорацией в водоносный пласт.

Рисунок 13. Иллюстрация карты изобар в районе с нарушением связности коллекторов в модели

Figure 13. Illustration of isobar map in an area with disrupted reservoir connectivity in the model

Рисунок 14. Карта нефтенасыщенности модели с расположением скважин опорного фонда

Figure 14. Oil saturation map of the model with the location of the wells in the base stock

Скважина	Накопы в кубках	Накопы в тоннах	Вид нарушения	Категория скв	Исследование	Ремонт	Эффект	Начало эффекта	Конец эффекта	Прем
5196	1248014.13	1074401.512	Негерметич.	добыв	20.10.1982	26.09.1984	-	-	-	11
5379	1025731.67	883041.0049	Негерметич.	добыв	28.10.1992	21.01.1994	+	01.07.1994	01.05.2000	1
5163	985961.72	848803.5048	ЗКЦ	нагнет	07.02.2015	-	-	-	-	7
5352	913187.64	786153.1041	Негерметич.	добыв	21.08.2003	06.09.2004	+	01.12.2004	по сей день	11
			Негерметич.	добыв	15.09.2004	07.09.2014	-	-	-	
			ЗКЦ	добыв	10.10.2012	-	-	-	-	
5162	890358.47	766499.7206	Негерметич.	добыв	16.03.1995	23.03.1995	-	-	-	1
5335	813023.83	699923.1919	ЗКЦ	добыв	09.08.2010	-	-	-	-	1
5248	800951.90	689530.5976	Негерметич.	добыв	08.06.2006	07.12.2008	+	01.01.2009	01.07.2011	10
			ЗКЦ	добыв	12.12.2008	14.05.2011	+	01.07.2011	по сей день	
5338	751983.24	647374.0227	ЗКЦ	нагнет	21.02.2018	-	-	-	-	4
5159	740662.87	637628.4472	ЗКЦ	нагнет	24.02.2017	26.02.2017	+	01.03.2017	по сей день	7
5231	706221.38	607978.148	Негерметич.	нагнет	13.06.2004	-	-	-	-	10
			Негерметич.	нагнет	06.08.2009	-	-	-	-	
5188	685525.10	590160.9471	Негерметич.	добыв	10.06.2009	05.07.2009	-	-	-	19
			Негерметич.	добыв	17.08.2013	16.09.2013	-	-	-	
5294	677302.38	583082.1005	Негерметич.	добыв	08.01.2006	-	-	-	-	7
			Негерметич.	добыв	30.12.2016	14.03.2017	-	-	-	
5185	663409.80	571122.1288	ЗКЦ	добыв	22.08.2000	-	+(откл. обв. пл.)	01.01.2001	по сей день	6
5165	658430.19	566835.243	ЗКЦ	добыв	04.03.2019	-	+	01.05.2019	01.12.2019	4
5310	648763.92	558513.6537	Негерметич.	добыв	31.07.2002	-	+	01.09.2002	01.12.2015	12
			Негерметич.	добыв	24.11.2007	21.08.2015	+	01.12.2015	по сей день	
5345	638993.62	550102.5156	ЗКЦ	добыв	14.06.2002	-	+	01.08.2002	01.11.2016	3
5375	626116.31	539016.5789	Негерметич.	добыв	10.09.1985	31.03.1986	+	01.04.1986	01.05.1999	3
			Негерметич.	добыв	02.04.1999	02.04.1999	+	01.05.1999	по сей день	
5215	623133.85	536449.0163	ЗКЦ	добыв	15.06.1981	-	-	-	-	1
5197	602514.82	518698.3201	Негерметич.	добыв	15.02.1999	15.02.1999	-	-	-	6

Рисунок 15. Фрагмент таблицы со скважинами опорного фонда, имеющими нарушения эксплуатационной колонны или герметичности затрубного пространства

Figure 15. Fragment of the table with wells in the base stock with disruptions to the production casing or tightness of the annulus

7. Работа с нагнетательным фондом. Адаптация пластовых давлений

Было произведено выделение участков скважин, имеющих наиболее полные исторические данные по пластовому давлению. В дальнейшем производилась работа по анализу

энергетического состояния участков скважин и срезанию закачки на нагнетательных скважинах участка (путем снижения максимального забойного давления в schedule-файле). На рисунках 16 и 17 показаны результаты экспериментальной работы.

Рисунок 16. Динамика пластового давления участка скважин до адаптации

Figure 16. Dynamics of reservoir pressure of the well section before adaptation

Рисунок 17. Динамика пластового давления участка скважин после адаптации

Figure 17. Dynamics of reservoir pressure of the well section after adaptation

По рисункам 16, 17 видно, что модельные давления практически идеально повторяют историю. Таким образом, удалось повторить непроизводительную закачку в модели.

8. Интегральная адаптация

Говоря об интегральной адаптации, имеют в виду подгонку накопленных показателей по результатам расчета модели к историческим значениям. При этом допустимый разбег между этими показателями должен не превы-

шать 5 %. Ниже приведены графики накопленных показателей до и после адаптации (рисунки 18 и 19).

Процесс адаптации заключался в применении всех наработок, приведенных выше: начиная с корректировки интервалов перфорации, заканчивая изменением зависимости гидравлической единицы потока (FZI) от глинистости и зависимости проницаемости от пористости и FZI.

Рисунок 18. Графики накопленных показателей до адаптации

Figure 18. Graphs of accumulated indicators before adaptation

Рисунок 19. Графики накопленных показателей после адаптации

Figure 19. Graphs of accumulated indicators after adaptation

Результаты

- 1) Произведен сбор базы данных для гидродинамической модели.
- 2) Скорректированы исходные данные.
- 3) Автоматизирован процесс адаптации модели.
- 4) Сааптировано энергетическое состояние залежи.
- 5) Произведена интегральная адаптация.

Таким образом, в данной работе на примере одного из объектов российского нефтяного месторождения выполнен начальный этап построения гидродинамической модели с применением инструментов автоматизации. Скрипты, написанные на языке программирования Python, значительно упростили рутинные процессы и ускорили процесс гидродинамического моделирования.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Darcy H. *Recherches Experimentales Relatives au Mouvement de L'eau Dans les Tuyaux*. Paris: Mallet-Bachelier, 1857. 268 p.
2. Dupuit J. *Essai et Experiences Sur le Tirage des Voitures, et Sur le Frottement de Seconde Espece*. Paris: Carilian-Goeury, 1837. 167 p.
3. Дементьев Л.Ф. Статистические методы обработки и анализа промыслово-геологических данных. М.: Недра, 1966. 206 с.
4. Ермаков С.М., Михайлов Г.А. Статистическое моделирование. М.: Наука, 1982. 296 с.
5. Суходанова С.С. Создание 3D модели залежи с карбонатными трещиноватыми коллекторами на основе комплексирования гидродинамических, геофизических, сейсмических и промысловых данных (на примере нижнепермских отложений Варандейского месторождения): дис. ... канд. техн. наук. М.: 2016. 157 с.
6. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем. М.: Недра, 1982. 407 с.
7. Закиров Э.С. Трехмерные многофазные задачи прогнозирования, анализа и регулирования разработки месторождений нефти и газа. М.: Грааль, 2001. 302 с.
8. Каневская Р.Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2002. 140 с.
9. Peaceman D.W., Rachford H.H. The Numerical Solution of Parabolic and Elliptic Differential Equations // *Journal of the Society for Industrial and Applied Mathematics*. 1955. Vol. 3. Issue 1. P. 28-41. DOI: 10.1137/0103003.
10. Насыбуллин А.В. Создание и исследование методов проектирования, анализа и управления разработкой нефтяных месторождений на основе комплекса информационных технологий: дис. ... д-ра техн. наук. Бугульма: 2011. 326 с.
11. Хисамов Р.С., Ибатуллин Р.Р., Насыбуллин А.В. Развитие системы разработки и моделирования Ромашкинского нефтяного месторождения // *Бурение и Нефть*. 2010. № 1. С. 14-16.
12. Хисамов Р.С. Особенности геологического строения и разработки многопластовых нефтяных месторождений. Казань: Мониторинг, 1996. 288 с.
13. Низаев Р.Х. Развитие технологий разработки трудноизвлекаемых запасов нефтяных месторождений на основе геолого-технологического моделирования: дис. ... д-ра техн. наук. Бугульма: 2010. 220 с.
14. Муслимов Р.Х. Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее (оптимизация добычи, максимизация КИН). Казань: Фэн, 2014. 750 с.
15. Соколов В.С. Моделирование разработки нефтяных и газовых месторождений. Тюмень: ТюмГНГУ, 2014. 146 с.
16. Кричлоу Г.Б. Современная разработка нефтяных месторождений — проблемы моделирования / Пер. с англ. Я.И. Тетельбаума. М.: Недра, 1979. 303 с.
17. Хасанов М.М. Исследование движений реофизически сложных жидкостей в трубах и пористых средах: дис. ... д-ра техн. наук. Баку: 1992. 335 с.

18. РД 153-39.0-047-00. Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. М.: Минтопэнерго РФ, 2000. 130 с.

19. Гладков Е.А. Геологическое и гидродинамическое моделирование месторождений нефти и газа. Томск: Изд-во ТПУ, 2012. 99 с.

20. Хисамов Р.С., Насыбуллин А.В. Моделирование разработки нефтяных месторождений. М.: ВНИИОЭНГ, 2008. 254 с.

REFERENCES

1. Darcy H. *Recherches Experimentales Relatives au Mouvement de L'eau Dans les Tuyaux*. Paris, Mallet-Bachelier, 1857. 268 p.
2. Dupuit J. *Essai et Experiences Sur le Tirage des Voitures, et Sur le Frottement de Seconde Espece*. Paris, Carilian-Goeury, 1837. 167 p.
3. Dementev L.F. *Statisticheskie metody obrabotki i analiza promyslovo-geologicheskikh dannykh* [Statistical Methods of Processing and Analysis of Field-Geological Data]. Moscow, Nedra Publ., 1966. 206 p. [in Russian].
4. Ermakov S.M., Mikhailov G.A. *Statisticheskoe modelirovanie* [Statistical Modeling]. Moscow, Nauka Publ., 1982. 296 p. [in Russian].
5. Sukhodanova C.S. *Sozдание 3D modeli zalezhi s karbonatnymi treshchinovatyimi kollektorami na osnove kompleksirovaniya gidrodinamicheskikh, geofizicheskikh, seismicheskikh i promyslovykh dannykh (na primere nizhnepermskikh otlozhenii Varandeiskogo mestorozhdeniya): dis. kand. tekhn. nauk* [Creation of a 3D Model of a Reservoir with Fractured Carbonate Reservoirs Based on the Integration of Hydrodynamic, Geophysical, Seismic and Field Data (Using the Example of the Lower Permian Deposits of the Varandey Field): Cand. Engin. Sci. Diss.]. Moscow, 2016. 157 p. [in Russian].
6. Aziz Kh., Settari E. *Matematicheskoe modelirovanie plastovykh sistem* [Mathematical Modeling of Reservoir Systems]. Moscow, Nedra Publ., 1982. 407 p. [in Russian].
7. Zakirov E.S. *Trekhmernye mnogofaznye zadachi prognozirovaniya, analiza i regulirovaniya razrabotki mestorozhdenii nefiti i gaza* [Three-Dimensional Multiphase Problems of Forecasting, Analyzing and Regulating the Development of Oil and Gas Fields]. Moscow, Graal' Publ., 2001. 302 p. [in Russian].
8. Kanevskaya R.D. *Matematicheskoe modelirovanie gidrodinamicheskikh protsessov razrabotki mestorozhdenii uglevodorodov* [Mathematical Modeling of Hydrodynamic Processes of Development of Hydrocarbon Deposits]. Moscow-Izhevsk, Institut komp'yuternykh issledovaniy Publ., 2002. 140 p. [in Russian].
9. Peaceman D.W., Rachford H.H. The Numerical Solution of Parabolic and Elliptic Differential Equations. *Journal of the Society for Industrial and Applied Mathematics*, 1955, Vol. 3, Issue 1, pp. 28-41. DOI: 10.1137/0103003.
10. Nasybullin A.V. *Sozдание i issledovanie metodov proektirovaniya, analiza i upravleniya razrabotkoi neftyanykh mestorozhdenii na osnove kompleksa informatsionnykh tekhnologii: dis. d-ra tekhn. nauk* [Creation and Research of Methods for Design, Analysis and Management of the Development of Oil Fields Based on a

Complex of Information Technologies: Doct. Engin. Sci. Diss.]. Bugulma, 2011. 326 p. [in Russian].

11. Khisamov R.S., Ibatullin R.R., Nasybullin A.V. Razvitie sistemy razrabotki i modelirovaniya Romashkinskogo neflyanogo mestorozhdeniya [Developing of System of Exploitation and Simulation of Romashkinskoe Oil Field]. *Burenie i Neft' — Drilling and Oil*, 2010, No. 1, pp. 14-16. [in Russian].

12. Khisamov R.S. *Osobennosti geologicheskogo stroeniya i razrabotki mnogoplastovykh neflyanykh mestorozhdenii* [Features of the Geological Structure and Development of Multilayer Oil Fields]. Kazan, Monitoring Publ., 1996. 288 p. [in Russian].

13. Nizaev R.Kh. *Razvitie tekhnologii razrabotki trudnoizvlekaemykh zapasov neflyanykh mestorozhdenii na osnove geologo-tekhnologicheskogo modelirovaniya: dis. d-ra tekhn. nauk* [Development of Technologies for the Development of Hard-to-Recover Oil Fields Based on Geological and Technological Modeling: Doct. Engin. Sci. Diss.]. Bugulma, 2010. 220 p. [in Russian].

14. Muslimov R.Kh. *Nefteotdacha: proshloe, nastoyashchee, budushchee (optimizatsiya dobychi, maksimizatsiya KIN)* [Oil Recovery: Past, Present, Future (Production Optimization, Oil Recovery Maximization)]. Kazan, Fen Publ., 2014. 750 p. [in Russian].

15. Sokolov V.S. *Modelirovanie razrabotki neflyanykh i gazovykh mestorozhdenii* [Modeling the Development of

Oil and Gas Fields]. Tyumen, TyumGNGU Publ., 2014. 146 p. [in Russian].

16. Krichlou G.B. *Sovremennaya razrabotka neflyanykh mestorozhdenii — problemy modelirovaniya* [Modern Oilfield Development — Modeling Problems]. Translation from English by Ya.I. Tetelbauma. Moscow, Nedra Publ., 1979. 303 p. [in Russian].

17. Khasanov M.M. *Issledovanie dvizhenii reofizicheskikh slozhnykh zhidkostei v trubakh i poristyykh sredakh: dis. d-ra tekhn. nauk* [Investigation of the Movements of Rheophysically Complex Fluids in Pipes and Porous Media: Doct. Engin. Sci. Diss.]. Baku, 1992. 335 p. [in Russian].

18. *RD 153-39.0-047-00. Reglament po sozdaniyu postoyanno deistvuyushchikh geologo-tekhnologicheskikh modelei neflyanykh i gazonefilyanykh mestorozhdenii* [RD 153-39.0-047-00. Regulations for the Creation of Permanent Geological and Technological Models of Oil and Gas-Oil Fields]. Moscow, Mintopenergo RF Publ., 2000. 130 p. [in Russian].

19. Gladkov E.A. *Geologicheskoe i gidrodinamicheskoe modelirovanie mestorozhdenii nefli i gaza* [Geological and Hydrodynamic Modeling of Oil and Gas Fields]. Tomsk, TPU Publ., 2012. 99 p. [in Russian].

20. Khisamov R.S., Nasybullin A.V. *Modelirovanie razrabotki neflyanykh mestorozhdenii* [Oil Field Development Modeling]. Moscow, VNIIOENG Publ., 2008. 254 p. [in Russian].

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРЕ

INFORMATION ABOUT THE AUTHOR

Ярмухаметов Ильяс Нурисламович, аспирант 2 курса кафедры «Разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений», Альметьевский государственный нефтяной институт, инженер Центра моделирования, ПАО «Татнефть», Альметьевск, Россия

Ilyas N. Yarmukhametov, Second Year Postgraduate Student of Oil and Gas Field Development and Operation Department, Almeteyevsk State Oil Institute, Engineer of Modeling Centre, Tatneft PJSC, Almeteyevsk, Russia

yarmuchametov.i@yandex.ru

Статья поступила в редакцию 17.05.2021; одобрена после рецензирования 01.07.2021; принята к публикации 03.09.2021.

The article was submitted 17.05.2021; approved after reviewing 01.07.2021; accepted for publication 03.09.2021.