

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2024.1.107-122>

EDN КНКМТW

УДК 622.276.1/4.001.57

**Автоматизация препроцессинга данных и настройки
гидродинамической модели месторождения с применением
программирования**

Амерханов Р.М., Хасанов Р.Р., Гилязов А.Х., Махмутов Б.Т.

Высшая школа нефти, Альметьевск, Россия

Центр моделирования Центра технологического развития ПАО «Татнефть»

им. В.Д. Шашина, Альметьевск, Россия

**Automation of data pre-processing and history-matching using
software technology**

R.M. Amerkhanov, R.R. Khasanov, A.Kh. Gilyazov, B.T. Makhmutov

Higher School of Petroleum, Almeteyevsk, Russia

Simulation Center, PJSC TATNEFT, Almeteyevsk, Russia

E-mail: Khasanov@tatneft.ru

Аннотация. За более чем полувековую историю эксплуатации месторождений Компанией «Татнефть» накоплен большой объем геолого-геофизической и промышленной информации. В течение последних нескольких лет была проделана значительная работа по переводу данной информации с бумажных источников в электронный вид. Анализ и верификация такого объема информации для последующего использования при построении геолого-гидродинамических моделей (ГДМ) сопряжены со значительными трудозатратами, которые в зависимости от длительности истории разработки, количества эксплуатационных объектов и пробуренного фонда скважин на месторождении могут быть сопоставимы с этапами моделирования. Качество подготовки исходных данных оказывает непосредственное влияние на возможности моделей выполнять возложенные на них задачи. В работе представлены пути решения проблемы оптимизации и автоматизации подготовки и выявления несоответствий в исходных данных, а также способ автоматического выявления неточностей в геологической модели.

Ключевые слова: геологическое моделирование, гидродинамическое моделирование, программный код, относительная фазовая проницаемость

Для цитирования: Амерханов Р.М., Хасанов Р.Р., Гилязов А.Х., Махмутов Б.Т. Автоматизация препроцессинга данных и настройки гидродинамической модели месторождения с применением программирования // Нефтяная провинция.-2024.-№1(37).-С. 107-122. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2024.1.107-122>. - EDN KHKMTW

Abstract. For more than half a century of field exploitation, Tatneft has accumulated a large amount of geological, geophysical and field information. Over the past few years, significant work has been done to transfer this information from paper sources to electronic form. Analysis and verification of such a volume of information for subsequent use in the construction of geological and hydrodynamic models are associated with significant labor costs, which, depending on the duration of the development history, the number of production facilities and the number of wells drilled in the field, can be comparable to the modeling stages. The quality of initial data preparation has a direct impact on the ability of models to perform the tasks assigned to them. The paper presents ways to solve the problem of optimizing and automating preparation and identifying inconsistencies in the original data, as well as a method for automatically identifying inaccuracies in the geological model.

Key words: *geological modelling, hydrodynamic modelling, program code, relative permeability*

For citation: R.M. Amerkhanov, R.R. Khasanov, A.Kh. Gilyazov, B.T. Makhmutov Avtomatizatsiya preprotsessinga dannykh i nastroyki gidrodinamicheskoy modeli mestorozhdeniya s primeneniym programmirovaniya [Automation of data pre-processing and history-matching using software technology]. Neftyanaya Provintsiya, No. 1(37), 2024. pp. 107-122. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2024.1.107-122>. EDN KHKMTW (in Russian)

Введение

В современной индустрии разработки нефтяных месторождений ключевое значение приобретает автоматизация процессов обработки и анализа данных. Накопление огромного объема геологической и геофизической информации требует инновационных подходов к ее препроцессингу и использованию в гидродинамическом моделировании. В данной статье раскрываются принципы и методы автоматизации обработки данных для построения геолого-гидродинамических моделей (ГГДМ), включая применение программирования для повышения эффективности и точности моделей. Рассмотрены ключевые аспекты и вызовы, стоящие перед специалистами в области геологического и гидродинамического моделирования,

а также представлены практические решения для оптимизации рабочих процессов.

Оптимизация подготовки данных для построения ГДМ

Самым популярным инструментом анализа данных на сегодня является электронная таблица, но обработка и кластеризация данных с помощью этого универсального инструмента отнимает много времени, а работы с макросами, сводными таблицами и другими скрытыми функциями Excel требуют дополнительных навыков. Кроме того, объемы данных, обрабатываемые этим инструментом, ограничены. Центром моделирования ПАО «Татнефть» накоплен большой опыт по оптимизации и автоматизации процесса обработки первичной информации, а также подготовки результатов геологического моделирования для построения ГДМ.

При создании ГДМ отложений девона и нижнего карбона уникальных Ромашкинского и Ново-Елховского месторождений, которые характеризуются длительной историей разработки, сложным геологическим строением, большим количеством эксплуатационных объектов и пробуренного фонда скважин, был разработан и апробирован комплексный подход по обработке и подготовке данных для динамической секции фильтрационной модели, который включает в себя анализ данных как на базе электронных таблиц, так и с использованием авторского программного кода на языке Python. К основным решаемым задачам относятся:

1. соотнесение индекса вскрытых бурением и перфорированных пластов в существующей базе данных со стратиграфическими отбивками в геологической модели. Данное решение позволяет уточнить промысловую интерпретацию продуктивного разреза и тем самым определить несоответствие отчетного эксплуатационного объекта из базы добычи и фактически перфорированного;
2. приведение в соответствие отчетного эксплуатационного объекта из базы добычи и фактически перфорированного на соответству-

ющую дату. Решается проблема отсутствия активной перфорации при наличии исторических показателей работы скважины по данному объекту;

3. обработка данных по гидродинамическим исследованиям скважин. Данное решение подразумевает верификацию данных, устранение некондиционных значений по замеренным данным пластового и забойного давлений;
4. сбор, подготовка и интеграция полученных данных в ГДМ.

В качестве первого этапа для автоматизации подготовки базы данных ГДМ является скрипт для поиска индекса вскрытых бурением и перфорированных пластов, а также несоответствий даты перфорации либо изоляции пластов и данных по добыче. В результате использования данного скрипта в базе данных по Ново-Елховскому месторождению были заполнены пропущенные записи перфораций и изоляций.

В отложениях нижнего карбона на Ново-Елховском месторождении продуктивными являются тульский и бобриковский горизонты, турнейский ярус, которые разрабатываются общим фондом скважин. Поэтому было принято решение о построении единой модели для данных отложений.

Однако при построении ГДМ и расчете прогнозных вариантов возникла необходимость учета выработки запасов отдельно по каждому пласту. Для реализации этой задачи был написан программный код, который на основе информации о перфорациях определял вскрытые каждой скважиной объекты разработки на протяжении всей рассматриваемой истории и автоматически создавал дубли траекторий с соответствующим индексом горизонта, что позволило сократить на 70% время, затрачиваемое на данную работу при ручной корректировке.

Подбор модификаторов для настройки ГДМ с помощью программирования

Первичная инициализация ГДМ как правило, характеризуется низкой сходимостью расчетных и исторических показателей [1,2]. Для того, чтобы ускорить процесс настройки модели на историю разработки и уменьшить количество расчетов, был разработан программный код, который решает следующие задачи:

1. автоматизация процесса адаптации с целью минимизации или исключения действий, совершаемых специалистами в ручном режиме;
2. уточнение геологической модели;
3. уточнение петрофизических зависимостей.

В основу программного кода заложена методика модификации абсолютных и относительных фазовых проницаемостей (ОФП), которая позволяет добиться соответствия рассчитанных и фактических коэффициентов продуктивности и накопленных показателей добычи жидкости [3, 4]. При этом имеется возможность устанавливать верхние и нижние границы полученных значений, что позволяет контролировать диапазон модификаторов. Более того, чтобы снизить влияние на качество модели получаемых модификаторов проницаемости, в первую очередь пересматривались данные ГИС по скважинам, на которых были получены аномальные величины. Ввиду дополнительного пересмотра некоторых скважин удалось скорректировать исходную геологическую модель (ГМ) (увеличить толщину коллектора, корректнее увязать коллектора и т.д.), а, следовательно, и ГДМ, при этом для адаптации пересмотренных участков необходимость в использовании модификаторов практически нивелировалась.

На примере участков Ромашкинского и Ново-Елховского месторождений для получения оптимального результата для дальнейшей работы с ГДМ достаточно от трех до семи итераций автоматического запуска моде-

ли с использованием программного кода. На рис. 1 представлена динамика показателя настройки накопленных отборов садаптированным фондом скважин на примере одного участка отложений нижнего карбона Ново-Елховского месторождения.

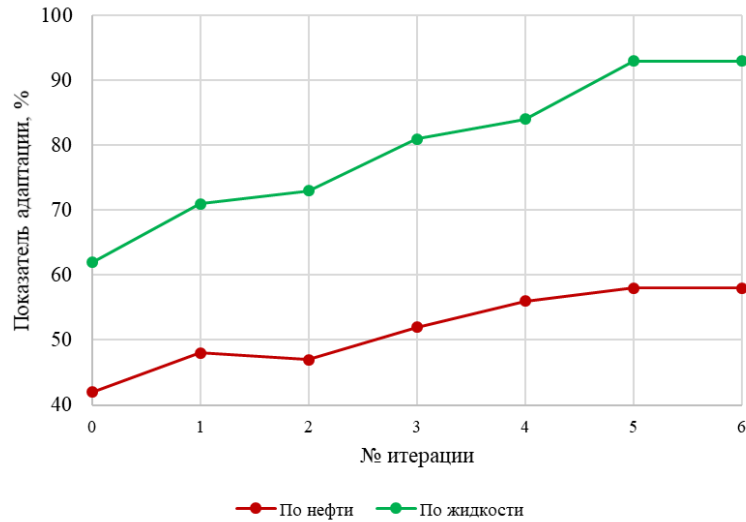


Рис. 1. Динамика показателя настройки накопленных отборов садаптированным фондом скважин на примере участка Ново-Елховского месторождения по отложениям нижнего карбона

После нескольких итераций удалось повысить адаптацию таких показателей как накопленная добыча жидкости, нефти, коэффициент продуктивности скважин (Рис. 2 и 3).

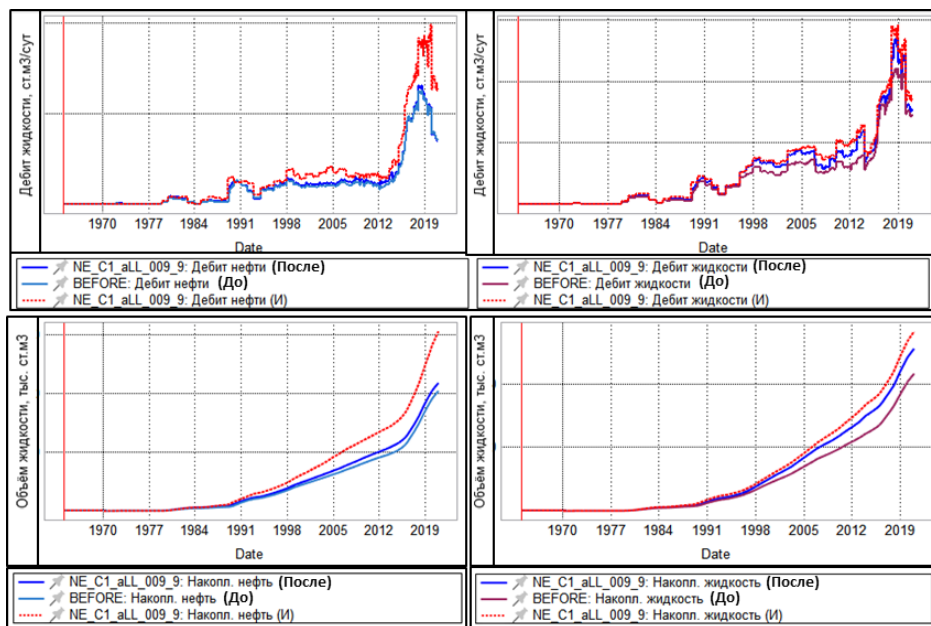


Рис. 2. Показатели адаптации накопленной и годовой добычи жидкости и нефти

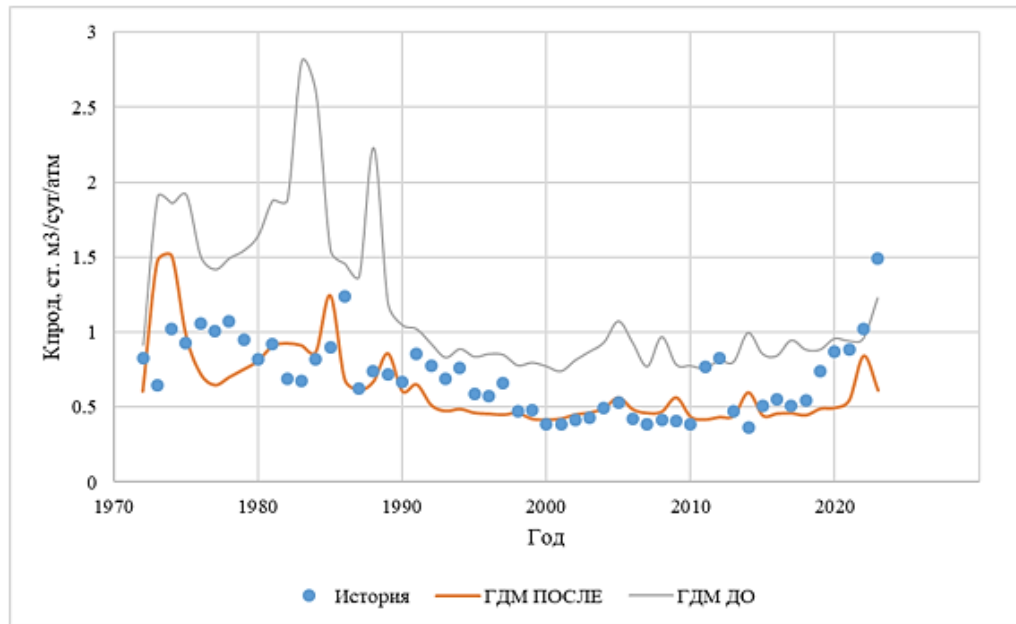


Рис. 3. Результат адаптации коэффициента продуктивности

Используемая методика включает в себя три варианта модификации абсолютной проницаемости [5].

1. При малом количестве или отсутствии фактических данных по забойным и пластовым давлениям множитель определяется, как отношение фактической накопленной добычи жидкости к расчетной:

$$n = \frac{Q_{\text{ж.нак (ист)}}}{Q_{\text{ж.нак (расч)}}$$

2. Данная вариация используется при условии наличия фактических данных по забойным давлениям, и редких или отсутствия данных по пластовым давлениям – возможно использовать алгоритм, который позволяет добиться соответствия фактической и расчетной накопленной добычи жидкости по скважинам.

$$n = \frac{q_{\text{ж (ист)}}}{q_{\text{ж (расч)}} \cdot \frac{P_{\text{заб (ист)}}}{P_{\text{заб (расч)}}}$$

3. При условии наличия всех необходимых данных более точно будет определять множитель по отношению фактической и расчетной продуктивности, полученной медианным значением для исключения некондиционных значений. Данная методика удовлетворительно

настраивает продуктивность скважины на историю при условии, что фактическая и расчетная накопленные добычи жидкости соответствуют регламенту по адаптации [6].

$$n = \frac{q_{ж(ист)}}{(P_{пл(ист)} - P_{заб(ист)})} \cdot \frac{(P_{пл(расч)} - P_{заб(расч)})}{q_{ж(расч)}}$$

где n – корректирующий множитель в значения абсолютной проницаемости.

Отношение фактических и расчетных показателей:

$Q_{ж.накоп(ист)}/Q_{ж.нак(расч)}$ – накопленная добыча жидкости на конечный шаг в модели (фактический/ расчетный);

$q_{ж(ист)}/q_{ж(расч)}$ – дебит жидкости на расчетный шаг в модели (фактический/ расчетный);

$P_{заб(ист)}/P_{заб(расч)}$ – забойное давление (фактический/ расчетный);

$P_{пл(расч)}/P_{пл(ист)}$ – пластовое давление (фактический/ расчетный).

Методика для модификации ОФП по воде при критической нефтенасыщенности основывается на отношении фактического и расчетного дебита воды, далее происходит осреднение множителя не просто по скважине, а отдельно по работающим пластам.

$$K_{ОФП.В} = \frac{q_{в(ист)}}{q_{в(расч)}}$$

где $K_{ОФП.В}$ – корректирующий множитель в значения ОФП по воде при критической нефтенасыщенности по эксплуатируемым пластам;

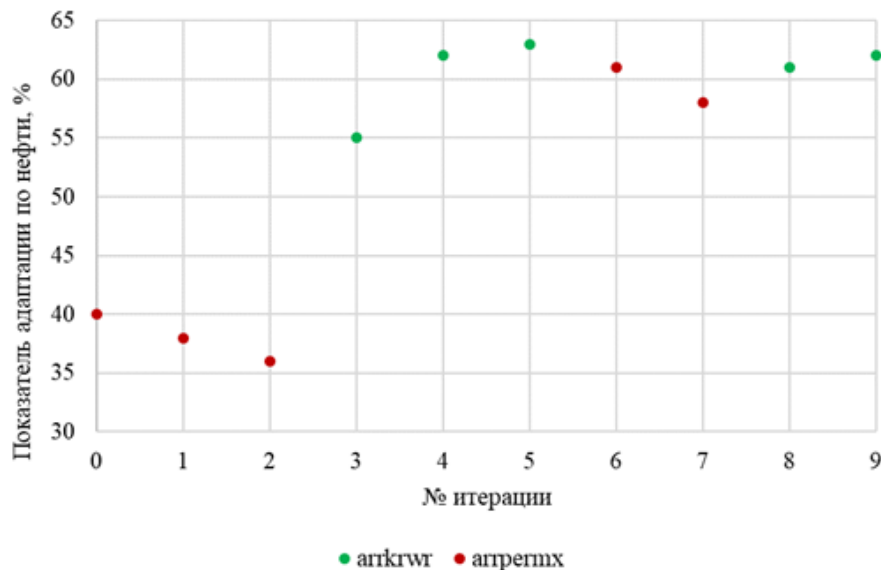
$q_{в(ист)}/q_{в(расч)}$ – дебит воды на расчетный шаг в модели (фактический/ расчетный).

Для интерполяции модификаторов в ГДМ был выбран метод обратных взвешенных расстояний (IDL). Метод IDL достаточно жесткий, то есть максимальные и минимальные значения модификаторов встречаются именно в применяемых точках. В основе метода заключается расчет путем усреднения значения модификатора в заданной окрестности рассматрива-

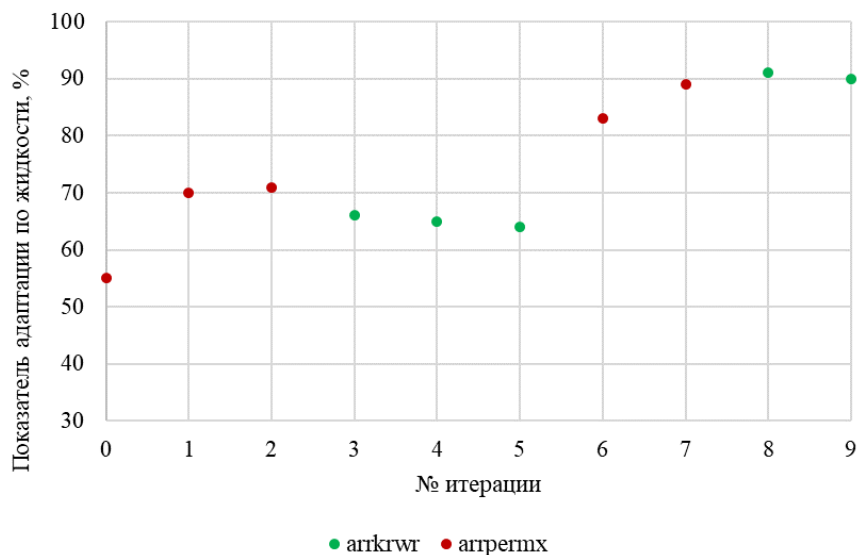
емой ячейки. При этом вес ячейки определяется ее положением относительно опорной точки, то есть чем ближе к ячейке с модификатором, тем больше вес. Таким образом модифицируется не только призабойная зона скважины (ПЗС), но и межскважинная зона.

Ввиду работы с многопластовыми объектами, при создании модификаторов этот фактор также учитывался: алгоритм определяет из какого пласта осуществляется приток на скважине, таким образом, модификаторы рассчитывались для каждого пласта индивидуально, а не на всю скважину. Такой подход позволяет снизить искажение реальных свойств пластов относительно начальной ГМ, а также косвенно учитывать особенности вскрытого пласта.

Рассматриваемый метод работы подразумевает комбинированное использование программного кода для модификации коэффициентов абсолютных и относительных фазовых проницаемостей. Результаты представлены на рис. 4. При комбинированном использовании автоматизированных подходов по корректированию абсолютной проницаемости и множителя значения ОФП по воде, в качестве промежуточного результата удалось довести настройку добычи нефти садаптированным фондом скважин до 61,5%, по добыче жидкости – 90%.



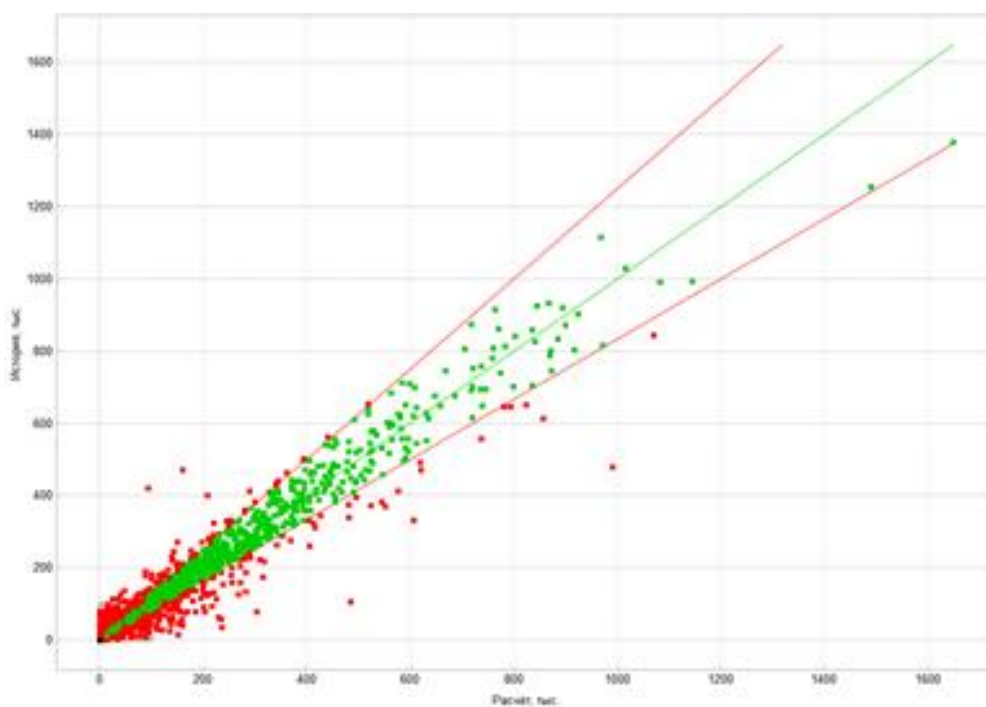
а)



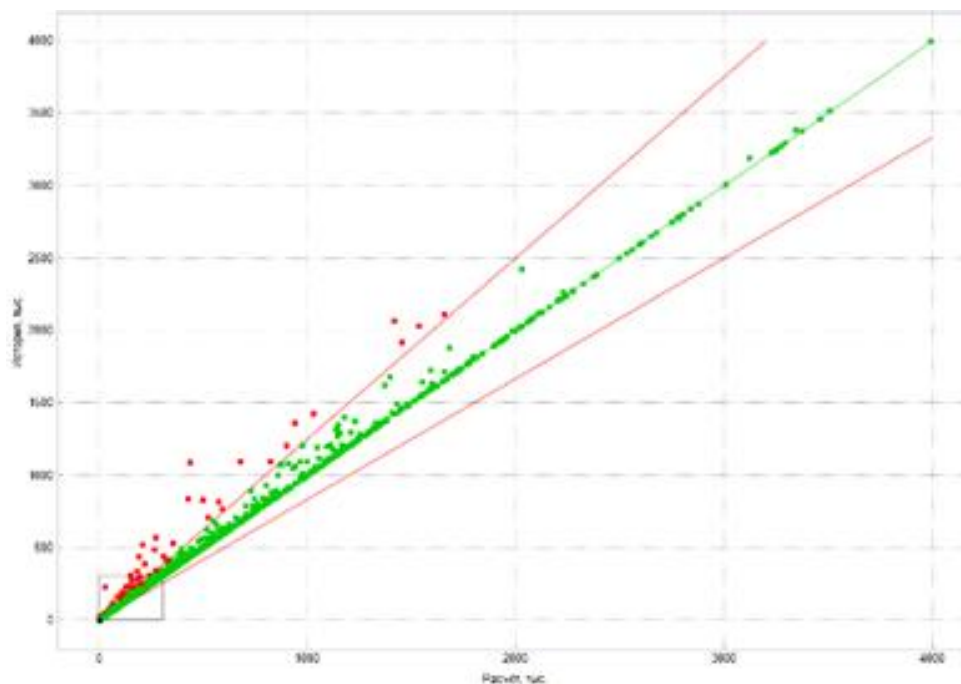
б)

Рис. 4. Результаты поскважинной адаптации при комбинированном использовании скриптов (а-по нефти, б-по жидкости)

Дальнейшая донастройка ГДМ до регламентных показателей осуществляется путем детального анализа истории работы скважин, проведенных геолого-технических мероприятий на скважинах, имеющих нарушений конструктивных частей скважин, а также путем доработки геологической модели (Рис. 5).



а)



б)

**Рис. 5. Результаты итоговой поскважинной адаптации ГДМ
(а – накопленная добыча нефти, б – накопленная добыча жидкости)**

Результатом применения данного решения является быстрая настройка продуктивностей и накопленной добычи скважин за счёт итерационной модификации абсолютной проницаемости и ОФП по воде при критической нефтенасыщенности, а также оперативное выявление всех проблемных зон на ГДМ, где необходимо проведение детального геолого-промыслового анализа специалистом по гидродинамическому моделированию.

Данный алгоритм за несколько итераций позволяет не только настроить модельные данные на исторические показатели, но и быстро выявить комплекс задач/проблем/рекомендаций, с которыми, как правило, специалист по гидродинамическому моделированию сталкивается в процессе адаптации при работе с моделью на начальном этапе.

Уточнение параметров геологической модели и промысловых данных

По выявленным рекомендациям можно выделить два направления: геологическое и технологическое. Помимо этого, данные направления делятся на две группы в зависимости от значений модификаторов. Группа с аномально высокими модификаторами имеет значения модификаторов не менее 10, а группа с аномально низкими модификаторами обладает значениями ниже 0.1. Схема с четырьмя подгруппами представлена ниже на рис. 6.

	Аномально высокие модификаторы	Аномально низкие модификаторы
Геологические	I Выявление несвязности коллекторов, линз Недостаток аквифера	II Выявление зон завышенной проницаемости Косвенная оценка контура нефтеносности
Технологические	III Выявление несоответствия ФЕС пласта и исторической продуктивности Косвенное определение нарушений колонны Оценка несовершенства по характеру вскрытия пласта Выявление неучтенных ГТМ	IV Оценка непродуктивной закачки

Рис. 6. Рекомендации по донастройке ГДМ

- I. Выявление скважин с аномально высокими модификаторами для уточнения геологической модели:
 1. Выявление несвязности коллектора, линз (изолированных участков), где просаживается пластовое давление. Это характеризуется высоким значением модификатора абсолютной проницаемости на скважине в данной зоне.
 2. Несоответствие энергетического состояния объекта из-за недостаточного объема аквифера, таким образом алгоритм стремится воссоздать необходимую энергетику пласта в зоне контура питания;

- II. Выявление скважин с аномально низкими модификаторами для уточнения геологической модели: 1. Выявление зон завышенной проницаемости, что характеризуется завышенной продуктивностью на скважинах. 2. Косвенная оценка контура нефтеносности – в данном случае алгоритм стремится замедлить продвижение законтурной воды путем максимального снижения ОФП по воде и абсолютной проницаемости;
- III. Выявление скважин с аномально высокими модификаторами для уточнения промысловых данных: 1. Выявление несоответствия ФЕС пласта и исторической продуктивности – выявление зон с пониженной проницаемостью. 2. Косвенное определение нарушений колонны – возможен сильный приток жидкости вследствие нарушения колонны скважины. 3. Оценка несовершенства по характеру вскрытия пласта - слишком низкое значение отношения вскрытой перфорацией толщины пласта к общей толщине пласта (несовершенство по характеру вскрытия пласта), что говорит о необходимости в дополнительной выверке данных по перфорациям и изоляциям. 4. Выявление неучтенных геологических мероприятий, направленных на изменение коэффициента продуктивности;
- IV. Выявление скважин с аномально низкими модификаторами для уточнения промысловых данных: Оценка непродуктивной закачки - выявление непродуктивной закачки за счет анализа участков с низкими модификаторами абсолютной и фазовой проницаемостями по воде на добывающих скважинах, которые указывают на некорректный коэффициент продуктивности и фронт обводнения, что свидетельствует о завышенной энергетике на участке.

Так, при использовании данного подхода и совместной работе специалистов по ГМ и ГДМ можно значительно повысить качество как исходных данных, загруженных в ГДМ, так и качество первоначальной ГМ с затрачиванием для этого минимальное количество действий и времени.

Выводы

Процесс подготовки данных к полноценному их использованию для построения ГДМ достаточно трудоемкий и занимает большое количество времени. Автоматизация данного процесса с помощью использования авторского программного кода позволила значительно сократить время на препроцессинг скважинных данных, а также повысить качество исходных данных для ГДМ, что способствует увеличению ее достоверности.

Стоит отметить разработанный инструмент по автоматическому подбору скважинных модификаторов по абсолютной и фазовой проницаемостям по вышеописанным алгоритмам, который показал свою применимость в процессе настройки ГДМ. Применение автоматизированного итерационного подхода позволило на начальном этапе работы оперативно выявить слабые стороны геологической и гидродинамической моделей, следовательно, повысить их качество и прогностическую способность. Также уменьшается время на адаптацию самой ГДМ примерно на 20%, что особенно актуально для моделей с большим количеством эксплуатируемых пластов и фондом скважин.

Подобный подход работы с ГДМ позволяет снизить вероятность ошибки в решениях специалиста гидродинамического моделирования при настройке ГДМ на историю разработки за счет уточнения исторических промысловых данных и формирования более корректной геологической основы.

Список литературы

1. Боженюк Н. Н., Стрекалов А. В. Некоторые приемы адаптации гидродинамической модели к истории разработки // Нефтегазовое дело, 2016. №2. С. 42–49.
2. Сыртланов В.Р., Сыртланова В.С., Санников И.Н., Иксанов К.Н. К вопросу об автоматизации инженерных методик адаптации гидродинамических моделей нефтяных месторождений // Вестник ЦКР Роснедра, 2011. №4. С. 31–38.
3. Амерханов Р.М. Автоматизация итерационных подходов в настройке гидродинамической модели путем изменения абсолютной проницаемости. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2022615293, 2022.

4. Амерханов Р.М. Автоматизация адаптации гидродинамической модели путем модификации относительных фазовых проницаемостей. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2022664480, 2022.
5. Сыртланов В., Головацкий Ю., Ишимов И., Межнова Н., Hughes В. О некоторых приемах автоматизации адаптации гидродинамических моделей месторождений углеводородов, Москва, 2019. SPE – 196878.
6. Временный регламент оценки качества и приемки трехмерных цифровых геолого-гидродинамических моделей, представляемых пользователями недр в составе технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья на рассмотрение ЦКР Роснедр по УВС (протокол ЦКР Роснедр по УВС от 19.04.2012 № 5370).

References

1. Bozhenyuk N.N., Strekalov A.V. Some methods of simulation model history matching. *Neftegazovoye Delo* [Petroleum Engineering]. 2016, No.2, pp.42-49 (in Russian)
2. Syrtlanov V.R., Syrtlanova V.S., Sannikov I.N., Iksanov K.N. *K voprosu ob avtomatizacii inzhenernyh metodik adaptacii gidrodinamicheskikh modelej neftyanyh mestorozhdenij* [On automation of history matching of reservoir simulation models]. *Rosnedra CDC Bulletin. 2011, No.4, pp.31-38* (in Russian)
3. Amerkhanov R.M. *Avtomatizaciya iteracionnyh podhodov v nastrojke gidrodinamicheskoy modeli putem izmeneniya absolyutnoj pronicaemosti* [Automation of iterative approaches in history matching process by absolute permeability alteration]. Certificate of Software Registration No.2022615293, 2022. (in Russian)
4. Amerkhanov R.M. *Avtomatizaciya adaptacii gidrodinamicheskoy modeli putem modifikacii odnositelnyh fazovyh pronicaemostej*. [Automation of history matching process by relative permeability alteration]. Certificate of Software Registration No. 2022664480, 2022. (in Russian)
5. Syrtlanov V., Golovatsky Yu., Ishimov I., Mezhnova N., Hughes B. *O nekotoryh priemah avtomatizacii adaptacii gidrodinamicheskikh modelej mestorozhdenij uglevodorodov* [On some methods of automation of reservoir history matching]. Moscow, 2019. SPE – 196878. (in Russian)
6. Provisional regulations for quality evaluation and acceptance of 3D reservoir simulation models submitted by subsurface users as part of Detailed development plans to Central Development Commission of Rosnedra (Federal agency on subsoil use) (Minutes No. 5370 dated 19.04.2012) (in Russian)

Сведения об авторах

Амерханов Руслан Маратович, аспирант, кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Высшая школа нефти, ведущий инженер Центра моделирования Центра технологического развития ПАО «Татнефть»

Россия, 423462, Альметьевск, ул. Ленина, 2

E-mail: AmerhanovRM@tatneft.ru

Хасанов Рамзиль Рамилевич, аспирант, кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Высшая школа нефти, ведущий инженер Центра моделирования Центра технологического развития ПАО «Татнефть»

Россия, 423462, Альметьевск, ул. Ленина, 2

E-mail: Khasanov@tatneft.ru

Гилязов Артур Халилович, аспирант, кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Высшая школа нефти, заведующий сектором Центра моделирования Центра технологического развития ПАО «Татнефть»
Россия, 423462, Альметьевск, ул. Ленина, 2
E-mail: GilyazovAH@tatneft.ru

Махмутов Бахтияр Тулигенович, аспирант, кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Высшая школа нефти, начальник отдела Центра моделирования Центра технологического развития ПАО «Татнефть»
Россия, 423462, Альметьевск, ул. Ленина, 2
E-mail: MakhmutovBT@tatneft.ru

Authors

R.M. Amerkhanov, PhD candidate, Oil and Gas Field Development Department, Higher School of Petroleum, Lead Engineer, Simulation Center of PJSC TATNEFT
2, Lenin st., Almetyevsk, 423462, Russian Federation
E-mail: AmerhanovRM@tatneft.ru

R.R. Khasanov, PhD candidate, Oil and Gas Field Development Department, Higher School of Petroleum, Lead Engineer, Simulation Center of PJSC TATNEFT
2, Lenin st., Almetyevsk, 423462, Russian Federation
E-mail: Khasanov@tatneft.ru

A.Kh. Gilyazov, PhD candidate, Oil and Gas Field Development Department, Higher School of Petroleum, Head of Sector, Simulation Center of PJSC TATNEFT
2, Lenin st., Almetyevsk, 423462, Russian Federation
E-mail: GilyazovAH@tatneft.ru

B.T. Makhmutov, PhD candidate, Oil and Gas Field Development Department, Higher School of Petroleum, Head of Section, Simulation Center of PJSC TATNEFT
2, Lenin st., Almetyevsk, 423462, Russian Federation
E-mail: MakhmutovBT@tatneft.ru

Статья поступила в редакцию 26.11.2023
Принята к публикации 21.03.2024
Опубликована 30.03.2024